



IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2010

RAPPORT DSR N° 466

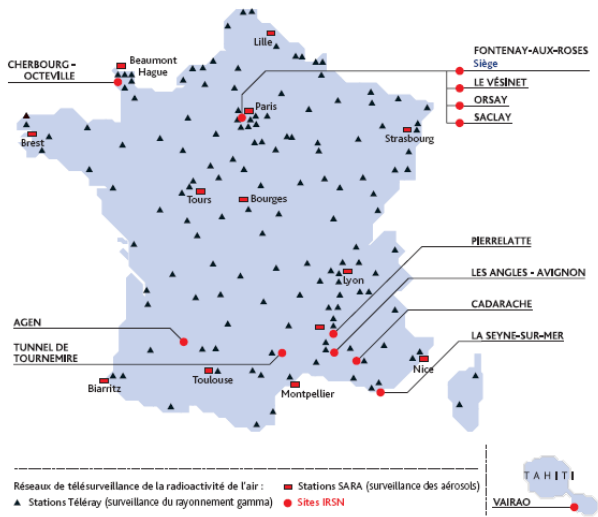
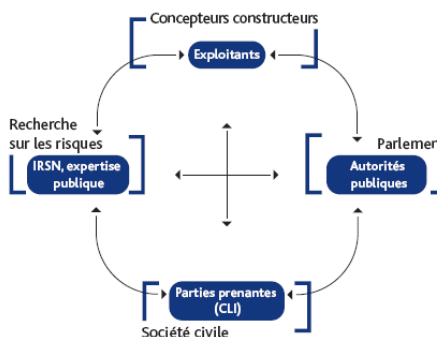
DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

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

Pour porter un jugement sur l'état de la sûreté d'une installation nucléaire, il est nécessaire de disposer d'éléments argumentés et actualisés permettant de répondre aux trois questions suivantes :

- les prescriptions techniques applicables à la conception d'ensemble de l'installation, aux systèmes et équipements assurant les fonctions de sûreté, ainsi que les modalités d'exploitation prévues, sont-elles appropriées aux risques à prendre en compte, au regard des phénomènes accidentels plausibles et de l'état des connaissances scientifiques associées ?
- la conformité de l'installation à ces prescriptions est-elle assurée convenablement, et de manière pérenne ?
- les équipes de conduite de cette installation disposent-elles des connaissances, des moyens et de l'entraînement nécessaires pour faire face efficacement à une situation dégradée, quelle qu'en soit l'origine (technologique, environnementale, humaine ou mixte) ?

Ces éléments proviennent de l'exploitant qui est le premier responsable de la sûreté de ses installations, mais aussi des expertises, recherches et études techniques conduites par l'IRSN, ainsi que des contrôles effectués par l'autorité de sûreté nucléaire et des exercices nationaux de sûreté nucléaire.

Les résultats des évaluations complémentaires de sûreté, aussi appelées « stress tests » réalisées à la suite de l'accident de Fukushima contribueront à nourrir ces questionnements. Cependant, parmi les éléments majeurs d'information à prendre en compte, figure aussi l'analyse menée en continu par l'IRSN du retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs électronucléaires, sur la base des rapports d'événements significatifs transmis par EDF (728 événements relatifs à la sûreté et à la radioprotection ont été déclarés à l'ASN en 2010).

Le rapport que l'IRSN publie au sujet de la sûreté du parc de réacteurs EDF en 2010 présente dans une première partie les principales tendances qui ressortent des statistiques d'événements : les bons résultats en matière de radioprotection des travailleurs se confirment et s'améliorent même, des résultats sont moins nets en matière de sûreté, malgré les plans de progrès engagés depuis plusieurs années. Une seconde partie présente les conclusions que tire l'IRSN de quelques anomalies ou incidents, qui n'ont pas affecté de manière significative l'état de sûreté d'un réacteur, mais qui ont été jugés particulièrement riches d'enseignements pour continuer à faire avancer la sûreté et la radioprotection.

Jacques REPUSSARD

Directeur Général de l'IRSN

SOMMAIRE

AVANT PROPOS	2
SOMMAIRE	3
INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	4
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION	7
La sûreté de l'exploitation en 2010 : les tendances	8
La radioprotection en exploitation : les tendances	22
EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES	30
Retransmission incertaine d'alarmes à la salle de commande en cas de séisme	31
Blocage de grappes de commande des réacteurs de 1450 MWe.....	34
Gonflement des crayons de grappe de commande	39
Anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe	42
Vibrations en amont des pompes du circuit d'eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur	46
Dégradations de supports de tuyauteries de vapeur des réacteurs de 900 MWe	52
Impact des défauts latents sur la sûreté des réacteurs.....	56
EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES	61
Protection de la centrale du Tricastin en cas de crue du Rhône.....	62
Recharges de combustible atypiques	66
Nettoyage chimique des générateurs de vapeur.....	71
Tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe	78
Pression d'épreuve des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe	87
Gestion des moyens temporaires d'exploitation.....	91
DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS	97
CRÉDIT PHOTO	98

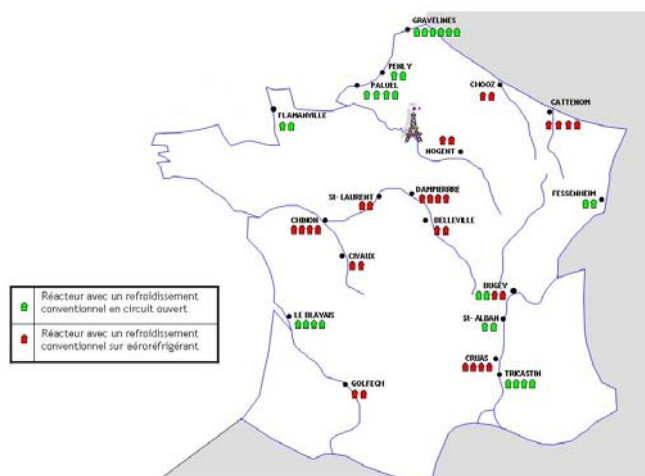
Les mots écrits en [bleu et soulignés](#) renvoient à des liens. Ces liens sont actifs sur www.irsn.fr.

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE

Ce rapport présente le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection dans l'exploitation du parc national électronucléaire d'EDF au cours de l'année 2010, année qui précède celle qui a connu l'accident grave dans les quatre réacteurs de la centrale japonaise de Fukushima Daiichi. Cet accident, pour lequel l'IRSN a mobilisé toutes ses compétences et son organisation pour répondre aux différentes demandes des administrations et, au-delà, répondre aux demandes d'information du public, rappelle que la sûreté n'est jamais définitivement acquise et qu'elle doit rester la priorité lors de la conception d'une installation, pendant son exploitation et dans la préparation à gérer, le cas échéant, une situation accidentelle.

Tirer tous les enseignements de cet accident demandera du temps et les évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires nationales, demandées par le gouvernement, constituent une première étape concrétisée par un rapport de l'IRSN, consultable sur son site.

Comme ceux des années précédentes, le présent rapport sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire (en 2010) ne vise pas l'exhaustivité mais plutôt à mettre en relief les points jugés significatifs par l'IRSN. Il comporte trois parties. Dans un premier volet, l'IRSN présente les principales tendances qui se dégagent de son examen global de la sûreté et de la radioprotection du parc en exploitation pour l'année 2010. Le second volet est consacré aux événements et anomalies, en particulier les anomalies dites génériques, c'est-à-dire affectant plusieurs centrales. Le dernier volet expose, sous le vocable « évolutions significatives », 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 dans la conception ou l'exploitation des centrales, destinés à répondre à des questions de sûreté, mais aussi à des préoccupations d'ordre économique.



La mise en exploitation des 58 réacteurs à eau sous pression du parc national électronucléaire EDF s'est échelonnée de 1977 à 1999.

Ces réacteurs sont regroupés en paliers. Chaque palier rassemble des réacteurs de même puissance, dont la conception est standardisée.

Ces réacteurs sont implantés sur 19 sites.

La sûreté et la radioprotection exigent une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués, elles doivent rester une priorité et 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, ceci 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. Cette démarche est permanente.

L'IRSN constate qu'en 2010, aucun incident susceptible d'affecter de manière significative la sûreté de l'installation, l'environnement ou la population, n'est survenu sur le parc de réacteurs d'EDF. L'IRSN note une légère baisse du nombre d'évènements significatifs, d'environ 10% par rapport à 2009 ; mais la nature et la typologie de ces évènements ne met pas en évidence d'évolutions significatives par rapport aux principales tendances relevées en 2009. Malgré des disparités, parfois importantes, entre les centrales, on constate, d'une manière générale, que nombre d'évènements révèlent des difficultés rencontrées par l'exploitant pour assurer la maîtrise et la surveillance des opérations de maintenance, opérations majoritairement sous-traitées lors des arrêts de tranche. Les évènements significatifs montrent également des faiblesses dans la préparation des activités, alors que celle-ci est déterminante pour le bon déroulement et la qualité des interventions. L'IRSN note également une baisse du nombre d'évènements survenant lors des arrêts de tranche, quoique celle-ci doive être pondérée par un nombre moins important de visites décennales programmées en 2010 sur les réacteurs de 900 MWe ; ces visites sont en effet sources d'aléas du fait du nombre important d'activités menées simultanément dans l'installation.

Bien que de manière différenciée selon les centrales, la tendance à la hausse du nombre des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation continue ; il représente en 2010 plus de 60% des évènements significatifs pour la sûreté. Les causes sont diverses et relèvent principalement de facteurs humains et organisationnels. Les conséquences pour la sûreté de ces évènements sont en général faibles, notamment parce que les non-conformités sont en général rapidement détectées et corrigées par l'exploitant. La hausse continue de ces évènements montre toutefois les limites du plan d'actions engagé au niveau national par EDF en 2007 en vue de les réduire, plan d'actions sur lequel l'IRSN avait déjà fait des réserves en 2009 quant à son adéquation pour résoudre les difficultés à l'origine des évènements. Il convient aussi de s'interroger sur l'efficacité dans la durée des actions correctives, comme le montre l'exemple de cette catégorie particulière de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation que sont les sorties du domaine d'exploitation ; la hausse du nombre d'évènements de ce type en 2009 et 2010 ne confirme pas les résultats encourageants observés en 2008.

L'IRSN constate par ailleurs un nombre relativement important de défauts et anomalies affectant certains composants des réacteurs. Du fait de la standardisation des réacteurs du parc EDF, plusieurs de ces anomalies affectent l'ensemble des réacteurs d'un même palier de puissance, voire l'ensemble des réacteurs du parc. Le traitement de ces anomalies par l'exploitant et les solutions proposées font l'objet d'évaluations par l'IRSN. Deux anomalies, parmi celles présentées dans ce rapport, affectent plus sensiblement la sûreté. La première concerne des déformations latérales d'assemblages de combustible, susceptibles de freiner, voire de bloquer la chute de grappes de commande. Ces déformations, détectées d'abord sur le réacteur n°2 de la centrale de Chooz B, sont susceptibles d'affecter tous les réacteurs de 1450MWe. Ceci a conduit EDF à effectuer de

premières modifications sur les assemblages de combustible de ces réacteurs. La seconde anomalie est relative à l'usure prématurée des coussinets de bielle des moteurs diesels des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe. Cette anomalie a fragilisé les alimentations électriques de plusieurs réacteurs, ce qui a contraint EDF à intervenir rapidement sur plusieurs groupes électrogènes et à prendre des premières mesures provisoires de surveillance et de maintenance. Des investigations ont été engagées afin de caractériser ces défauts en vue de mettre en place une solution définitive.

Maintenir et améliorer le niveau de sûreté des installations tout au long de leur vie nécessite des études, des améliorations ou des réfections parfois importantes, soumises à l'expertise de l'IRSN. Parmi les sujets présentés dans le chapitre « évolutions significatives » de ce rapport, le dossier constitué par EDF pour démontrer la tenue mécanique des cuves des réacteurs de 900 MWe pour leur durée de vie prévisionnelle, a fait l'objet d'un examen approfondi.

Pour ce qui concerne la radioprotection, le nombre d'évènements significatifs a également baissé en 2010 d'environ 10%. Parmi ces évènements significatifs, les non-respects des conditions techniques d'accès en zone restent prépondérants. Par ailleurs, l'IRSN constate en 2010 une nouvelle diminution des doses individuelles et collectives, reçues par les travailleurs ; ce qui confirme les progrès importants d'EDF observés depuis une dizaine d'années, en matière de radioprotection des travailleurs. Toutefois, comme le montrent quelques incidents, dont celui classé au niveau 2 de l'échelle INES, survenu en avril 2010 sur un réacteur de la centrale de Chinon, la vigilance reste de mise. En effet, une augmentation importante du volume des opérations de maintenance (liée notamment au vieillissement des réacteurs) est prévue dans les prochaines années, avec une forte sollicitation d'entreprises extérieures. Ces activités coïncideront avec une période de fort renouvellement de personnels résultant des nombreux départs en retraite, chez EDF comme chez les sous-traitants; dans ce contexte général, tout relâchement des efforts actuellement fournis pourrait rapidement conduire à augmenter les doses individuelles et collectives.

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 EDF, repose sur l'analyse d'une multitude de données issues du suivi permanent de l'exploitation de ces réacteurs. Les données relatives aux évènements et aux incidents qui affectent le parc, mais aussi des installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience. L'IRSN utilise diverses méthodes d'analyse selon le but poursuivi. 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 qu'il a établis ([voir le rapport public IRSN 2007](#)). 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 de l'exploitation. Les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale, l'une en matière de sûreté, l'autre en matière de radioprotection, pour l'année 2010.

La sûreté de l'exploitation en 2010 : les tendances

L'IRSN note pour 2010 un nombre d'évènements significatifs pour la sûreté en baisse d'environ 10% par rapport à 2009, mais ne constate pas d'importants changements dans les tendances observées en 2009. Les disparités entre les centrales restent fortes, les centrales concernées n'étant d'ailleurs pas les mêmes d'une année à l'autre. Parmi les domaines où des améliorations doivent être prioritairement recherchées, l'IRSN retient surtout la maîtrise et la surveillance des opérations de maintenance, majoritairement sous traitées lors des arrêts de tranche. Des efforts sont aussi nécessaires dans la préparation des activités, qui est déterminante pour une bonne réalisation des interventions. Enfin, l'IRSN souligne que le nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation est toujours en hausse et représente en 2010 plus de 60% des ESS ; leurs causes sont diverses et relèvent en majorité des facteurs humains et organisationnels, comme par exemple l'identification tardive d'une indisponibilité ou des écarts par rapport à la conduite à tenir prescrite par les règles d'exploitation.

Les évènements significatifs pour la sûreté (ESS)

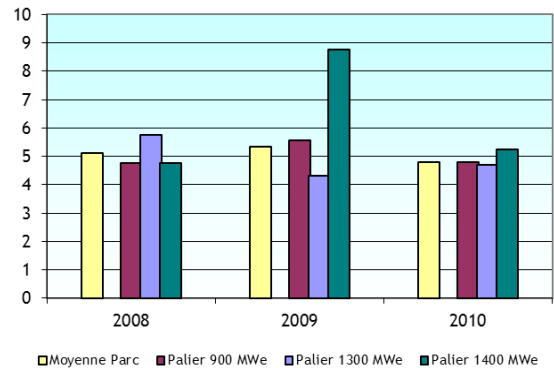
Lorsqu'un évènement survient dans une centrale et répond à l'un des 10 critères établis par l'Autorité de sûreté nucléaire (tableau ci-dessous), l'exploitant est tenu de le déclarer à cette dernière par l'envoi d'un fax dans les 48 heures suivant la détection de l'évènement. Il doit ensuite fournir sous deux mois son analyse de l'évènement dans un compte-rendu d'évènement significatif (CRES).

Les 10 critères de déclaration pour les évènements 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	évènement ayant causé ou pouvant causer des défaillances multiples
ESS 8	évènement ou anomalie spécifique au circuit primaire principal, au circuit secondaire principal ou aux appareils à 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 et qui ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation existantes
ESS 10	tout autre évènement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire.

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 pire 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.

Si le nombre d'ESS survenus en arrêt de tranche diminue, l'augmentation des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation révèle la persistance d'aléas et de difficultés d'exploitation dans certaines centrales.

642 événements significatifs pour la sûreté (ESS) ont été déclarés par EDF en 2010 pour les 58 réacteurs du parc. Ce chiffre, en baisse d'environ 10% par rapport à l'année 2009, au cours de laquelle 713 ESS ont été déclarés, est pratiquement identique à celui de l'année 2008. Parmi ces événements, 76 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES, contre 95 en 2009.



Évolution entre 2008 et 2010 du nombre moyen d'ESS survenus en arrêt par réacteur pour les différents paliers et sur le parc

Les ESS et les facteurs organisationnels et humains : Les ESS classés au niveau 0 de l'échelle INES sont qualifiés d'écarts. Ces écarts n'ont la plupart du temps aucune conséquence réelle pour la sûreté, les parades techniques ou organisationnelles prévues ayant fonctionné. C'est l'analyse des causes des écarts qui permet de trouver des axes d'amélioration de la sûreté. Une part significative de ces causes relève de facteurs organisationnels et humains (FOH). Le travail consistant à déterminer et à évaluer quantitativement la contribution des FOH dans la survenue des événements est malaisé, car il dépend directement de la profondeur de l'analyse de ces événements. De nombreuses défaillances matérielles trouvent par exemple leur origine dans des défaillances FOH antérieures aux événements eux-mêmes et qui ne sont pas systématiquement décrites par l'exploitant dans les CRES. Ces défaillances concernent les phases de conception et de fabrication des matériels, les phases de construction des installations, les phases de préparation et de programmation des activités de maintenance

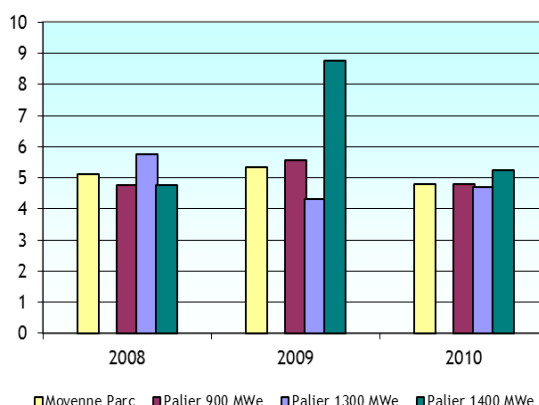
De fortes disparités entre les centrales

L'IRSN note, comme en 2009, des disparités parfois importantes entre les centrales selon le type d'ESS considéré. Il est donc difficile de formuler des conclusions valables pour tous les réacteurs du parc. Comme les années précédentes, l'IRSN note que les centrales qui ont engagé des actions d'amélioration dans plusieurs domaines, ne parviennent pas à progresser dans l'ensemble de ces domaines ; certaines centrales maintiennent de bonnes performances dans la durée alors que d'autres peinent à rattraper leur retard. Ces variations peuvent également être dues à des difficultés ponctuelles liées à des aléas d'exploitation.

Une baisse du nombre d'évènements significatifs pour la sûreté lors des arrêts des réacteurs

Le nombre moyen d'évènements significatifs pour la sûreté survenus lors des arrêts programmés des réacteurs est en baisse sur le parc pour la première fois depuis l'année 2006, avec une valeur de 4,8 ESS/arrêt.réacteur en 2010. Cette diminution est d'environ 10% entre les années 2009 et 2010, mais il faut préciser que la durée globale des arrêts programmés a baissé dans les mêmes proportions, ce qui nuance la tendance à l'amélioration.

A noter aussi que, comme en 2008 et 2009, les ESS survenus réacteur à l'arrêt représentent en 2010 près de 45% du total des ESS, alors que les réacteurs ne passent en moyenne que 20% du temps à l'arrêt.



Évolution entre 2008 et 2010 du nombre moyen d'ESS survenus en arrêt par réacteur pour les différents types de réacteurs et pour le parc

Les arrêts pour rechargement et la maintenance.

Périodiquement (en général, tous les 12 à 18 mois) les réacteurs doivent être arrêtés afin de renouveler une partie du combustible nucléaire. La durée des arrêts peut varier d'environ 30 jours à plus de 3 mois suivant le volume des travaux à effectuer. Ces arrêts sont en effet l'occasion de vérifier, d'entretenir, de modifier ou de remplacer un certain nombre de matériels, ces opérations ne pouvant pas être effectuées lorsque le réacteur est en production.

Une baisse du nombre d'ESS est constatée sur les réacteurs de 900 MWe et de 1450 MWe alors qu'une légère hausse est enregistrée pour les réacteurs de 1300 MWe. Le faible nombre de visites décennales programmées en 2010 sur les réacteurs de 900 MWe, au cours desquelles sont réalisées de nombreuses activités de maintenance, peut être à l'origine de la baisse observée. Pour les réacteurs de 1450 MWe, les durées d'arrêt cumulées sont de 144 jours en 2010 contre 355 en 2009. Cette différence de durée correspond à une baisse du nombre des modifications et des interventions de maintenance réalisées, sources potentielles d'écarts.

Les arrêts de tranche sont des moments particuliers dans la vie des centrales, au cours desquels s'exercent sur les individus, les collectifs et les organisations des contraintes diverses dont les effets sur la fiabilité des activités peuvent être importants. Une analyse qualitative réalisée par l'IRSN sur les ESS survenus en arrêt de tranche en 2010, met en évidence certains facteurs qui fragilisent les capacités d'adaptation des hommes et des organisations et réduisent leurs marges de manœuvre :

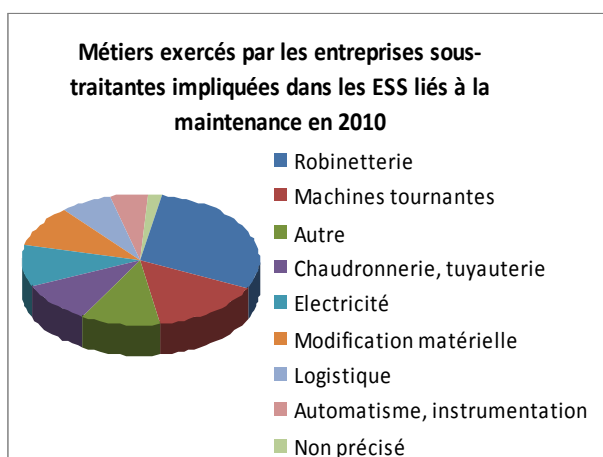
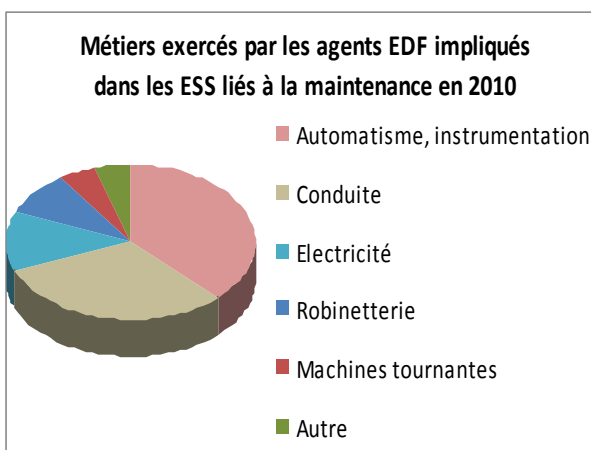
- l'accumulation des aléas (réduction du temps ou du nombre de personnes disponibles pour réaliser une tâche prévue) ;
- la pression exercée sur les équipes d'arrêt par les directions des centrales pour rétablir au plus vite la production d'électricité, notamment dans le contexte d'un hiver particulièrement rude générant des besoins en électricité importants en France ;

- le planning de l'arrêt qui prévoit l'enchaînement de nombreuses activités exigeant des coordinations précises entre les intervenants et délicates à gérer;
- la densification des activités lors de certaines phases des arrêts, notamment le redémarrage du réacteur qui clôture une période d'activité intense pendant laquelle la fatigue accumulée peut conduire à une baisse de la vigilance.

Les activités les plus concernées par les ESS au cours des arrêts des réacteurs sont la mise en configuration de l'installation (consignations, condamnations, lignages), la surveillance en salle de commande dont dépendent notamment la maîtrise de certains transitoires sensibles et la gestion des alarmes, ainsi que le suivi et la gestion de paramètres. Il convient toutefois de souligner qu'une part significative des ESS qui surviennent pendant les arrêts des réacteurs trouve son origine dans la préparation des activités.

Maîtrise des opérations relatives à la maintenance et aux modifications matérielles

Malgré les différents plans déployés par EDF à l'échelle du parc pour améliorer la maîtrise des opérations relatives à la maintenance et aux modifications matérielles, le nombre d'évènements significatifs liés à ces activités est élevé depuis trois ans (environ 180 ESS par an). Près de la moitié de ces ESS impliquent directement des agents EDF. Mais les activités de maintenance et de modifications matérielles sont majoritairement confiées à des entreprises sous-traitantes ; celles-ci assurent 80% du volume de temps consacré à la maintenance en arrêt de tranche.



Parmi les activités sous-traitées, celles de robinetterie conduisent à un nombre important d'évènements. Ce secteur d'activité fait l'objet d'un plan d'actions spécifique d'EDF depuis 2008, en vue d'assurer le maintien des compétences. A cet effet, des contrats nationaux sont mis en place par EDF, faisant intervenir un nombre restreint d'entreprises spécialisées. EDF a décidé de ne plus faire appel à la sous-traitance pour certaines interventions sur la robinetterie dite sensible.

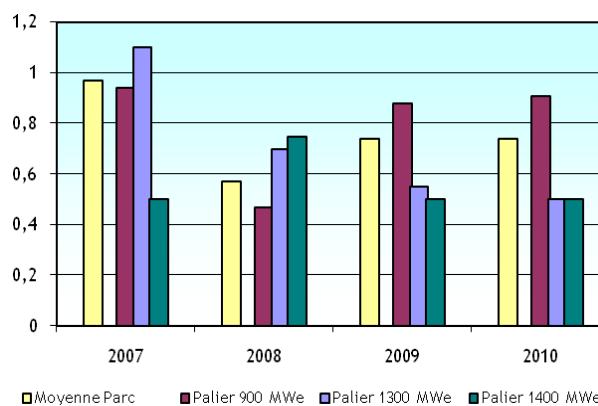
Une analyse qualitative des événements survenus en 2010 impliquant des sous-traitants d'EDF ou leurs propres sous-traitants a été réalisée par l'IRSN. Cette analyse montre que différentes étapes du processus mis en place par EDF pour maîtriser les activités sous-traitées sont concernées par ces événements :

- la contractualisation : les termes des exigences formulées par EDF sont en cause dans un certain nombre d'événements, notamment dans le cas de l'externalisation d'une activité ou d'un changement de titulaire lors du renouvellement d'un contrat ;
- la préparation : des insuffisances concernent les moyens et les ressources apportés par EDF à ses sous-traitants. Les documents opératoires, les analyses de risques censées guider l'activité du sous-traitant, ainsi que les outils mis à sa disposition, sont principalement concernés ;
- la réalisation : des défaillances concernent la gestion des coordinations : communication défaillante du sous-traitant vers EDF, coordination insuffisante entre deux sous-traitants, information inadaptée délivrée par EDF à un sous-traitant ;
- la surveillance des prestataires : des défauts sont observés tant au niveau de l'élaboration du programme de surveillance que de la prise en compte du retour d'expérience des prestations antérieures. Certains facteurs perturbateurs de la surveillance apparaissent explicitement : les évolutions d'activités en arrêt de tranche par rapport aux prévisions initiales, les prestations s'exerçant sur une longue durée.

L'IRSN constate qu'une part importante des ESS survenus en 2010 est, pour beaucoup, imputable à des défauts de préparation. Cette étape est essentielle pour fiabiliser les interventions car c'est au cours de la préparation qu'est détaillée chaque opération de façon à identifier les conditions requises pour son exécution, les risques qui y sont associés et les précautions à mettre en œuvre. Le projet « performance humaine » déployé par EDF depuis 2007 en réponse aux défauts de qualité des interventions ne peut pas être totalement efficace à ce sujet car les dispositions qu'il préconise concernent essentiellement l'exécution proprement dite en visant à doter l'intervenant de « bonnes pratiques » pour réaliser le bon geste du premier coup. Au vu des résultats 2010, ces bonnes pratiques ne semblent pas être suffisantes lorsque les risques liés à l'exécution n'ont pas été correctement identifiés en amont de l'intervention ou lorsque les conditions de réalisation de celle-ci ont changé par rapport à la situation envisagée lors de la préparation.

Les arrêts automatiques des réacteurs

Les moyennes par palier du nombre d'arrêts automatiques des réacteurs (AAR) survenus sur les tranches en 2010 sont quasiment identiques à celles de 2009. Cette observation ne doit pas occulter le fait qu'il existe une grande disparité entre les centrales ; certains réacteurs n'ont pas connu d'AAR depuis plusieurs années.



Évolution du nombre d'arrêts automatiques des réacteurs entre 2007 et 2010 par réacteur pour les différents paliers

Pour ce qui concerne les AAR pour les réacteurs de 900 MWe, dont le nombre augmente sensiblement depuis 2008, 70% d'entre eux sont provoqués par trois types de signaux : une variation de flux ou un haut flux neutronique dans le cœur du réacteur, principalement intempestif ou associé à des chutes de grappes du fait d'un dysfonctionnement du contrôle commande, un très bas niveau d'eau dans les générateurs de vapeur, le déclenchement de la turbine. Deux tiers de ces écarts au fonctionnement normal du réacteur ont pour origine une défaillance matérielle, comme par exemple des défauts fugitifs dans le contrôle-commande, le troisième tiers à une origine humaine.

Pour l'IRSN, les AAR sont révélateurs d'aléas qui conduisent à l'activation de cette protection ; ils font généralement suite à des phases d'exploitation perturbées, voire, dans certains cas, à des actions de conduite mal maîtrisées. Toutefois, la hausse de leur nombre n'est pas un indicateur directement significatif d'une dégradation de la sûreté et l'IRSN note que les séquences d'arrêt automatique se sont déroulées correctement, ce qui montre la bonne fiabilité de cette protection.

Outre son incidence sur la production électrique de la centrale, un arrêt automatique entraîne un transitoire thermohydraulique qui sollicite certains composants mécaniques du réacteur ; il peut également conduire à une production d'effluents. Aussi, l'IRSN estime que l'effort de réduction des arrêts automatiques, qui avait porté ses fruits en 2008, doit être poursuivi.

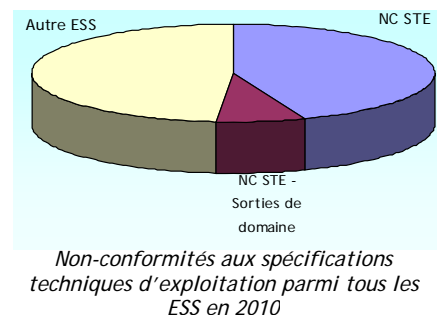
Un nombre croissant de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation

L'IRSN a recensé 399 événements de non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation (NC-STE) pour l'année 2010.

Les règles générales d'exploitation d'un réacteur précisent les modalités d'exploitation à respecter pour que la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté (RDS) reste valable. Les spécifications techniques d'exploitation (STE) font partie des règles générales d'exploitation (RGE). Elles ont pour rôle :

- de définir les limites du fonctionnement normal de l'installation ;
- d'identifier, en fonction de l'état de tranche considéré, les systèmes dont la disponibilité est requise pour assurer la maîtrise de la réactivité, le maintien du refroidissement et le confinement ;
- de prescrire la conduite à tenir en cas de dépassement d'une limite du fonctionnement normal ou en cas d'indisponibilité d'une fonction de sûreté.

L'IRSN définit une non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation comme le non-respect d'une règle édictée par les spécifications techniques d'exploitation. À titre d'exemple, l'indisponibilité fortuite d'un matériel ne constitue pas une non-conformité si ce matériel est réparé dans les délais requis. Par contre, si cette indisponibilité a été provoquée par l'exploitant (par erreur ou omission) ou si la durée nécessaire pour corriger l'indisponibilité du matériel dépasse le délai alloué sans que le repli ne soit amorcé, alors il s'agit d'une non-conformité.



Le nombre d'évènements de ce type est en forte hausse par rapport à 2009 (365 ESS) et à 2008 (354 ESS). L'augmentation continue du nombre de NC-STE depuis 2004 est proportionnellement plus importante que celle des ESS car ces événements représentent en 2010 près de 63% du nombre total d'ESS, contre 39% en 2004.

Seuls quelques événements de type NC-STE résultent de problèmes matériels ; c'est le cas, par exemple, d'un événement survenu en février 2010 lors duquel le dysfonctionnement d'un module électronique a entraîné une sortie du domaine de fonctionnement du réacteur par baisse de la pression dans le circuit primaire.

Dans son rapport public pour l'année 2009, l'IRSN avait émis des réserves sur la pertinence et l'adéquation du plan d'actions engagé par EDF en 2007 en vue de réduire le nombre de NC-STE. Ces doutes sont confirmés par la hausse du nombre d'évènements de ce type déclarés en 2010. Comme en 2009, l'IRSN note la part importante des événements entraînant une indisponibilité de systèmes relatifs au confinement et à la ventilation du bâtiment du réacteur et des bâtiments annexes ou une indisponibilité de systèmes relatifs à la surveillance et à la régulation de la puissance neutronique du réacteur. Par ailleurs, l'IRSN remarque, pour l'année 2010, un nombre croissant de difficultés concernant les systèmes de mesure d'activité (assurant la surveillance de l'intégrité des barrières de confinement), les alimentations électriques externes et le turboalternateur de secours.

L'IRSN constate un nombre de plus en plus grand d'évènements lors desquels la conduite à tenir prescrite par les STE n'a pas été respectée (77 ESS pour l'année 2010, contre 58 ESS en 2009). Outre les replis du réacteur non effectués, de nombreux non-respects de la conduite à tenir ont été déclarés, dont les ESS liés au dépassement des délais de réparation de matériels. Pour ce qui est des délais de réparation, l'IRSN a relevé des ESS :

- touchant le groupe électrogène de secours de site, à cause d'une découverte tardive de son indisponibilité ou à cause d'une réparation trop longue par rapport au délai maximal imparti,
- dus à des aléas survenus durant des interventions de réparation qui ont décalé certaines activités,
- dus à des requalifications fonctionnelles difficiles à mettre en œuvre.

De manière générale, les événements pour lesquels la conduite à tenir prescrite par les STE n'a pas été respectée sont principalement dus :

- à une méconnaissance de la conduite à tenir prescrite par les STE,
- à un défaut de surveillance de certains paramètres,
- à l'identification tardive de l'indisponibilité qui a empêché la mise en œuvre dans les temps de la conduite à tenir prescrite par les STE.

Un nombre de sorties du domaine de fonctionnement de plus en plus élevé

Les sorties du domaine de fonctionnement forment un type particulier de non-conformités aux STE. Le nombre de ces sorties du domaine a fortement augmenté il y a quelques années avec un pic en 2007 (58 ESS), amenant EDF à mettre en place des plans d'actions particuliers ([voir le rapport public 2009 de l'IRSN](#)). Les résultats de l'année 2010 montrent les limites de ces plans d'actions, qui ne semblent pas efficaces dans la durée. En effet, le nombre d'ESS de ce type a augmenté de 12% entre 2009 et 2010, passant de 52 à 58 ESS. Cette évolution

représente une hausse de plus de 40% depuis l'année 2008 ; le nombre d'événements déclarés pour l'année 2010 est sensiblement égal à celui du pic de 2007.

L'année 2010 a été marquée par un nombre élevé d'ESS de sortie du domaine autorisé pour le couple « pression/température » (P/T) du circuit primaire, doublant quasiment par rapport à 2009. Ce nombre est le plus élevé depuis 2003.

Parmi les 38 ESS de sortie du domaine P/T, 25 ESS (soit 66%) concernent un écart au niveau de la température. Après analyse, l'IRSN remarque que la moitié de ces sorties de domaine a eu lieu au cours d'un transitoire lors de la convergence (arrêt du réacteur) ou de la divergence (redémarrage) du réacteur. Ces événements montrent des dynamiques physiques rapides parfois difficiles à éviter, mais aussi des manques de réactivité ou d'anticipation des équipes de conduite. Des problèmes liés à la surveillance en salle de commande ressortent aussi de ces analyses. Ces conclusions sont étayées par le fait que les prémisses de près de 80% des sorties du domaine P/T, sont détectées en salle de commande ; pour autant, les équipes de conduite n'ont pas pu empêcher l'écart. De nombreux événements de ce type concernent la gestion des différents systèmes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur ou encore, des problèmes sur la turbine ou sur le condenseur.

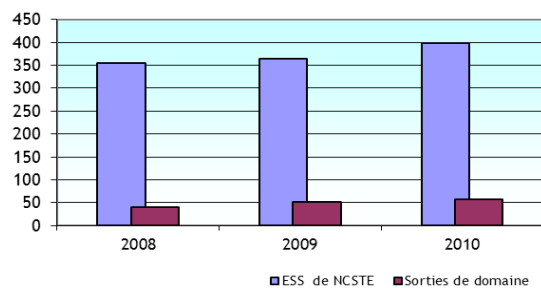
Les sorties du domaine P/T qui surviennent alors que le réacteur est à l'arrêt résultent d'un pilotage délicat dans un état où les contraintes d'exploitation sont importantes.

Les analyses concernant les durées de sortie du domaine autorisé montrent par ailleurs que de nombreuses sorties ont une durée non négligeable (moyenne : 16 minutes ; 31% des sorties de domaine durent plus de 10 minutes).

Par ailleurs, l'IRSN note des disparités entre les réacteurs du parc ; quatre réacteurs ont connu chacun trois sorties du domaine P/T durant l'année 2010, alors que d'autres n'en ont connues aucune. Ceci montre que des marges de progrès existent.

Les domaines d'exploitation du réacteur.

Pour chaque domaine d'exploitation du réacteur, allant de l'arrêt du réacteur jusqu'au fonctionnement en puissance, les spécifications techniques d'exploitation précisent les contraintes et les limites de fonctionnement à respecter pour maintenir l'état du réacteur conforme à la démonstration de sûreté. Il est strictement interdit de sortir volontairement du domaine d'exploitation 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 conforme aux STE dans les plus brefs délais.



Évolution du nombre de NC-STE et de sorties de domaine entre 2008 et 2010

Une hausse du nombre d'amorçages de repli non réalisés

Le nombre d'amorçages de repli est significatif du poids des aléas d'exploitation obligeant l'exploitant à mettre le réacteur à l'arrêt pour ne pas dégrader le niveau de sûreté. Après une stabilisation du nombre annuel d'amorçages de repli entre 2006 et 2008, l'IRSN a recensé 49 événements de ce type pour l'année 2010, soit une augmentation de 30% par rapport à 2008. Les réacteurs de 1300 MWe sont ceux qui cumulent en moyenne le plus d'ESS pour lesquels un repli a été engagé.

Près de 40% des amorçages de repli du réacteur ont été réalisés à la suite d'indisponibilités du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur ou du système d'injection de sécurité.

Dans leur grande majorité (90%), les amorçages de repli ont été effectués conformément à la conduite prescrite par les STE. Toutefois, dans certains cas, l'amorçage de repli a bien été effectif mais avec un dépassement du délai de repli prescrit par les STE. Le nombre d'indisponibilités pour lesquelles le repli n'a pas été réalisé alors qu'il était prescrit, bien que faible en valeur absolue, est en augmentation sensible depuis 2007. En effet, ce nombre a plus que doublé de 2007 à 2008 (passant de 3 ESS à 7 ESS) puis encore doublé de 2008 à 2009 (passant de 7 ESS à 14 ESS). Cette hausse s'est prolongée en 2010 (15 ESS).

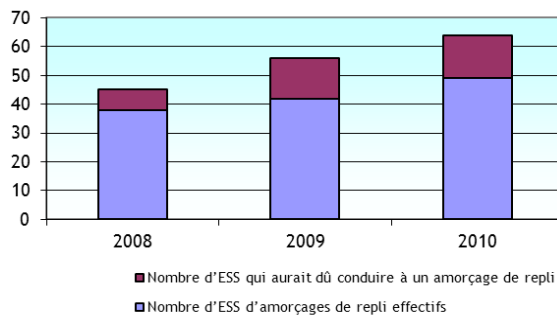
L'analyse par l'IRSN des 15 ESS pour lesquels le repli n'a pas été engagé montre que :

- 9 ESS sont liés à une mauvaise compréhension des STE qui a conduit à un diagnostic erroné de la situation (ex : mauvaise compréhension de la conduite à tenir, analyse incorrecte de l'indisponibilité, effets de l'indisponibilité sur les STE mal maîtrisés) ou à la caractérisation tardive d'une non-conformité (défaut de prise en compte d'une alarme rouge en salle de commande, contrôle défaillant n'ayant pas détecté l'anomalie...);
- 6 ESS sont liés à un défaut d'application des STE en présence d'un cumul de plusieurs indisponibilités ; ce qui est alors en cause est la méconnaissance des règles de cumul prescrites dans les STE, mais aussi des diagnostics erronés des effets d'une indisponibilité sur plusieurs systèmes.

Le nombre d'amorçages de repli non effectués est certes faible mais ils concernent peu de centrales. Ainsi, trois centrales déclarent à elles seules près de la moitié de ces ESS.

L'amorçage de repli

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



Évolution du nombre d'amorçages de repli entre 2008 et 2010

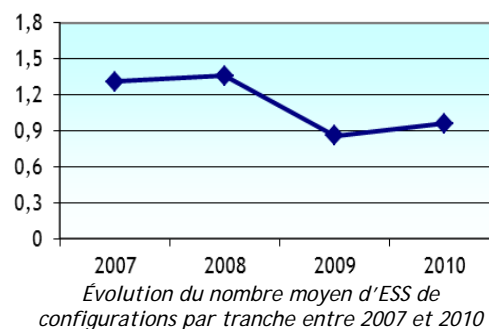
Le fait de ne pas amorcer un repli prescrit par les STE traduit des faiblesses dans la maîtrise de l'exploitation, qu'il convient de corriger car elles sont significatives d'une dégradation de la sûreté.

Les événements significatifs pour la sûreté concernant les non-conformités de configuration d'un circuit

On distingue deux catégories de non-conformités de configuration d'un circuit : les défauts provenant d'une mauvaise préparation, appelés défauts de configuration, et ceux survenant dans la phase de réalisation, appelés défauts de lignage

Les défauts de configuration

Les ESS de défaut de configuration d'un circuit ont généralement leur origine dans la phase de préparation de la mise en configuration avant lignage et concernent plus particulièrement les documents opérationnels utilisés pour planifier les activités. Il peut s'agir d'une procédure incomplète, erronée ou inexistante, d'une mise en configuration inopportune, par exemple du fait d'un glissement de planning. Au même titre que les erreurs de lignage, les erreurs de configuration d'un circuit affectent la sûreté de l'installation, notamment lorsqu'elles constituent des non-conformités aux STE et conduisent à des indisponibilités de matériels.

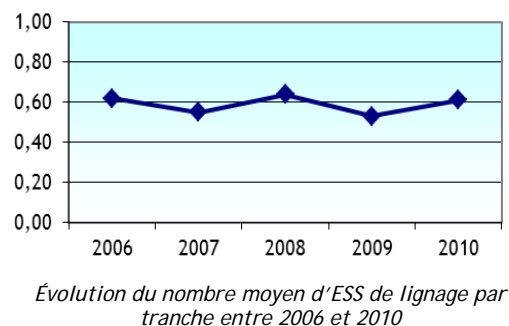


En 2010, on dénombre en moyenne un événement significatif par réacteur dû à une mauvaise configuration d'un circuit, ce qui représente près de 10% du nombre total des ESS déclarés en 2010.

L'IRSN tient à souligner l'importante disparité qui existe entre les centrales pour ce type d'événements. Alors que deux centrales déclarent entre 2 et 3 événements significatifs de ce type par réacteur, d'autres n'en ont pas déclaré. Il est important de noter que ces deux centrales présentaient, ces dernières années, un nombre moyen d'événements de ce type supérieur à la moyenne du parc. Certaines centrales connaissent donc des problèmes récurrents dans les pratiques de préparation d'une mise en configuration et dans le respect des référentiels.

Les défauts de lignage

L'exploitant procède à des opérations de lignage de circuits pour diverses raisons : pour effectuer une intervention de maintenance, pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, pour réaliser des mises en service ou mises hors service de certains équipements du circuit, notamment lors des changements d'état du réacteur. Du fait du nombre important de lignages à réaliser, cette activité routinière est source d'erreurs, en particulier lors des phases d'arrêt. De plus, les difficultés que peut présenter la réalisation de certains lignages ne sont pas toujours suffisamment perçues, que ce soit dans leur préparation, dans l'utilisation des documents supports ou dans le contrôle des actions



réalisées. Les erreurs de lignage affectent la sûreté de l'installation lorsqu'elles conduisent à des indisponibilités de systèmes importants pour la sûreté (voire à des dommages).

En 2010, EDF a déclaré, en moyenne, 0,61 ESS de lignage par réacteur. Ce nombre d'ESS est stable depuis 2005, en cohérence avec la mise en œuvre continue de bonnes pratiques sur les sites et le déploiement d'actions spécifiques. Les différentes centrales ont déclaré un nombre moyen d'ESS de lignage par réacteur assez homogène ; il n'existe pas de grande disparité pour ce type d'événements.

L'évolution du nombre d'ESS relatifs aux lignages intervient dans l'appréciation de la capacité de l'organisation à exploiter de manière rigoureuse ses installations. Depuis plusieurs années, les difficultés concernent davantage la phase de préparation de la mise en configuration d'un circuit que la réalisation.

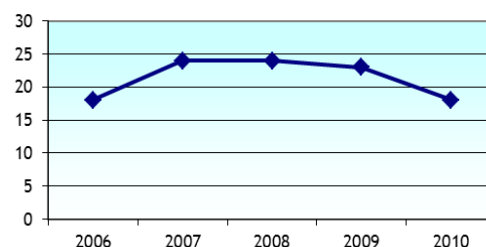
Une baisse du nombre des événements liés à la gestion des condamnations administratives

Certains lignages de circuits importants pour la sûreté sont gérés par des « condamnations administratives ». Tout oubli, toute erreur dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative induit des risques car certains systèmes ou protections pourraient alors ne pas pouvoir remplir leur fonction. L'IRSN est donc attentif à l'évolution du nombre des non-respects de condamnations administratives car celles-ci constituent une ligne de défense forte en exploitation. Des écarts dans la pose ou la levée de condamnations administratives peuvent être attribués à des défaillances dans l'organisation des activités.

Les « condamnations administratives » sont des consignations physiques (cadenas, chaînes) installées sur les matériels dans le but d'assurer à tout moment la conformité des lignages. Elles sont gérées de manière formelle et administrative (registre centralisé).

Les condamnations administratives constituent une ligne de défense contre les défauts de lignage de circuits importants pour la sûreté.

Au cours de la période 2003-2007, l'IRSN a mis en évidence une augmentation importante du nombre des défaillances dans la gestion des condamnations administratives. Leur nombre est en baisse depuis 2008. Pour l'année 2010, l'IRSN a recensé 18 ESS de ce type (contre 23 ESS en 2009). Cette diminution concerne principalement les réacteurs de 900 MWe, pour lesquels le nombre d'ESS de ce type a baissé de près de 25% entre 2009 et 2010 (passant de 15 ESS à 11 ESS).



Évolution du nombre d'ESS de type erreurs de condamnation administrative entre 2006 et 2010

L'IRSN note que les ESS relatifs aux condamnations administratives sont essentiellement dus à des erreurs lors de la condamnation (par exemple vanne condamnée « ouverte » au lieu de « fermée », pose incomplète d'une consignation, voire absence de pose de la condamnation).

L'IRSN constate, en 2010, que les contrôles ont été renforcés afin de mieux détecter les erreurs dans la gestion des condamnations administratives lors des changements d'état du réacteur. Il est de plus important de souligner qu'EDF a procédé en 2010 à la mise à jour des documents nationaux encadrant les processus de condamnation administrative sur les sites. La mise en œuvre de ces documents, qui intègrent des éléments issus du retour d'expérience, est de nature à améliorer encore les résultats dans les prochaines années.

Une hausse du nombre d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté

En 2010, la valeur moyenne pour le parc du nombre des indisponibilités déclarées concernant les systèmes importants pour la sûreté est en augmentation par rapport à l'année précédente, avec une valeur de 2,43 indisponibilités par réacteur contre 2,10 en 2009, soit une hausse de 16%. La valeur de 2010, la plus élevée depuis 2003 est essentiellement due à la hausse pour les réacteurs de 1300 MWe, pour lesquels le nombre d'indisponibilités en 2010 ne confirme pas les bons résultats de 2009.

Les principaux systèmes affectés par ces indisponibilités sont le système d'injection de sécurité (RIS), le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) et le système de refroidissement de l'eau brute (RRI/SEC). L'IRSN a recensé 100 indisponibilités en 2010 pour ces trois systèmes (sur 141 au total) (78 indisponibilités pour un total de 122 en 2009).

Parmi ces indisponibilités, on trouve des défauts de configuration de circuits, mais aussi des défaillances liées à des défauts dans la qualité de la maintenance. Ces indisponibilités n'ont pas eu de conséquences pour la sûreté du réacteur, car elles ont été rapidement détectées et corrigées. Toutefois, l'IRSN considère qu'une attention particulière devra être portée à ce sujet, en particulier pour ce qui concerne le système d'injection de sécurité (RIS), pour lequel près d'une indisponibilité (totale ou partielle) est comptabilisée en moyenne par réacteur et par an.

Les essais périodiques

Les non-conformités aux règles d'essais périodiques.

Les règles d'essais périodiques sont des documents établis au niveau national, qui fixe, pour un système donné, les essais à réaliser, les conditions de leur réalisation et les critères à respecter pour que ce système soit déclaré disponible. Ces règles sont traduites dans les centrales sous forme de documents opérationnels appelés « gammes d'essais ».

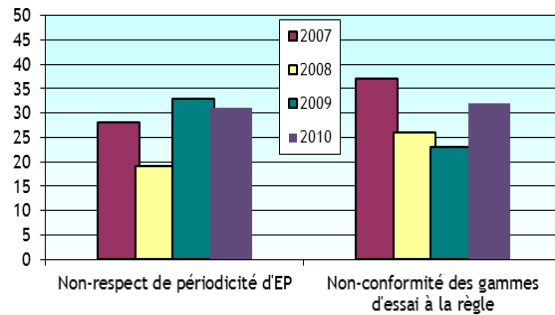
EDF déploie, depuis 2007, un « Projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes » (PHPM) qui vise à standardiser la documentation opérationnelle et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs ([voir le rapport 2007 de l'IRSN](#)). Le suivi par l'IRSN des effets de cette démarche à moyen terme a permis de constater une baisse, entre 2007 et 2009, du nombre de

Les **essais périodiques (EP)** sont réalisés pour vérifier périodiquement, 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 les résultats des essais sont conformes aux critères et si leur périodicité est respectée.

non-conformités des gammes aux règles d'essais périodiques. Ainsi, le nombre d'événements de ce type a été réduit de moitié entre 2006 et 2009. Toutefois, l'IRSN constate en 2010 une augmentation du nombre de non-conformités de l'ordre de 40%, due principalement à deux centrales, qui déclarent à elles seules près de 50% des événements de ce type.

Les non-respects des périodicités des essais.

Après une diminution significative du nombre d'ESS de non-respect d'une périodicité d'EP en 2008, ce nombre a fortement augmenté en 2009 et 2010. Sur l'ensemble des non-respects déclarés sur le parc des réacteurs, la durée moyenne de dépassement de périodicité est de 48 jours, soit près du double de la valeur de l'année 2008. Les efforts engagés par EDF en termes de rigueur d'exploitation, notamment pour la planification des EP, ne semblent pas porter leurs fruits. Ce résultat doit toutefois être nuancé, vu le nombre important d'essais périodiques réalisés annuellement sur le parc, (plusieurs dizaines de milliers). Ici aussi, l'IRSN constate une forte disparité entre les centrales.



La qualité des actions correctives indiquées dans les comptes-rendus d'événements significatifs

Au-delà de la description du déroulement d'un événement et de l'analyse de ses causes (défaillances techniques, humaines ou organisationnelles), un autre sujet important est la qualité du traitement du retour d'expérience effectué par EDF, qui réside dans la pertinence des actions correctives engagées pour que l'événement ne se reproduise pas.

Une analyse des comptes-rendus d'ESS fait apparaître trois catégories principales d'actions correctives :

- des actions de sensibilisation, de formation ou de rappel auprès des personnels impliqués dans les événements ;
- des actions de modification de la documentation opérationnelle (création ou mise à jour de procédures) ;
- des remises en conformité ou des modifications de matériels.

L'analyse du retour d'expérience événementiel effectuée par l'IRSN s'appuie essentiellement sur les comptes-rendus d'événement significatif transmis par EDF (les CRESS). Leur qualité est donc primordiale pour pouvoir en tirer des enseignements pertinents.

Ce point est particulièrement sensible pour l'analyse des aspects liés à des facteurs organisationnels et humains. Parmi les éléments essentiels à la compréhension de la dimension organisationnelle d'un événement, on trouve le déroulement chronologique de l'événement, la description de l'ensemble des intervenants impliqués à divers titres dans l'histoire de l'événement, l'appréciation des éléments de contexte (historiques, techniques, relationnels...) dans l'identification des causes, enfin les actions correctives mises en place par l'exploitant.

Les actions de la première catégorie (sensibilisation, formation...) sont les plus fréquemment mentionnées dans les ESS. De telles actions sont mises en œuvre à la suite d'un manquement aux prescriptions afin d'en rappeler le sens. Cependant, l'IRSN observe que trop souvent EDF n'analyse pas au fond les raisons des manquements constatés, ce qui ne favorise pas l'identification des caractéristiques des situations de travail qui font obstacle à la bonne application des prescriptions.

Quant aux modifications documentaires, elles sont parfois réalisées sans analyse approfondie de leur impact global sur le système documentaire, d'où le risque d'une multiplication ou d'une redondance documentaire, qui complique la mise en application du référentiel.

Il faut enfin souligner que, lorsque les phases de préparation des activités apparaissent clairement en cause, elles ne font que rarement l'objet d'actions correctives. De même, il est rarement envisagé explicitement de réviser les modalités d'organisation mises en cause dans les événements. Pour l'IRSN, il est surprenant de constater que l'organisation, considérée unanimement comme une ligne de défense et pointée comme défailante dans certains comptes-rendus d'ESS, est fréquemment « « exemptée » d'actions correctives.

La radioprotection en exploitation : les tendances

Le nombre d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs déclarés pour le parc des réacteurs EDF décroît en 2010 par rapport à 2009. Ce constat est toutefois à nuancer au regard des écarts de non-respect des conditions techniques d'accès en zone contrôlée dont le nombre, proche de ceux des années antérieures, reste prépondérant parmi l'ensemble des événements significatifs en radioprotection. En 2010, les doses individuelles (en moyenne) et collectives sont inférieures à celles de 2009. Ce résultat est à mettre en perspective avec la diminution du volume des opérations de maintenance réalisées en 2010, sachant que la dose collective reçue lors des arrêts de tranche contribue à plus de 80% à la dose collective annuelle totale. Dans les années à venir, EDF devra faire face à une augmentation du volume des opérations de maintenance dans un contexte de renouvellement important de son personnel. Aussi, l'appropriation des bonnes pratiques en matière de radioprotection est un axe majeur d'amélioration en termes de doses reçues.

Répartition des déclarations d'événements significatifs 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 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-après).

Pour chacun de ces événements, EDF effectue une analyse des circonstances et des causes de l'événement, de ses conséquences radiologiques réelles et potentielles, puis 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'exercer un suivi de tendances sur l'ensemble du parc.

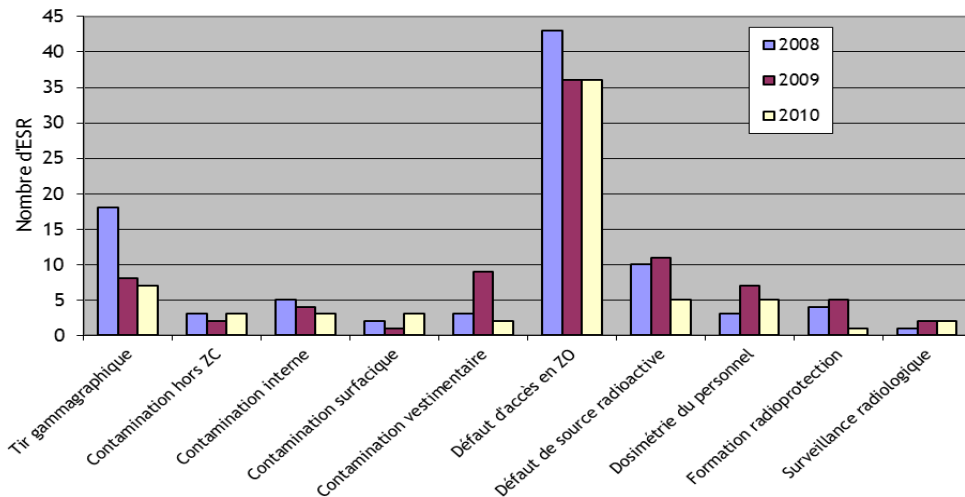
En 2010, 86¹ ESR ont été déclarés par EDF (contre 100 en 2009 et 110 en 2008), dont deux événements classés au niveau 1 et un événement classé au niveau 2 sur [l'échelle internationale INES](#). L'événement classé au niveau 2 concerne la surexposition d'un opérateur lors d'activités de décontamination au fond du compartiment de transfert de la piscine du combustible du réacteur n°4 de la centrale de Chinon B. Il est présenté plus loin.

¹ Données IRSN

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 C3 ou lors d'une anthropogammamétrie.
ESR 4	Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans prise en compte exhaustive de cette analyse.
ESR 5	Action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou des personnes du public contre les rayonnements ionisants
ESR 6	Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption
ESR 7	Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite (zone 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.

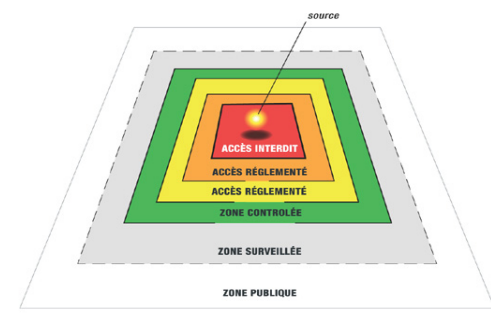
La répartition du nombre d'événements déclarés en fonction du type d'écart est très inégale. Les écarts relatifs aux conditions techniques d'accès en zone orange constituent toujours la catégorie majoritaire.



Répartition des événements significatifs en fonction de leur typologie

L'IRSN note que les défauts de préparation des interventions en zone contrôlée perdurent. En revanche, une réduction notable du nombre d'événements de contamination vestimentaire à la sortie du site est observée.

Les différentes zones d'accès dans une centrale nucléaire



La dose efficace est utilisée pour estimer l'exposition « corps entier » d'un individu aux rayonnements ionisants. Elle tient compte de la sensibilité de chaque tissu du corps et du type de rayonnement (alpha, bêta, gamma, neutronique). Elle s'exprime en Sievert (Sv). Le débit d'équivalent de dose (DeD), couramment appelé « débit de dose », s'exprime en Sv/h ou en mSv/h ou $\mu\text{Sv/h}$.

Conformément aux prescriptions réglementaires relatives au zonage des installations, le service compétent en radioprotection procède à la mise en place d'un zonage radiologique des installations. Ce zonage se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base notamment de mesures du débit de dose (DeD) (voir l'encadré ci-dessous) enregistré par un radiamètre, et matérialisé par des « trisecteurs » de couleur correspondant aux différentes zones.

Parmi les défauts d'accès en zone contrôlée, le non-respect des conditions d'accès en zone orange représente la majorité des écarts détectés. Leur nombre reste stable et significatif depuis deux ans (36 ESR par an). Ce type d'écart peut conduire à l'exposition d'agents à des doses non prévues, voire injustifiées, susceptibles d'entraîner des dépassements de la limite annuelle de dose ou à laisser pénétrer en zone orange des agents qui ne bénéficient pas

de l'autorisation pour y accéder. Les conditions d'accès 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).

Néanmoins, une majorité des écarts aux procédures d'accès aurait pu être évitée par le respect :

- des règles de fiabilisation des interventions : 10 ESR concernent des défauts de préparation,
- des règles de radioprotection : 5 ESR concernent des défauts de balisage liés à la présence de déchets.

L'IRSN souligne à cet égard la nécessité que les prescriptions soient connues, comprises et respectées des nombreux intervenants lors des arrêts pour maintenance.

Il est à noter l'apparition de nouveaux événements (10 ESR en 2010) liés aux nouvelles dispositions prises par EDF pour les salariés titulaires d'un contrat de travail à durée déterminée et les salariés temporaires (appelés dans la suite du paragraphe « intervenants non CDI »). Les intervenants non CDI ont un statut particulier dans la mesure où ils ne doivent pas réaliser des activités dans des zones où le débit de dose est susceptible d'être supérieur à 2 mSv/h (zone orange), conformément à l'article D.4154-1 du code du travail. EDF a donc mis en œuvre des dispositions en vue de prévenir l'accès de ces intervenants en zone orange. Pour ce faire, 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, seuil au-delà duquel il n'est plus autorisé une nouvelle entrée en zone orange. De plus, pour tout dépassement de la limite de 1,6 mSv/h, il est réalisé a posteriori une analyse des causes par les personnes compétentes en radioprotection, sur la base des débits de dose mesurés par les dosimètres actifs. En outre, le niveau sonore des alarmes des dosimètres a été augmenté.

État des lieux concernant la gammagraphie

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

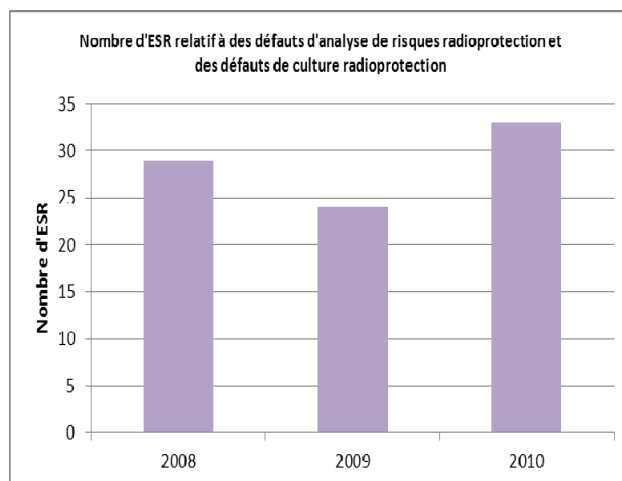
L'IRSN note que le nombre d'écarts constatés n'évolue guère depuis deux ans (7 ESR en 2010 contre 8 ESR en 2009). Parmi ces écarts, trois événements se sont produits dans des locaux situés hors zone contrôlée.

Les travailleurs ne faisant pas l'objet d'un suivi radiologique peuvent se trouver dans ces locaux. Deux de ces événements concernent le franchissement d'un balisage, le troisième concerne le non-respect du permis de tir (défaut d'utilisation d'un collimateur). La gammagraphie représente un sujet important en radioprotection car elle peut avoir une incidence notable sur les expositions individuelles et collectives. Les « surexpositions » significatives résultent généralement de la conjonction du franchissement d'un balisage à proximité de la source et de la présence d'une source en position d'utilisation au moment de ce franchissement. Cependant, en 2010, aucun événement n'a conduit à une exposition significative des personnes.

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

Défauts d'analyse des risques et lacunes en matière de culture de radioprotection ² :

L'IRSN s'est attaché à distinguer dans l'ensemble des ESR ceux qui mettent en évidence un défaut d'analyse des risques lors de la préparation des interventions ou des lacunes en matière de culture de radioprotection. Le nombre de ces ESR est globalement stable au cours des dernières années. Parmi les diverses origines de ces ESR, l'IRSN constate que les écarts concernant la gestion des déchets persistent et que le nombre d'écarts liés aux interventions au fond des piscines augmente en 2010. A titre d'exemple, on peut citer l'événement survenu sur le site du Tricastin dans le cadre d'opérations de décontamination, au cours desquelles un agent a reçu une dose de 2,1 mSv.



Nombre d'ESR relatifs à des défauts d'analyse des risques et à des lacunes en matière de culture de radioprotection

² La culture de radioprotection est l'ensemble des caractéristiques et des attitudes qui dans les organismes et chez les individus, font que les questions relatives à la radioprotection bénéficient, en priorité, de l'attention qu'elles méritent en raison de leur importance.

Cet agent est descendu au fond du compartiment de transfert de la piscine du combustible en vue de poursuivre des activités de décontamination sans porter un radiamètre qui lui aurait permis de connaître le débit de dose ambiant et de suspendre son intervention. A cet égard, le port du radiamètre n'était pas clairement requis dans le document préparatoire de l'intervention. De plus, l'alarme de son dosimètre n'a pas été détectée par l'intervenant du fait du port de la tenue Mururoa (tenue adaptée aux travaux en milieu contaminé comportant une protection des voies respiratoires).

L'événement classé au niveau 1 de l'échelle INES, survenu sur le réacteur n°4 de Chinon B, est également révélateur. L'extraction manuelle d'un objet irradiant de la boîte à eau d'un générateur de vapeur a conduit un premier intervenant à recevoir une dose supérieure au quart de la limite de dose annuelle aux extrémités et un second intervenant à recevoir une dose « corps entier » de l'ordre de 2 mSv. L'analyse a montré que cet incident aurait pu avoir des conséquences dosimétriques plus importantes pour les intervenants. L'événement résulte d'une part de lacunes dans la préparation de l'activité (absence de cartographie dosimétrique récente de la zone de travail), d'autre part d'un manque de culture de radioprotection (absence de contrôle du débit de dose du corps migrant avant de l'évacuer). D'une façon générale, certaines interventions spécifiques peuvent conduire à une évolution du contexte radiologique par rapport au dossier préparatoire (par exemple, augmentation du débit de dose, mise en suspension de matières radioactives du fait des activités de décontamination et de maintenance proprement dites). En outre, la gestion des chantiers où ont lieu plusieurs activités simultanément, pose des difficultés spécifiques dès lors que certaines activités peuvent modifier les conditions radiologiques des activités déjà en cours. En conséquence, ces chantiers doivent faire l'objet d'un suivi rigoureux.

Parmi les axes de réduction des ESR liés à des défauts d'analyse de la radioprotection, on peut citer la formation en radioprotection, ainsi qu'une implication plus importante des agents de terrain et des entreprises extérieures.

Limites réglementaires de dose :

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

Pour les travailleurs les plus exposés, la dose réglementaire maximale à ne pas dépasser sur 12 mois consécutifs :

dose efficace (corps entier)		20 mSv
dose équivalente	extrémités (mains, avant-bras, pieds et chevilles)	500 mSv
	peau	500 mSv
	cristallin	150 mSv

Contaminations vestimentaires et petits objets radioactifs détectés à la sortie d'un site

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

Au cours des dernières années, le nombre annuel d'ESR relatifs à des contaminations vestimentaires ou à la détection de petits objets radioactifs à la sortie d'un site est inférieur à 5 sauf en 2009. L'IRSN souligne que ce sujet mérite cependant toujours une attention particulière du fait que les incidents correspondants révèlent des dysfonctionnements possibles dans la mise en œuvre de la propreté radiologique. A cet égard, l'IRSN note le déploiement progressif sur certains sites de nouveaux appareils de mesure de la contamination (avec un

seuil de détection plus bas). Toutefois, les évolutions du nombre de déclenchements de ces appareils ne reflètent pas nécessairement une dégradation ou une amélioration de la propreté radiologique ; elles renseignent sur l'évolution du risque de dissémination de produits radioactifs hors zone contrôlée.

Contaminations internes

La contamination de locaux lors de certaines interventions peut conduire à une dispersion de matières radioactives et à une contamination interne d'intervenants. Ces événements proviennent dans certains cas du fait que le risque de contamination n'avait pas été correctement traité lors de la préparation de l'activité (pas de maintien du port de protections des voies respiratoires lors du chantier par exemple). Bien que ces écarts soient faibles en nombre (moins de 5 ESR pour chacune des trois dernières années), l'IRSN estime qu'ils doivent faire l'objet d'analyses rigoureuses par EDF compte tenu de leurs conséquences en termes de contamination des travailleurs. Il convient toutefois de noter que seules les contaminations au-delà d'un seuil (fixé par le code du travail, article 231-76) font l'objet de la déclaration d'un ESR. A cet égard, depuis le 1^{er} janvier 2011, EDF applique une disposition transitoire spécifique qui vise à mieux apprécier les évolutions de certains indicateurs (comptabilisation des contaminations internes, déclenchements des appareils de mesure de la contamination - cf. paragraphe précédent). Ces indicateurs permettent une analyse plus fine que celle qui reposerait uniquement sur l'analyse des seuls événements significatifs déclarés.

La 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 estimation des doses reçues par l'organisme entier. De plus, elle participe à la mise en œuvre du principe d'optimisation selon lequel les expositions doivent être maintenues au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA). Elle permet enfin de vérifier le respect des limites de doses fixées par la réglementation.

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 rayonnements (rayons X, gamma, beta, neutroniques) produits par une source extérieure. Les dosimètres portés par les travailleurs permettent de connaître les doses reçues notamment par le corps entier, soit en différé après lecture dans un laboratoire agréé (« dosimétrie passive »), soit en temps réel (« dosimétrie opérationnelle »). En outre, le dosimètre opérationnel est équipé d'une alarme sonore et visuelle qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnements dépassant certains seuils fixés au préalable afin de détecter une situation anormale.

La **dosimétrie interne** vise à évaluer les doses reçues du fait de l'incorporation de substances radioactives. Cette dosimétrie est assurée par des examens anthroporadiométriques (mesures directes de la contamination interne) et des analyses radiotoxicologiques.

EDF réalise annuellement un bilan des expositions reçues dans ses installations à partir notamment des résultats de la dosimétrie opérationnelle. Depuis une dizaine d'années, l'IRSN observe des progrès importants d'EDF en matière de radioprotection. Les différents plans d'actions mis en œuvre sur les sites ont permis de diminuer aussi bien les doses collectives que les doses individuelles. A cet égard, le nombre de travailleurs exposés ayant reçu une dose comprise entre 16 mSv et 20 mSv (limite réglementaire) sur 12 mois glissants est en diminution : 3 personnes en 2010 contre 10

en 2009 et 430 en 1999. La dose collective en moyenne par réacteur est en diminution depuis plusieurs années et pratiquement réduite de moitié en 10 ans (1,17 h.Sv en 1999, 0,69 h.Sv en 2009 et 0,62 h.Sv en 2010).

EDF relativise toutefois les derniers résultats dans la mesure où le volume de travail « exposé » en 2010 est inférieur à celui de 2009. Une augmentation importante du volume des opérations de maintenance (liée notamment au vieillissement des réacteurs) est prévue dans les prochaines années avec une forte sollicitation d'entreprises extérieures. Par ailleurs, ces activités coïncideront avec une période de fort renouvellement de personnels résultant des nombreux départs en retraite. Dans ce contexte général, tout relâchement des efforts actuellement fournis pourrait rapidement conduire à une augmentation des doses individuelles et (moyennes) collectives.

Dépassement d'une limite de dose annuelle réglementaire, incident marquant (niveau 2 dans l'échelle INES) survenu dans le réacteur n° 4 de la centrale de Chinon B le 23 avril 2010

Lors de l'incident, le réacteur n°4 de la centrale de Chinon B est en début d'arrêt pour visite décennale. La visite de propreté radiologique au fond du compartiment de transfert de la piscine du bâtiment du combustible constitue un préalable à la mise en eau de la piscine du réacteur pour décharger le combustible et le transférer dans la piscine de stockage du bâtiment du combustible. Cette visite est réalisée par deux intervenants (un technicien et un chargé de surveillance) sous couvert d'une autorisation d'accès en zone orange. Les deux intervenants sont équipés d'une tenue étanche ventilée et portent des gants en vinyle. Chacun porte également un dosimètre opérationnel permettant de connaître directement la dose reçue et d'enregistrer, déclenchant une alarme sonore en cas de dépassement de seuils préalablement réglés.

Lors du contrôle, le chargé de surveillance, qui précède le technicien, repère un morceau de bande adhésive. Il s'approche de cet objet ; son dosimètre passe en alarme. Il recule, puis demande à l'autre intervenant de le ramasser sans l'informer de l'apparition d'une alarme, car il considère que cette alarme ne peut pas provenir du morceau de bande adhésive. Le deuxième intervenant le ramasse et aperçoit alors, non loin, un autre objet de la taille d'une pièce d'un euro qui lui semble être un morceau de plastique. Il saisit l'objet dans la main gauche et le passe dans la main droite ; il constate alors que la dose intégrée indiquée par son dosimètre est élevée. Il met alors l'objet dans un seau utilisé pour descendre des outils au fond de la piscine. Une reconstitution a permis d'estimer la durée pendant laquelle l'objet a été tenu à la main ; elle est de l'ordre de 7 secondes pour la main gauche et 17 secondes pour la main droite. Un troisième intervenant, placé au bord de la piscine, remonte le seau. Alors qu'il le remonte, il entend l'alarme de son dosimètre et redescend le seau au fond de la piscine. Les intervenants sont alors évacués de la zone contrôlée. La zone voisine du seau contenant la pièce irradiante est balisée pour en interdire l'accès et la manutention ; les débits de dose mesurés à proximité et au contact du seau indiquent des valeurs très élevées (de l'ordre de 1 Sv/h au contact et 0,3 Sv/h à 1 mètre).

Durant cette activité, le technicien intervenant a enregistré sur son dosimètre opérationnel une dose « corps entier » de 1,6 mSv et le chargé de surveillance une dose de 0,135 mSv. Après reconstitution de l'événement, l'IRSN a évalué par calcul la dose reçue aux extrémités par le technicien ; la dose estimée est supérieure à la limite annuelle réglementaire pour la dose aux extrémités.

La pièce activée proviendrait d'une broche métallique permettant le maintien latéral des guides des grappes de commande des équipements internes supérieurs. En effet, lors de l'arrêt pour rechargement de 2007, à la suite de la rupture d'une broche, une partie des pièces la constituant n'avait pas été retrouvée. Lors des arrêts du réacteur pour renouvellement du combustible de 2008 et 2009, aucun débit de dose anormal n'avait été détecté au fond de la piscine, notamment lors des visites de propreté radiologique de celle-ci. Aussi, EDF a émis l'hypothèse que cette pièce a été « relâchée » dans le compartiment de transfert de la piscine lors des manutentions de combustible de l'arrêt 2009.

Des lacunes dans la préparation de l'intervention et un manque d'attitude interrogative de la part des intervenants sont à l'origine de l'événement. En effet, lors de la préparation, des intervenants prestataires ont réalisé une cartographie de la piscine qui impliquait de classer la zone d'intervention en zone orange. Toutefois, le service de prévention de la radioprotection a utilisé une cartographie réalisée une quinzaine de jours plus tôt, n'a pas exploité les nouvelles données et n'a pas réalisé une cartographie contradictoire pour corroborer les nouvelles données. Lors de sa visite, l'intervenant a ramassé l'objet à la main sans avoir au préalable contrôlé le débit de dose, ce qui constitue un écart au référentiel de radioprotection ; l'intervenant explique son geste par le fait qu'il a perçu l'objet comme une pièce en plastique et donc non irradiante.

Les actions correctives menées par EDF sont de différentes natures. Lors de la préparation des activités de décontamination, un point d'arrêt est mis en place au moment de la transmission de la cartographie réalisée par le prestataire au donneur d'ordre afin de comparer les deux cartographies. De plus, une procédure a été rédigée concernant la cartographie contradictoire afin de s'assurer que la cartographie du prestataire est bien représentative de l'état réel du poste de travail. Par ailleurs, pour les agents sur le terrain, une évolution des modes opératoires traite du risque de « surexposition » des extrémités.

Cet événement montre l'importance de la préparation des chantiers (détermination d'un état radiologique représentatif du poste de travail, attitude interrogative de la part de l'équipe en charge de préparer un chantier face à des éléments contradictoires) et de la culture de radioprotection des agents de terrain (prise de conscience des risques liés à l'exposition interne, des risques liés à l'exposition externe (corps entier et extrémités), actions réflexes en cas d'apparition d'une alarme ainsi que devant un objet découvert fortuitement).

EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES

Aucun incident, qui aurait présenté un risque grave pour l'installation, l'environnement ou les populations, n'a affecté en 2010, les réacteurs du parc EDF. L'IRSN constate par contre un nombre relativement important de défauts et anomalies ayant affecté certains composants des réacteurs. Du fait de la standardisation des réacteurs du parc EDF, plusieurs de ces anomalies sont communes aux réacteurs d'un même palier de puissance, voire à l'ensemble des réacteurs du parc. L'IRSN est particulièrement attentif à la détection et au traitement de cette catégorie d'anomalies, dites génériques. Le présent chapitre détaille certaines d'entre elles, découvertes ou en cours de traitement en 2010.

Des dispositifs de maintien mécanique défectueux de certaines cartes électroniques dans les armoires électriques des réacteurs de 900 MWe auraient pu entraîner, en cas de séisme, la perte de la retransmission d'alarmes en salle de commande.

D'importantes déformations latérales d'assemblages de combustible, susceptibles de freiner, voire de bloquer la chute de grappes de commande, ont été détectées sur le réacteur 2 de la centrale de Chooz B.

Un phénomène de gonflement des matériaux constituant les grappes de commande des réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe a provoqué des freinages lors de la chute de certaines grappes de commande.

Une usure prématurée des coussinets de bielle a été constatée sur plusieurs moteurs diesel des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe, ce qui a fragilisé les alimentations électriques de plusieurs centrales.

Des vibrations ont été constatées en amont des pompes du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur des réacteurs de 1300 MWe implantés dans les centrales de Flamanville, Paluel et Saint-Alban. Ce phénomène n'apparaît que dans certaines configurations de fonctionnement des pompes.

Des dégradations de supports de tuyauteries du circuit de vapeur principal ont été constatées sur plusieurs réacteurs de 900 MWe.

Il arrive que certains défauts subsistent sur de longues périodes sans être détectés. Ces défauts latents peuvent se révéler dans certaines situations et s'avérer très dangereux pour la sûreté du réacteur. L'événement survenu le 28 mars 2010 dans la centrale de Robinson aux États-Unis, exposé dans ce chapitre, où un cumul de défauts latents aurait pu conduire à une situation accidentelle grave pour le réacteur, illustre bien ce risque.

Retransmission incertaine d'alarmes à la salle de commande en cas de séisme

En 2010, lors d'un contrôle de relais électriques, EDF a constaté que des dispositifs de maintien mécanique de certaines cartes électroniques dans les armoires électriques, nécessaires à l'élaboration d'alarmes dans la salle de commande des réacteurs de 900 MWe, étaient défectueux. En cas de séisme, la tenue de ces cartes ne serait pas certaine, ce qui pourrait entraîner la perte de la retransmission d'alarmes en salle de commande. L'IRSN a mis en évidence le caractère générique de cet événement et EDF a engagé des opérations de remise en conformité.

Découverte de l'écart

En décembre 2008, à la suite de plusieurs dégradations d'épingles de maintien de relais électromagnétiques sur leurs supports, l'IRSN a recommandé qu'EDF procède à un contrôle de l'ensemble des relais équipant les réacteurs du parc nucléaire ([voir le rapport IRSN pour l'année 2009](#)). A l'occasion de ces contrôles sur le réacteur n°3 de la centrale de Gravelines, EDF a constaté en mars 2010 un autre type de dégradation : certains systèmes de maintien mécanique des cartes électroniques localisées dans les armoires électriques du système d'instrumentation de la salle de commande (système KSC) étaient détériorés. Des ergots de maintien de cartes ont été trouvés rompus ou déboîtés.

En avril 2010, le même phénomène de dégradation a été observé lors d'une inspection à la centrale du Blayais. Lors de cette inspection, l'exploitant a reconnu avoir été informé de l'écart constaté à la centrale de Gravelines, mais, en l'absence de recommandation des services centraux d'EDF, il n'avait engagé aucune action de remise en conformité. A la suite de cette inspection, l'IRSN a adressé un premier avis à l'ASN pour l'informer de sa suspicion du caractère générique de la dégradation du système de maintien des cartes électroniques dans les armoires KSC. L'IRSN a recommandé qu'EDF clarifie le référentiel de montage des cartes d'alarmes, dresse un état des lieux de toutes les armoires KSC des réacteurs de 900 MWe et, si nécessaire procède aux remises en conformité. Ces contrôles ont révélé plusieurs types de dégradations, à savoir des déboitements, des ruptures de glissière ou d'ergot de maintien des cartes KSC dans de nombreux réacteurs de 900 MWe.

Montage des cartes sur le châssis de l'armoire.

Les cartes d'alarmes sont équipées d'une encoche et maintenues dans les armoires de contrôle commande par des glissières en plastique munies d'ergots.



Comment les cartes électroniques sont-elles maintenues?

Chaque armoire électrique du système KSC contient plusieurs cartes électroniques. Ces cartes s'emboîtent dans des glissières (en haut et en bas), puis s'insèrent dans un rack situé sur la paroi arrière de l'armoire. Chaque élément inférieur de la glissière possède un ergot qui vient se loger dans une encoche située sur la carte. En cas de séisme, la carte est ainsi maintenue en position.

Il existe trois générations de glissières. A la construction, les réacteurs ont été équipés de glissières de générations 1 et 2. Puis, pour augmenter la capacité de traitement des informations à destination de la salle de commande et remédier à la saturation des armoires en place, EDF a ajouté de nouvelles armoires KSC avec des glissières de générations 2 et 3, lors des secondes visites décennales des réacteurs de 900MWe. Sur les glissières des générations 1 et 2, l'ergot se trouve sur une languette en plastique amovible engagée dans la glissière inférieure (la génération 2



Languette pour glissière de génération 1

Languette pour glissière de génération 2

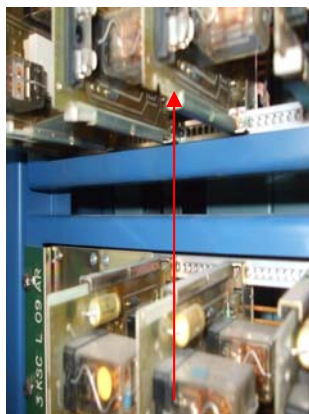
est une évolution de la génération 1 ; en effet, la languette d'une glissière de génération 2 est légèrement plus longue que celle de génération 1, avec un ergot mieux adapté à l'encoche de la carte).

Quant aux glissières de génération 3, elles sont totalement différentes. L'ergot est situé directement sur la glissière qui est de conception monobloc en plastique et plus robuste ; il n'y a pas de languette amovible. De ce fait, le maintien mécanique de la carte est mieux assuré. Les glissières de génération 3 nécessitent des armoires adaptées pour les recevoir. Elles équipent les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, mais n'équipent que peu de réacteurs de 900 MWe car cela nécessite une modification importante des armoires.



Glissière de génération 3

Origine de l'écart



Languette rompue

Le 11 mai 2010, EDF a déclaré un écart de conformité en précisant que l'ensemble des réacteurs de 900 MWe pourrait être affecté, en cas de séisme, par une détérioration des systèmes de maintien de générations 1 et 2 des cartes électroniques d'alarme du système KSC.

Selon EDF, deux causes sont à l'origine de cet écart de conformité : tout d'abord un défaut de conception des glissières de génération 1 qui, d'une part se brisent du fait d'une languette légèrement trop courte (soumise à



Languette déboîtée

des contraintes de traction, la languette se fragilise et devient cassante), d'autre part se déboîtent du fait d'un ergot non adapté à l'encoche dans laquelle il doit venir s'accrocher. Une seconde cause de rupture des glissières de générations 1 et 2 est liée aux opérations d'exploitation et de maintenance, qui nécessitent des manipulations de débrogage et d'embrogage des cartes, pour lesquelles les intervenants ne seraient pas suffisamment sensibilisés au risque associé de fragilisation des glissières.

Stratégie de remise en conformité prévue par EDF

EDF a retenu quatre actions pour résoudre cet écart de conformité.

- recenser le nombre de glissières des trois types présentes dans les différentes armoires KSC ;
- remplacer, d'ici fin 2011, toutes les glissières en écart, par des glissières de génération 2, en privilégiant le traitement des écarts concernant les alarmes qui impliquent de passer d'une conduite en fonctionnement normal à une stratégie de conduite incidentelle ou accidentelle ;
- à titre préventif, engager dès les arrêts des réacteurs pour rechargement de 2011 une campagne de remplacement de toutes les glissières de génération 1 par des glissières de génération 2 ;
- procéder, avant fin 2010, à une sensibilisation des intervenants aux exigences associées au maintien des cartes électroniques gérant les alarmes du système KSC en cas de séisme et, à moyen terme, mettre en place des prescriptions destinées à prévenir de nouveaux écarts lors des opérations d'exploitation et de maintenance.

Impact sur la sûreté et analyse de l'IRSN

La défaillance du maintien d'une carte électronique pourrait survenir sous l'effet de fortes sollicitations dues à un séisme, entraînant la perte de la fonction de cette carte. La perte des cartes d'alarme KSC provoquerait une perte des remontées en salle de commande des alarmes gérées par les cartes concernées. Or, plusieurs de ces alarmes permettent d'orienter la conduite en situation incidentelle ou accidentelle et de guider l'équipe de conduite dans la réalisation des actions destinées à amener et à maintenir le réacteur dans un état sûr.

N'étant pas en mesure de distinguer spécifiquement les alarmes affectées, EDF a considéré dans son analyse que n'importe quelle alarme KSC pouvait être défaillante et en a déduit les conséquences pour la conduite du réacteur. A l'issue de son analyse, EDF n'a pas identifié de réel problème de sûreté en cas de perte des alarmes KSC en salle de commande du fait d'un séisme, même si, dans certaines situations avec cumul d'événements, la mise en œuvre de la conduite accidentelle pourrait être retardée ou perturbée. En effet, d'autres informations resteraient disponibles pour orienter l'équipe de conduite. EDF n'a donc pas proposé de mesure transitoire dans l'attente de la remise en conformité.

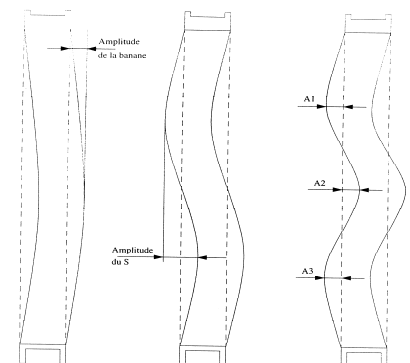
L'analyse de l'IRSN a porté sur les défaillances des alarmes qui orientent la conduite en situation incidentelle ou accidentelle. A la différence d'EDF, l'IRSN a identifié des situations pour lesquelles l'absence d'alarme pourrait conduire à une situation plus dégradée que celle obtenue si les alarmes étaient traitées dès leur apparition. A cet égard, l'IRSN a recommandé la remise en conformité des systèmes concernés dans les plus brefs délais. EDF s'est engagé à réaliser cette remise en conformité, sur chaque réacteur de 900 MWe concerné, lors de leur arrêt pour rechargement, et au plus tard à l'été 2011.

Blocage de grappes de commande des réacteurs de 1450 MWe

En 2010, des anomalies concernant le temps de chute de grappes de commande ont été détectées sur le réacteur 2 de la centrale de Chooz B. EDF a rapidement attribué cet incident à des déformations latérales d'assemblages d'une ampleur jusque-là jamais rencontrée sur le parc en exploitation. Un nouvel assemblage, muni d'une structure renforcée destinée à améliorer son comportement en réacteur, est actuellement en cours d'étude pour les réacteurs de 1450 MWe. Dans l'attente, EDF a proposé, comme première solution rapidement applicable, une modification de l'embout supérieur des assemblages. Cette modification devrait réduire les efforts de maintien s'exerçant sur les assemblages, responsables en partie de leurs déformations excessives.

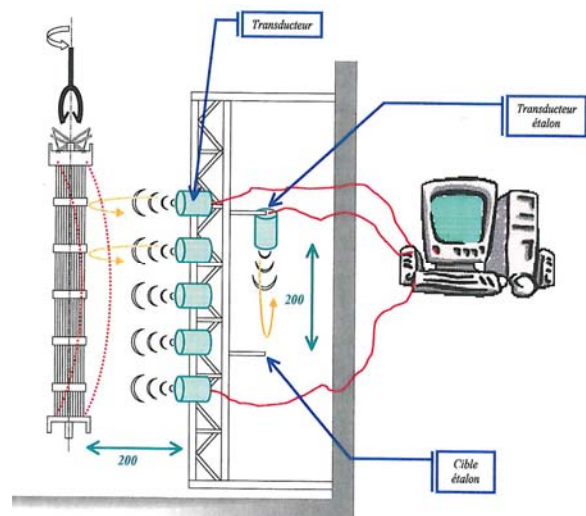
Contexte

Durant leur séjour en réacteur, les assemblages de combustible se déforment latéralement sous l'effet cumulé des contraintes hydrauliques et mécaniques, de l'irradiation et de la température ($> 300^{\circ}\text{C}$), compte tenu de l'existence de jeux entre les assemblages. Le retour d'expérience acquis sur ce phénomène montre que les déformations latérales diffèrent selon le type de réacteur considéré, la conception des assemblages et leur position dans le cœur. En exploitation, des réacteurs « témoins » sont surveillés par EDF, ce qui lui permet de suivre l'évolution de la déformation moyenne et de la déformation maximale des cœurs. Pour ce faire, des mesures sont réalisées avec le dispositif DAMAC.



Déformations :
banane (gauche) ; S (milieu) ; W (droite)

Principe de contrôle des déformations d'assemblages par l'outil DAMAC (cf. schéma ci-contre) : un outil spécifique, dénommé DAMAC (Dispositif Amovible de Mesure des Assemblages Combustibles), a été développé par EDF pour mesurer les déformations des assemblages de combustible. Le principe consiste à effectuer une mesure par ultrasons des flèches (ou déformations horizontales) au niveau des grilles des assemblages. Cet examen est effectué en ligne pendant le déchargement, lors du transfert des assemblages vers la piscine de stockage. La flèche de l'assemblage est définie à partir du décalage latéral des grilles de maintien.



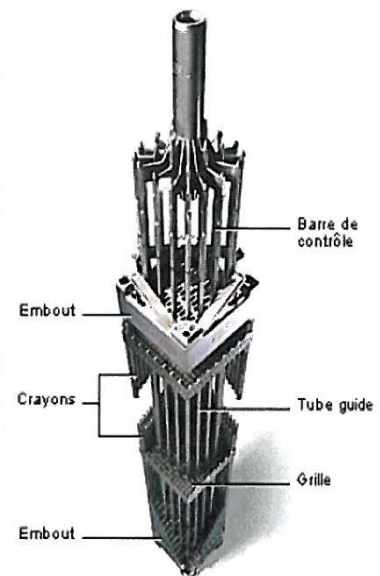
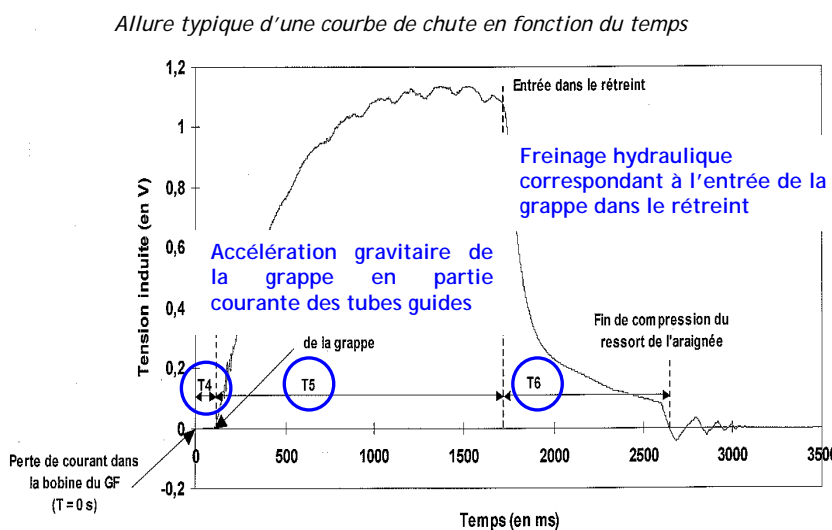
Une déformation trop importante des assemblages de combustible peut ralentir, voire limiter l'insertion des grappes de commande, ce qui n'est pas acceptable du point de vue de la sûreté de l'installation. En effet, le temps maximal de chute des grappes lors d'un Arrêt Automatique du Réacteur (AAR) constitue une des hypothèses de la démonstration de sûreté. A ce titre, une décision réglementaire fixe les critères de sûreté à respecter. L'exploitant a la charge de vérifier périodiquement le respect de ces critères. Pour ce faire, il réalise un essai de temps de chute dans des conditions d'arrêt du réacteur, avec trois mesures :

- le délai correspondant à l'exécution de l'ordre de lâcher la grappe (T4),
- le temps de déplacement de la grappe dans la partie courante du tube guide (T5),
- le temps de déplacement de la grappe dans le rétreint¹ (T6).

Pour maîtriser la réaction nucléaire dans le cœur, l'exploitant dispose de deux moyens principaux:

- ajuster la concentration en bore du circuit primaire, le bore ayant la propriété d'absorber les neutrons produits par la réaction nucléaire ;
- introduire ou retirer du cœur des grappes de commande contenant des matériaux absorbant les neutrons, la chute des grappes de commande permet d'arrêter immédiatement la réaction nucléaire.

Assemblage muni de sa grappe de commande



Une autre conséquence des déformations d'assemblages est l'endommagement de grilles lors des manutentions du combustible au cours des opérations de chargement ou de déchargement du cœur (voir la figure d'un assemblage ci-dessus), endommagement susceptible d'avoir des conséquences en termes d'exploitation et de sûreté (perte de morceaux de grille qui vont constituer des corps migrants nuisibles dans le réacteur).

¹ Rétreint : Les tubes guides sont fabriqués d'une seule pièce avec un diamètre extérieur constant et un diamètre interne variable, plus élevé en partie haute (partie courante) qu'en partie basse du tube guide. La zone de transition de section variable, qui assure le freinage hydraulique, est appelée rétreint.

Du suivi réalisé par EDF, il ressortait en 2009 que :

- les assemblages le plus sujets aux déformations sont ceux des réacteurs de 1300 MWe ;
- l'amplitude des déformations des assemblages de combustible des réacteurs de 900 MWe est plus faible que pour les autres réacteurs, sachant que les assemblages de combustible de ces réacteurs sont plus courts (3,6 mètres de long au lieu de 4,2 pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe) ;
- les déformations mesurées pour les réacteurs de 1450 MWe ne semblent pas montrer d'évolution et sont d'un niveau assez faible.

Malgré une situation qui apparaissait satisfaisante sur l'ensemble du parc nucléaire, un événement important, qui a affecté le réacteur 2 de la centrale de Chooz B, a remis totalement en cause les conclusions sur les déformations des assemblages de combustible des réacteurs de 1450 MWe. En effet, lors de l'essai de temps de chute des grappes réalisé en octobre 2010 à la fin du cycle 11, deux grappes de commande ne se sont pas insérées complètement dans le rétreint et six grappes de commande n'ont pas respecté le critère de temps de chute.

	T	S	R	P	N	M	L	K	J	H	G	F	E	D	C	B	A			
1	CHO211											6.8	9.1	5.7	Amplitude maximale					1
2						2.2	2.2	5.9	10.4	5.9	6.0	3.7							2	
3			6.9	4.0	4.8	4.6	10.0	12.6	7.2	7.4	6.6	6.7	11.6						3	
4			9.9	8.5	7.3	5.0	4.4	7.6	12.2	8.0	14.6	10.3	10.6	12.2	9.3				4	
5			10.3	12.2	8.3	5.6	6.4	11.1	12.2	9.4	9.2	8.4	10.3	15.2	9.9				5	
6		1.9	11.2	13.0	11.0	6.8	10.8	10.1	16.7	11.7	11.1	8.8	12.0	14.5	11.3	3.2			6	
7		2.0	10.3	14.9	11.3	9.1	7.5	17.1	12.5	22.8	10.1	11.0	12.6	16.3	10.7	2.8			7	
8	3.8	3.1	10.9	13.1	18.9	7.4	13.6	12.0	17.4	27.5	13.5	10.3	11.8	13.7	12.2	3.7	4.3		8	
9	3.8	3.4	7.9	11.9	17.6	9.2	13.8	12.1	8.9	29.0	19.3	16.4	9.1	14.0	10.4	4.4	3.6		9	
10	3.3	3.4	6.8	7.1	16.6	7.6	22.1	13.1	12.8	25.8	26.6	14.6	8.3	14.3	11.1	3.4	3.7		10	
11		2.0	5.1	7.7	7.0	8.5	10.2	18.8	8.7	16.6	13.4	18.1	6.7	12.7	9.5	2.7			11	
12		2.4	3.9	4.7	5.4	6.7	8.0	8.6	16.6	12.0	15.7	13.2	6.8	9.5	9.2	2.9			12	
13			3.4	4.6	2.4	4.9	6.6	6.0	7.3	8.4	10.2	6.9	4.6	7.8	7.9				13	
14			5.0	2.9	4.4	4.6	5.0	5.8	10.0	9.2	14.4	7.3	6.3	5.7	8.1				14	
15				5.6	2.6	3.2	4.1	5.2	6.3	6.1	3.5	3.8	2.9	6.0					15	
16					1.9	1.7	2.3	3.4	3.2	2.8	2.5								16	
17							2.2	1.2	3.0										17	
	T	S	R	P	N	M	L	K	J	H	G	F	E	D	C	B	A			

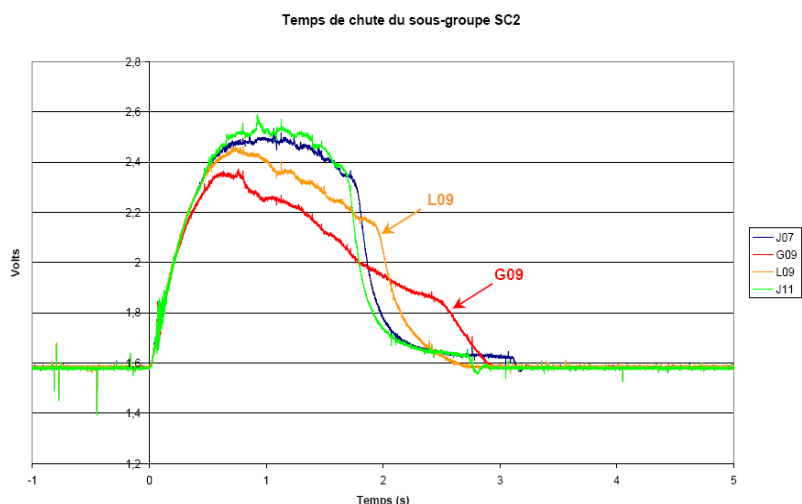
Grappes bloquées dans rétreint

T5 > 1,8 s ou
T4 > 1,4 s

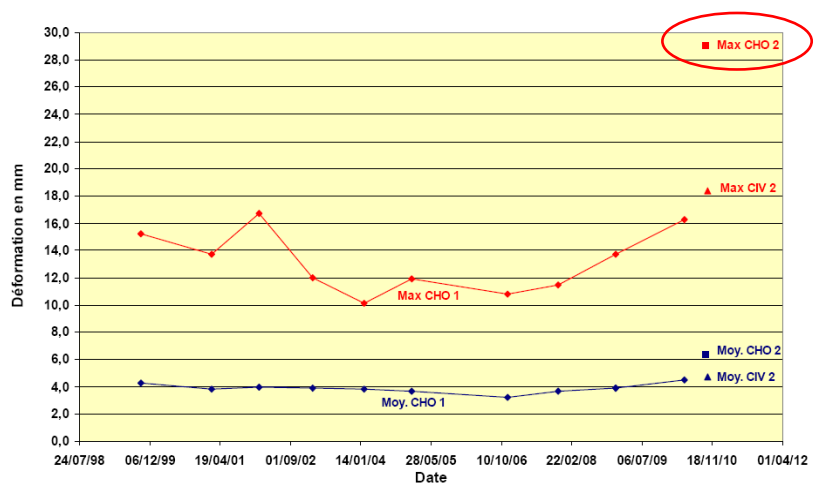
○ : Déformée maximale

Mesures d'urgence prises par EDF

Pour EDF, la forme de l'enregistrement des vitesses de chute des grappes de la centrale de Chooz B2 en octobre 2010 est caractéristique d'une influence des déformations des assemblages sur la vitesse de chute des grappes, car elle montre un fort ralentissement dans la partie courante de l'assemblage. Comme le montre la figure ci-contre, la vitesse de chute de la grappe G09 a été particulièrement réduite.



Compte tenu de ces résultats, EDF a, de manière exceptionnelle, fait réaliser des mesures par DAMAC pour le cœur du réacteur de Chooz B2, alors que c'est le cœur du réacteur de Chooz B1 qui fait historiquement l'objet d'un suivi. De plus, il faut noter que, pour EDF, le cas du cœur du réacteur de Chooz B2 reste pour l'instant atypique, en comparaison des autres réacteurs de 1450 MWe (voir la figure ci-contre). EDF explique la déformation singulière



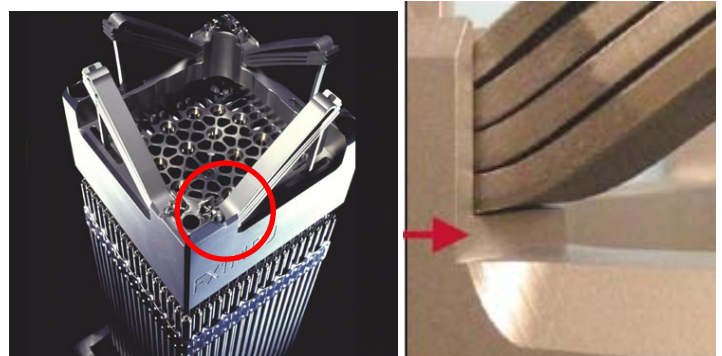
Relevé des déformations d'assemblages de combustible

du cœur du réacteur de Chooz B2 par la particularité de son hydraulique ; ce réacteur présente en effet le plus fort débit primaire des réacteurs de 1450 MWe depuis 7 cycles et un déséquilibre de débit entre les 4 boucles du circuit primaire.

En conséquence, EDF a pris des dispositions spécifiques lors de la constitution du plan de chargement du combustible du cycle suivant du réacteur de Chooz B2 : les assemblages présentant des déformations trop importantes n'ont pas été rechargés, ceux qui présentent les déformations les moins pénalisantes ont été choisis pour accueillir les grappes de commande. De plus, des mesures supplémentaires de temps de chute des grappes de commande sont réalisées à environ 80% du cycle. Enfin, EDF réalise un suivi particulier des déformations des assemblages de combustible des quatre réacteurs de 1450 MWe.

Chargement d'assemblages de combustible à embout modifié

Outre les dispositions d'urgence précitées concernant spécifiquement le réacteur 2 de Chooz B, EDF a demandé à l'ASN l'autorisation de charger des assemblages de combustible à embout modifié dans les réacteurs de 1450 MWe, et ce afin de diminuer les efforts de compression dans les têtes d'assemblage dus au maintien exercé par les ressorts de l'embout supérieur et de réduire ainsi les déformations latérales des assemblages. Cette modification consiste à remplacer le système actuel de maintien de l'embout supérieur, composé d'un ressort à 5 lames de 3,6 mm, par celui utilisé pour les assemblages de combustible des réacteurs de 1300 MWe, muni de ressorts à 4 lames de 3,75 mm d'épaisseur (voir la figure ci-contre).



Tête d'assemblage modifiée

Point de vue de l'IRSN

La demande de chargement d'assemblages de combustible à embout modifié dans les réacteurs de 1450 MWe a été examinée par l'IRSN au début de 2011.

L'IRSN note qu'effectivement, le comportement des cœurs en termes de déformation des assemblages de combustible, a été stabilisé sur la période 2003-2009 pour les réacteurs de 900 et de 1300 MWe. La situation des réacteurs de 1450 MWe est devenue préoccupante du fait des niveaux de déformations atteints en 2010 dans le réacteur de la centrale de Chooz B2. EDF explique la singularité de ce réacteur par son hydraulique très sollicitante¹ par rapport à celles des autres réacteurs de 1450 MWe. Toutefois, l'IRSN considère que cette singularité ne peut pas expliquer à elle seule le comportement observé ; sinon le réacteur de Chooz B2 aurait vraisemblablement connu plusieurs cycles avec des anomalies de temps de chute des grappes. Par contre, l'augmentation de la longueur des campagnes avec le nouveau mode de gestion du combustible dit ALCADE ([voir l'article « mise en œuvre de deux nouvelles gestions de combustible » dans le rapport IRSN 2007](#)) a sans doute joué un rôle déterminant. Cependant, l'absence de mesures avec le dispositif DAMAC pour le réacteur de Chooz B2 avant les mesures ponctuelles de 2010 ne permet pas d'apprécier l'importance de cette évolution. A cet égard, l'IRSN ne peut que regretter que les deux premiers incidents de temps de chute intervenus en février 2008 en fin de campagne du réacteur de Chooz B2 n'aient pas conduit EDF à prendre de premières dispositions, telles que la réalisation de mesures DAMAC sur le cœur déchargé, ce qui aurait peut-être permis d'anticiper l'événement de 2010.

En conclusion, les déformations des assemblages de combustible ne sont toujours pas totalement maîtrisées par EDF. Les efforts en matière de R&D fournis par AREVA et EDF ces dernières années ne pourront qu'améliorer la compréhension des phénomènes à l'origine des déformations. Cependant, il faut noter que les outils de simulation en cours de développement ne sont pas encore aptes à prédire les déformations locales, même si de premiers résultats sont encourageants. L'IRSN estime que les efforts de recherche et développement doivent être poursuivis par EDF. Le suivi actuel des réacteurs en exploitation avec la mise en place récente du suivi des quatre réacteurs de 1450 MWe paraît satisfaisant.

En perspective

Le chargement d'assemblages modifiés dans les réacteurs de 1450 MWe a été accepté par l'ASN au début de 2011. EDF a précisé que cette évolution de conception ne constitue qu'une première étape et que d'autres évolutions visant à renforcer la structure des assemblages de combustible sont actuellement en cours d'étude et devraient être concrétisées dès la fin de l'année 2011.

¹ Débit primaire élevé et déséquilibre notable des débits entre boucles

Gonflement des crayons de grappe de commande

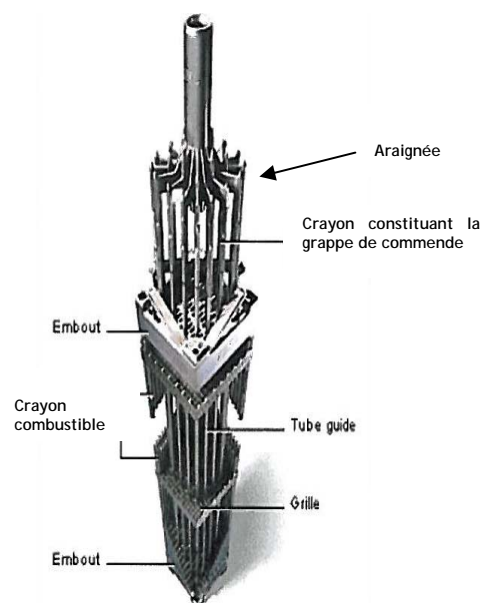
Les grappes de commande sont constituées de crayons qui contiennent une matière absorbant les neutrons. Par leur insertion dans les assemblages de combustible ou leur extraction de ceux-ci, elles font varier la réactivité du cœur d'un réacteur et permettent ainsi la maîtrise de la réaction nucléaire. Un phénomène de gonflement de la matière absorbante a provoqué des blocages de certaines grappes lors de leur insertion dans les assemblages de combustible, notamment en 2010, sur le réacteur n°4 de la centrale de Cattenom et sur le réacteur n°1 de la centrale de Chooz B. Une nouvelle stratégie de maintenance des grappes, destinée à éviter ces blocages, a été mise en place par EDF sur son parc de réacteurs.

Une grappe de commande est constituée de crayons absorbants accrochés à une structure porteuse, appelée "araignée". La grappe est manœuvrée par un mécanisme de commande par l'intermédiaire d'une tige connectée à l'araignée. Les crayons des grappes sont composés d'une gaine en acier inoxydable qui contient :

- soit un empilement de matériaux absorbants sous la forme de barreaux d'un alliage d'argent, d'indium et de cadmium, ou de pastilles de carbure de bore ; les crayons correspondants sont appelés « absorbants »,
- soit un empilement de barreaux en acier inoxydable ; les crayons correspondants, non absorbants, sont appelés « inertes ».

On distingue deux catégories de grappes de commande :

- les grappes d'arrêt, dont les crayons contiennent tous un matériau absorbant les neutrons. Lorsque le réacteur est en fonctionnement les grappes d'arrêt sont extraites du cœur et sont destinées à apporter l'antiréactivité nécessaire pour stopper la réaction en chaîne en s'insérant dans le cœur par chute gravitaire ;



Assemblage muni de sa grappe de commande

Les grappes de commande sont conçues pour maîtriser les réactions nucléaires d'un réacteur. Leurs mouvements d'insertion ou d'extraction dans les tubes-guides des assemblages de combustible permettent d'agir sur la proportion de neutrons absorbés et de faire ainsi varier la réactivité du cœur. Ces mouvements sont assurés par des mécanismes de commande situés sur le couvercle de la cuve par l'intermédiaire de tiges. Les grappes de commande participent au système de protection du réacteur et, sur ordre d'arrêt d'urgence du réacteur, leur chute gravitaire stoppe la réaction en chaîne nucléaire.

- les grappes de régulation de la température du fluide primaire ou de la puissance du réacteur, constituées généralement de crayons absorbants et de crayons inertes. Selon les besoins de régulation, ces grappes sont plus ou moins insérées dans le cœur. Elles sont donc soumises en permanence au flux neutronique, en particulier la partie inférieure des grappes.

Depuis la mise en service des réacteurs, deux types de dégradations ont été observés sur les crayons des grappes de commande : l'usure externe de la gaine et le gonflement de l'absorbant qui peut conduire à la fissuration de la gaine. La stratégie de maintenance des grappes de contrôle vise à limiter les risques associés aux dégradations. Des contrôles non destructifs des grappes sont ainsi réalisés périodiquement, à l'occasion des arrêts du réacteur pour rechargement de combustible. Les résultats des mesures réalisées sont comparés à des critères prédéfinis, avec des seuils d'acceptabilité au-delà desquels une grappe affectée doit être remplacée par une grappe neuve.

L'usure externe de la gaine

Au début des années 1990, le phénomène qui limitait la durée de vie des grappes, était l'usure des gaines. La périodicité des contrôles était par conséquent ajustée sur la cinétique de l'évolution de cette anomalie. L'usure de la gaine est produite par les frottements du crayon sur les différents composants qui guident la grappe lors de ses mouvements d'insertion et d'extraction dans les assemblages de combustible. Une usure excessive d'un crayon peut conduire au percement ou à la rupture de celui-ci. Outre la pollution de l'eau du circuit primaire par de l'argent 110m provenant de l'alliage Argent-Indium-Cadmium (AIC), la rupture d'un crayon présente un risque de blocage de la grappe dans le tube-guide de l'assemblage de combustible. Observées dès les années 1980, ces dégradations ont nécessité des actions de maintenance et de surveillance conduisant à des remplacements fréquents de grappes. Afin de réduire les usures conduisant à remplacer de nombreuses grappes, EDF a introduit des grappes plus résistantes à l'usure à partir de 1995, prolongeant ainsi leur durée de vie. Aujourd'hui, les crayons sont équipés, dans leur grande majorité, de gaines traitées contre l'usure, soit par nitruration, soit par chromage, et d'un allongement de l'ogive située à l'extrémité du crayon. Avec la généralisation des grappes à revêtement ou traitement de surface, EDF a révisé sa stratégie de maintenance depuis 2003 en allégeant la périodicité des contrôles.

Le gonflement de l'absorbant des crayons

Les nouvelles grappes étant moins sensibles à l'usure, le phénomène de gonflement est devenu prédominant. Le gonflement de l'absorbant, lié à des phénomènes de transmutation sous irradiation, provoque une augmentation du diamètre du crayon. Ce gonflement a deux conséquences :

- une déformation de la gaine qui par ailleurs est fragilisée par l'irradiation. La gaine peut alors se fissurer, avec un risque de pollution du circuit primaire par l'argent 110m contenu dans le crayon ;
- des anomalies dans les temps de chute de grappe en cas d'arrêt d'urgence : le gonflement des crayons d'une grappe peut ralentir sa chute, ou entraîner son insertion incomplète, voire son blocage, dans les tubes-guides de l'assemblage.

Le gonflement étant directement lié à la durée d'exposition de la grappe au flux neutronique, seules les grappes de régulation peuvent être affectées car elles sont partiellement insérées dans le cœur durant le cycle. Ce phénomène se produit principalement dans la partie inférieure de la grappe, partie dont la durée d'exposition dans le cœur est la plus élevée.

Les effets du gonflement sont apparus à partir de 2006, avec l'insertion incomplète d'une grappe dans le réacteur n°2 de la centrale de Cruas. Cette grappe avait séjourné durant 14 cycles dans le réacteur. Les mesures de

L'augmentation du diamètre des crayons ont montré que la cinétique de gonflement retenue par EDF dans le cadre de sa stratégie de maintenance était sous-estimée. EDF a alors révisé ses critères de remplacement des grappes. Néanmoins, plusieurs cas d'insertion incomplète sont encore survenus, affectant aussi bien les réacteurs de 900 MWe que ceux de 1300 MWe et 1450 MWe. Trois cas sont survenus en 2010 : l'insertion incomplète de deux grappes sur le réacteur n°2 de la centrale de Dampierre, celle de deux grappes sur le réacteur n°4 de la centrale de Cattenom et celle de deux grappes sur le réacteur n°1 de la centrale de Chooz B.

Aussi, EDF a de nouveau modifié sa stratégie de maintenance :

- en limitant la durée d'exploitation des grappes, et ce en fonction du type de réacteur (900, 1300 ou 1450 MWe) et de l'insertion des grappes dans le cœur pendant le fonctionnement du réacteur, mais aussi en tenant compte de la cinétique de gonflement, qui semble être plus rapide vers la fin de vie des grappes,
- en abaissant les critères de remplacement des grappes afin d'identifier celles dont la cinétique s'avèrerait particulièrement trop rapide ; ces critères fixent une augmentation maximale du diamètre des crayons, mesurée tous les quatre arrêts pour rechargement du réacteur pour les cycles de fonctionnement courts (12 mois) et tous les deux arrêts pour les cycles longs (18 mois).

A la suite à d'une demande formulée par l'IRSN dans le cadre de la préparation de la réunion du groupe permanent relative au retour d'expérience sur le combustible, EDF a vérifié a posteriori que l'application de cette nouvelle stratégie aurait effectivement permis d'éviter les cas d'insertion incomplète constatés. C'est par exemple le cas du réacteur n°1 de la centrale de Chooz B pour lequel il a été constaté le blocage de deux grappes lors de son arrêt en 2010. En effet, lors de l'arrêt précédent de ce réacteur en 2009, ces deux grappes cumulaient chacune 77314 heures. Le nouveau critère de remplacement préventif étant fixé à 70 000 heures, des grappes neuves auraient été mises en place et l'incident aurait été évité.

Une sûreté peu affectée, mais un phénomène qui doit être surveillé.

Les insertions incomplètes de grappes n'ont pas eu d'incidence sur la sûreté des réacteurs. En effet, quand il a lieu, le blocage de la grappe se produit dans la partie basse de l'assemblage, dans la zone où le diamètre du tube-guide est réduit afin d'amortir la chute (rétreint). Dans les cas d'insertion incomplète observés jusqu'à présent, les grappes s'étaient néanmoins insérées dans la majeure partie de la zone active du cœur. Un tel niveau d'insertion ne met pas en cause l'efficacité de l'arrêt d'urgence du réacteur.

D'une manière générale, les efforts de traction exercés sur les grappes lors de leur levée permettent le déblocage d'une grappe coincée. Mais il peut arriver que le déblocage nécessite une intervention plus complexe, avec l'utilisation d'outils spécifiques ; ce fut le cas pour l'une des deux grappes coincées dans le réacteur n°4 de la centrale de Cattenom en 2010. Ce type d'intervention spécifique peut présenter des difficultés en matière de radioprotection, qui doivent être préalablement évaluées.

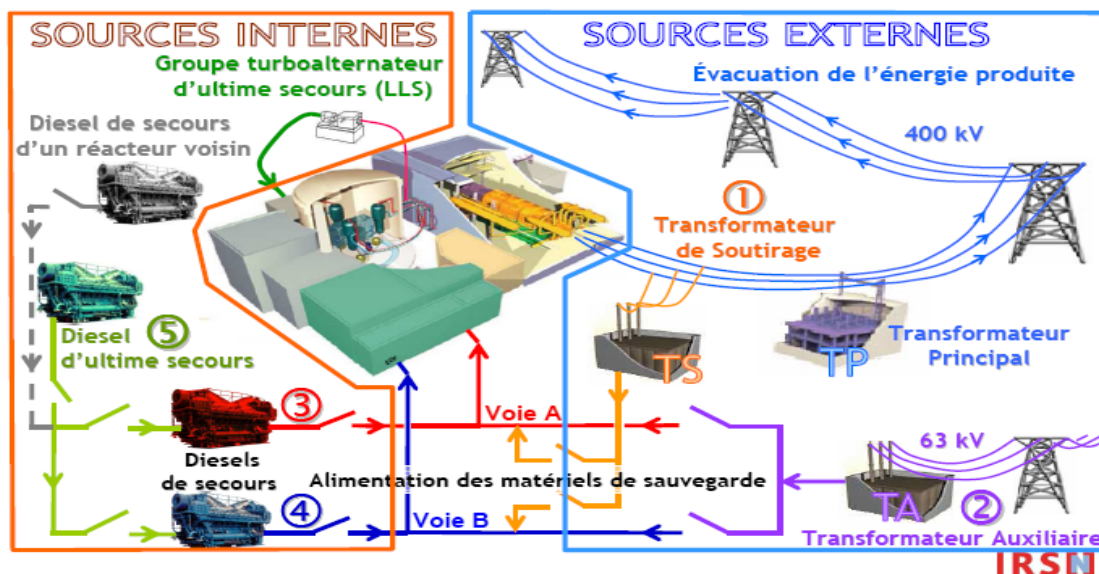
En conclusion, si les blocages observés jusqu'à présent n'ont pas significativement affecté la sûreté et la radioprotection, il est toutefois nécessaire qu'EDF prenne des mesures pour en réduire le nombre. Selon l'IRSN, la nouvelle stratégie de maintenance d'EDF apparaît adaptée pour réduire sensiblement les risques de blocage de grappes liés au gonflement des crayons. La cinétique de ce phénomène, mal appréciée initialement par EDF, est aujourd'hui mieux connue. Néanmoins, cette connaissance doit être approfondie en poursuivant la surveillance et l'analyse du retour d'expérience sur l'ensemble des réacteurs, durant les prochaines années.

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

Une usure prématurée des coussinets de bielle de plusieurs moteurs diesel des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe a été constatée par EDF. Les coussinets affectés ont été remplacés et des investigations ont été menées par EDF pour caractériser cette anomalie, qui présente un caractère générique pour les réacteurs de 900 MWe. Des premières mesures particulières de surveillance et de maintenance ont été prises à titre préventif, afin de maintenir une fiabilité acceptable des moteurs. Toutefois, l'origine de l'anomalie n'est pas totalement expliquée à ce jour et fait l'objet de recherches et d'investigations menées par EDF et le constructeur des moteurs diesel. Dès la survenue de la première avarie, l'IRSN a analysé la situation des réacteurs du parc. Il a formulé dans un avis ses recommandations sur les dispositions provisoires retenues par EDF et assure un suivi particulier des études menées par EDF.

Les alimentations électriques des réacteurs français de 900 MWe

Sur les réacteurs français, les équipements assurant des fonctions de sûreté sont alimentés par deux voies électriques redondantes indépendantes, secourues par des alimentations internes. Un seul moyen est suffisant pour assurer les fonctions de sûreté, à savoir l'arrêt du réacteur et l'évacuation de sa puissance résiduelle.



Les sources électriques externes (réseau EDF) et internes (groupes électrogènes de secours)

En situation normale, la ligne électrique, dite « principale », qui permet l'évacuation de l'énergie produite par la centrale vers le réseau national, alimente les équipements de la centrale via un transformateur de soutirage (repère 1 de la figure ci-avant).

En cas de défaut momentané de la ligne principale, la centrale est automatiquement découplée du réseau national et peut s'autoalimenter en adaptant sa production à sa seule consommation : on parle alors « d'ilotage ».

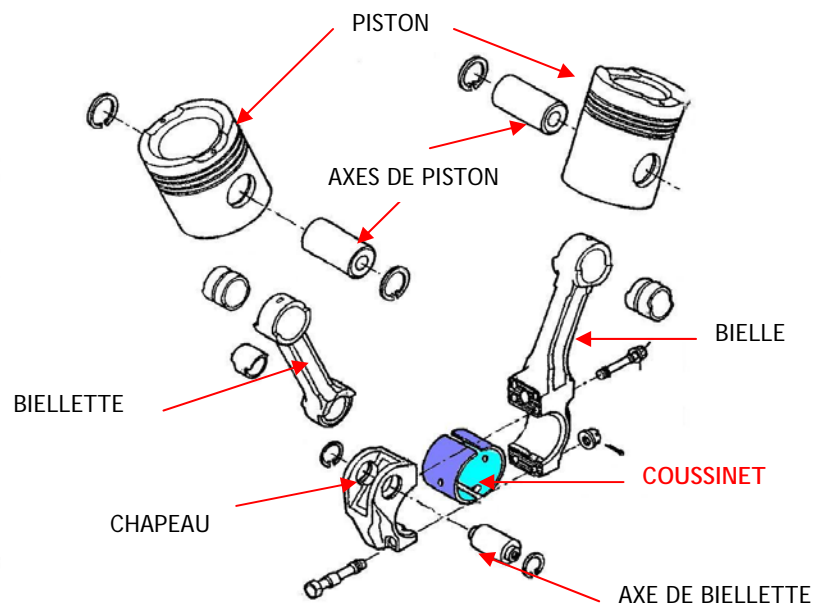
Si l'ilotage échoue, l'arrêt automatique du réacteur est déclenché et son alimentation électrique est assurée par une seconde ligne du réseau national, dite « auxiliaire » (repère 2).

Si les deux alimentations externes sont indisponibles simultanément, deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel (repères 3 et 4) d'une puissance de 4 MWe permettent d'alimenter en quelques secondes les équipements de sûreté des deux voies A et B. Chaque diesel est capable de fournir l'énergie électrique nécessaire à l'atteinte d'une situation sûre du réacteur et au bon fonctionnement des équipements de sauvegarde. Il y a donc redondance des sources internes d'alimentation électrique. De plus, un troisième diesel identique, appelé « groupe d'ultime secours » (repère 5), commun à l'ensemble des réacteurs d'une centrale, peut, en cas de nécessité, être connecté manuellement en quelques heures à la place d'un groupe électrogène de secours défaillant.

Une usure anormale de coussinets

L'anomalie qui affecte les moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe est une usure prématurée de coussinets de tête de bielle. Cette anomalie est à l'origine de plusieurs avaries de ces moteurs dans les installations nucléaires en France.

Les coussinets de tête de bielle sont des pièces semi-annulaires qui assurent l'interface entre la tête de la bielle et le maneton du vilebrequin du moteur ; ce sont des pièces en acier revêtu d'une couche antifriction en cupro-plomb.



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

Le fabricant habituel ayant arrêté sa fabrication de coussinets en 2003, le constructeur des moteurs diesel a confié la fabrication de ces pièces, à l'identique, à un autre fabricant. Une première série de coussinets produits par ce nouveau fabricant (coussinets appelés « de première génération ») a alors été montée à partir de 2006 dans plusieurs moteurs diesel de réacteurs de 900 MWe dans le cadre des opérations normales de maintenance. Mais en 2008 et 2009, plusieurs avaries de moteurs diesels se sont produites. L'expertise des coussinets a révélé leur dégradation rapide, due à un défaut générique de fabrication (présence de surépaisseurs faibles de la couche antifriction) pouvant conduire à des fusions localisées du métal des coussinets ([voir l'article « Défauts de qualité lors des opérations de maintenance et les non-conformités de matériels aux exigences de qualification » dans le rapport IRSN 2009](#)). La fabrication de cette première série de coussinets étant attendue « à l'identique », EDF et le constructeur des moteurs diesel n'avaient pas estimé nécessaire d'effectuer des essais de qualification des pièces du nouveau fabricant.

Dans ces conditions, la fabrication d'une deuxième série de coussinets (appelés de « deuxième génération ») a été lancée en 2009 ; le défaut de la couche antifriction a été corrigé. Ces coussinets de deuxième génération ont subi des essais en usine dans un moteur diesel identique à ceux installés dans les centrales, en simulant notamment des mises en service du diesel correspondant à une durée d'exploitation de 10 ans. Le constructeur des moteurs diesel considérant que ces essais ont montré un bon comportement des coussinets, ces derniers ont été montés en lieu et place des coussinets de première génération.

Mais, en octobre 2010, une avarie a affecté un moteur diesel nouvellement équipé de coussinets de deuxième génération, avarie imputée à la dégradation de presque tous les coussinets du moteur. Les contrôles effectués par EDF sur deux autres moteurs diesel ont révélé une usure anormale, voire un début de grippage, des coussinets. Selon EDF, la dégradation des coussinets ne devient critique pour le fonctionnement des moteurs diesel qu'à partir d'une quinzaine de démarrages, soit environ une année d'exploitation compte tenu des essais périodiques des groupes électrogènes.

L'origine de l'usure rapide des coussinets n'est toutefois pas encore totalement expliquée et des investigations sont en cours chez EDF et le constructeur.

Les conséquences de l'anomalie sur la sûreté des réacteurs

En octobre 2010, au moment où est survenue la première avarie d'un moteur diesel équipé de coussinets de deuxième génération, 27 moteurs diesel affectés à différents réacteurs de 900 MWe, étaient équipés de ce type de coussinets.

Pour quatre réacteurs, les deux groupes électrogènes de secours étaient équipés de ces coussinets, et, pour deux d'entre eux, le groupe électrogène d'ultime secours de la centrale en était également équipé, ce qui constituait un risque de défaillance de mode commun des sources électriques internes. C'est la raison pour laquelle EDF est intervenu en priorité sur ces deux réacteurs pour remplacer l'ensemble des coussinets ; EDF a déclaré, pour ces réacteurs, un événement significatif pour la sûreté de niveau 2 sur l'échelle INES. Pour les autres réacteurs dont certains moteurs diesel étaient également équipés de coussinets de deuxième génération, un événement significatif de niveau 1 sur l'échelle INES a été déclaré. EDF a alors procédé, pour l'ensemble de ces moteurs diesel, au remplacement de leurs coussinets par des coussinets identiques neufs. Ces derniers pourraient toutefois

être aussi affectés à court terme par une usure prématurée ; ils font donc l'objet d'une surveillance renforcée (contrôle de la teneur en plomb dans l'huile) et d'un remplacement annuel. Cette disposition, provisoire dans l'attente des résultats des investigations sur l'origine des dégradations, permet de maintenir une fiabilité acceptable des moteurs diesel pour un an de fonctionnement.

Le programme d'actions d'EDF

En parallèle au remplacement, à titre préventif, des coussinets, EDF a mené des investigations sur un moteur pour déterminer les facteurs susceptibles d'avoir une influence sur la tenue des coussinets. Il a identifié le rodage, le type et la pression de l'huile du moteur comme facteurs d'influence ; il a donc mis en œuvre dans les centrales une procédure de rodage plus lent des moteurs. De plus, il a mis en place un contrôle renforcé (tous les deux mois après les essais périodiques) de la teneur en plomb dans l'huile des moteurs, qu'il considère comme un bon indicateur de la dégradation de la couche antifriction au cupro-plomb des coussinets.

L'avis de l'IRSN

Dès la survenue de la première avarie, l'IRSN a analysé la situation du parc des réacteurs du point de vue de la sûreté et formulé dans un avis à l'ASN, ses recommandations sur les dispositions provisoires proposées par EDF. Outre des recommandations incitant à renforcer la surveillance des moteurs diesel, l'IRSN a considéré qu'au titre de la défense en profondeur, EDF devait procéder à une vérification de la fiabilité de l'ensemble des équipements de la distribution électrique de puissance et de ceux concourant à la limitation des conséquences en cas de perte de sources électriques ou de perte de refroidissement. L'IRSN a recommandé également que l'exploitant limite au maximum les risques de perte de tension électrique pendant les interventions, par exemple sur les postes d'interconnexion ou les lignes électriques.

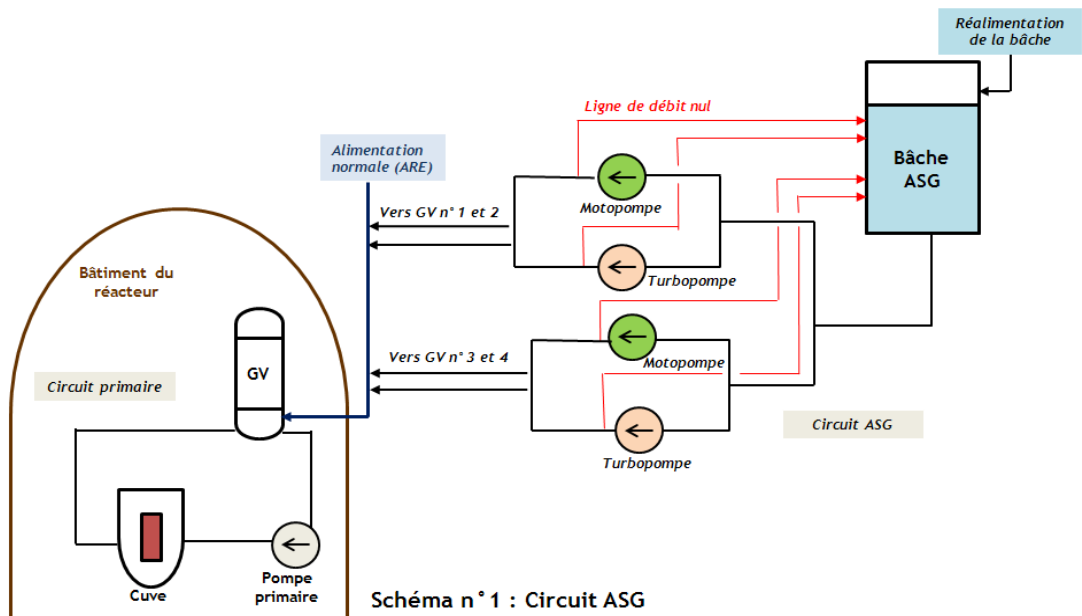
Il est à souligner que le phénomène d'usure rapide des coussinets n'a pas encore été totalement expliqué, ni sa variabilité selon les moteurs. Il représente un risque latent difficile à évaluer ; les avaries effectives des moteurs diesel sont en effet survenues de façon brutale. Aussi il est indispensable que les investigations soient activement poursuivies par EDF, le constructeur des moteurs diesel et le fabricant des coussinets et que, si nécessaire, une autre solution industrielle soit mise en place. Bien que, selon le constructeur des moteurs diesel, les coussinets fournis par le nouveau fabricant soient de conception identique à ceux équipant initialement ces moteurs, l'IRSN a néanmoins recommandé qu'EDF poursuive les investigations quant à d'éventuels écarts dans la fabrication des coussinets.

Vibrations en amont des pompes du circuit d'eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur

EDF a découvert l'existence de vibrations en amont des pompes du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur de certains réacteurs de 1300 MWe. Ce phénomène apparaît dans certaines configurations de fonctionnement des pompes. En attendant un traitement définitif, EDF a proposé des dispositions provisoires applicables à l'ensemble de ces réacteurs. L'IRSN a recommandé des compléments à ces dispositions.

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

Les générateurs de vapeur, au nombre de quatre pour les réacteurs de 1300 MWe, assurent les échanges thermiques entre l'eau du circuit primaire, portée à 325°C dans le cœur du réacteur, et l'eau du circuit secondaire qu'ils transforment en vapeur pour alimenter la turbine. Lorsque le réacteur est en puissance, l'alimentation en eau du circuit secondaire est assurée par le système d'alimentation normale des générateurs de vapeur (système ARE). Le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (système ASG) est utilisé, d'une part lors du fonctionnement normal du réacteur, pendant les phases de démarrage et d'arrêt, d'autre part en cas de situation incidentelle ou accidentelle, comme la défaillance du système d'alimentation normale en eau des générateurs de vapeur, la perte des alimentations électriques externes, la rupture d'une tuyauterie de vapeur ou d'une tuyauterie de l'alimentation normale en eau des générateurs de vapeur. Il constitue donc un système de sauvegarde du réacteur dont la défaillance peut entraîner une dégradation importante du combustible. Il comporte deux files indépendantes, chacune alimentant deux générateurs de vapeur. Chaque file comporte un groupe motopompe (MPS) dont la pompe est actionnée par un moteur électrique, et un groupe turbopompe (TPS) dont la pompe est actionnée par une turbine alimentée par la vapeur provenant des générateurs de vapeur. Les quatre pompes aspirent dans une bache (bache ASG) remplie d'eau déminéralisée et réalimentable. Chaque pompe est équipée à son refoulement d'une tuyauterie de retour dans la bache ASG, appelée « ligne de débit nul ». Cette ligne permet, lorsque les pompes ne débitent pas dans les générateurs de vapeur, de les maintenir en service avec un débit suffisant pour éviter un échauffement excessif de l'eau dans les pompes.



Un constat générique de vibrations importantes des tuyauteries du système ASG pour les réacteurs de 1300 MWe du palier P4

Des vibrations observées sur le réacteur n°2 de la centrale de Flamanville

L'apparition en 2008, au cours de l'arrêt pour rechargement du réacteur n°2 de la centrale de Flamanville, d'un bruit important provenant d'une des deux motopompes (celle de la voie A) du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) a conduit EDF à mener en 2010 une série d'essais particuliers destinés à mieux caractériser le comportement atypique de cette pompe.



Photo : pompe ASG

Ce bruit anormal était déjà apparu lors du fonctionnement de la motopompe sur sa ligne de débit nul, avec un faible volume d'eau dans la bâche. Lors des essais du système ASG réalisés au redémarrage du réacteur après l'arrêt de 2008, le respect des critères de sûreté avait cependant permis à EDF de déclarer cette pompe disponible, tout en programmant une analyse approfondie du phénomène constaté lors de l'arrêt pour rechargement de 2010.

L'hypothèse de vibrations importantes a finalement été retenue pour expliquer le bruit constaté. Dès lors, la sollicitation sur une longue durée des tuyauteries situées à l'aspiration des pompes ASG pourrait à terme les fragiliser, voire entraîner une fissuration d'un piquage ou de la tuyauterie principale et créer une perte d'eau pouvant rendre indisponible la fonction ASG.

Les essais menés dans différentes configurations en termes de volume d'eau dans la bâche ASG et de débit ASG ont confirmé l'existence de vibrations des tuyauteries à l'aspiration des motopompes ASG lorsque celles-ci

fonctionnent sur leur ligne de débit nul, donc à faible débit, avec un volume d'eau dans la bache ASG inférieur à 800 m^3 , soit une faible hauteur d'eau à l'aspiration des pompes.

Compte tenu des similitudes entre les circuits ASG des réacteurs des centrales de Paluel, Flamanville et Saint-Alban, la possibilité d'un phénomène générique à ces réacteurs a été alors évoquée. Afin de valider ou d'infirmer cette hypothèse, la centrale de Paluel a réalisé, courant octobre 2010, sur le réacteur n°1, alors en arrêt pour rechargement, des essais complémentaires à ceux réalisés à Flamanville.

Confirmation de l'existence de vibrations sur le réacteur n°1 de Paluel

Lors de ces essais, des vibrations des tuyauteries ASG situées en amont des pompes ASG ont également été constatées lorsque ces pompes fonctionnent à débit nul ou à faible débit ($Q < 20 \text{ m}^3/\text{h}$) et avec un volume d'eau dans la bache inférieur ou égal à 1000 m^3 .

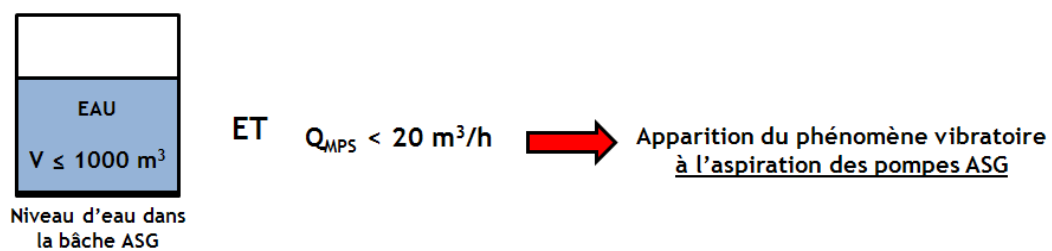


Schéma n°2 : Conditions d'apparition du phénomène vibratoire sur les motopompes ASG du réacteur n°1 de la centrale de Paluel

Bien que les conditions d'apparition des vibrations ne soient pas rigoureusement identiques pour les centrales de Paluel et de Flamanville, l'importance des vibrations dépend des mêmes paramètres (volume d'eau dans la bache ASG et débit d'eau injectée par les pompes) et suit les mêmes tendances :

- elle augmente avec la baisse du volume d'eau dans la bache ASG ;
- elle diminue lorsque le débit augmente.

En conclusion, les résultats d'essais obtenus sur les centrales de Paluel et de Flamanville et les similitudes des lignes ASG des réacteurs de Flamanville, de Paluel et de Saint-Alban confirment que le phénomène est générique à l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe du palier P4¹.

L'origine du phénomène

Les investigations menées par EDF sur les réacteurs de Paluel et de Flamanville montrent que l'origine de ce phénomène est de nature hydraulique. Il se caractérise par des fluctuations importantes de la pression à l'aspiration de la pompe, qui engendrent, par couplage avec les structures mécaniques, des vibrations des tuyauteries lorsque la pompe fonctionne sur sa ligne de débit nul ou à faible débit ($Q < 20 \text{ m}^3/\text{h}$) et lorsque le volume d'eau dans la bache ASG est inférieur à 1180 m^3 .

¹ Voir en fin d'article le tableau de répartition des réacteurs du parc nucléaire français par palier.

Ces vibrations résultent d'une recirculation d'une partie de l'eau aspirée à l'intérieur de la pompe lorsque le débit d'injection de la pompe et le niveau d'eau dans la bache ASG sont en dessous de seuils spécifiques à chaque réacteur. La recirculation perturbe l'écoulement du fluide dans la pompe et entraîne l'apparition de zones de turbulence et de fluctuations de pression à l'aspiration de la pompe, d'où l'existence de vibrations des tuyauteries en amont des pompes.

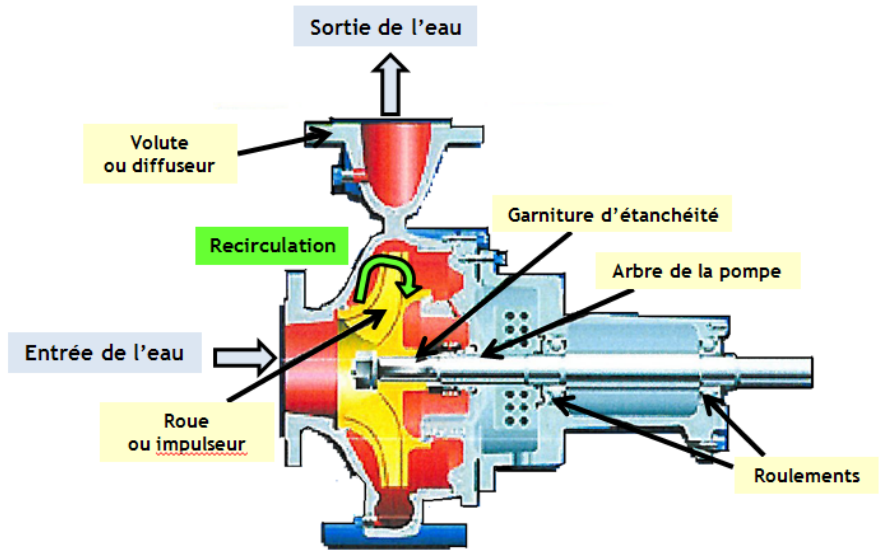


Schéma n° 3 : Recirculation dans la motopompe

La recirculation est liée à la conception de la pompe (section d'entrée du fluide dans la roue réduite du fait d'un diamètre d'arbre trop grand, débit de fonctionnement de la pompe trop éloigné de son débit à rendement optimal) mais ses effets, en l'occurrence des sollicitations vibratoires, dépendent du couplage des fluctuations de pression avec les tuyauteries en amont.

Un phénomène déjà observé pour d'autres réacteurs du parc EDF

Déjà en 1986, un phénomène similaire avait été observé sur les motopompes ASG du réacteur n°1 de la centrale de Cattenom, dont les réacteurs appartiennent à une autre série de réacteurs de 1300 MWe (palier P'4). Ce phénomène apparaissait dans les deux zones de fonctionnement suivantes de ces pompes :

- dans une zone de faible débit ($< 30 \text{ m}^3/\text{h}$) pour un volume d'eau dans la bache ASG allant jusqu'à 1350 m^3 (bache pleine);
- dans une zone de fort débit (entre 90 et $140 \text{ m}^3/\text{h}$) pour un volume d'eau dans la bache ASG inférieur ou égal à 900 m^3 .

EDF avait estimé, à l'époque, que les vibrations étaient dues à des fluctuations de pression à l'aspiration de la pompe provenant d'un phénomène de recirculation de l'eau dans celle-ci en dessous d'un débit critique.

En effet, une partie du débit aspiré retourne à l'aspiration via l'arrière de la roue et les trous d'équilibrage

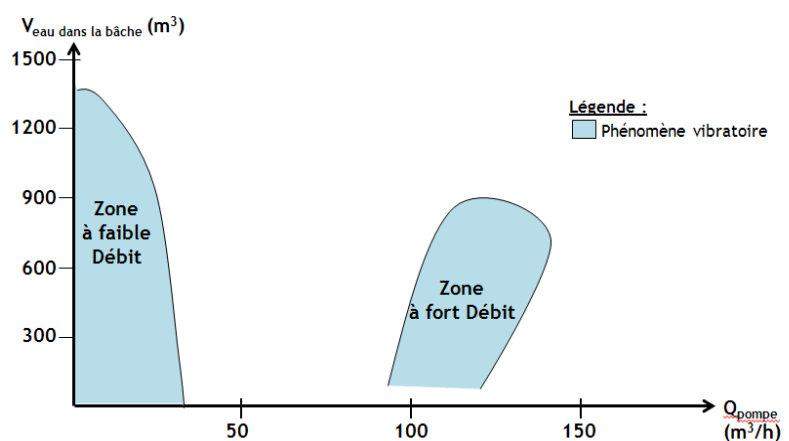


Schéma n° 4 : Phénomène vibratoire affectant le réacteur n°1 de la centrale de Cattenom avant modification des motopompes ASG

de la roue. Il en résulte la formation d'un tourbillon au centre duquel se forme une poche de vapeur d'eau sous l'effet de la dépression. Cette poche de vapeur d'eau interrompt momentanément la circulation de l'eau puis disparaît brutalement en provoquant un choc. Le phénomène est cyclique.

EDF avait déjà déterminé que le débit d'injection de la pompe et le volume d'eau dans la bache ASG étaient des facteurs déterminants de ce phénomène, bien que l'intensité et la stabilité des fluctuations de pression fussent difficiles à prédire.

Afin de réduire les vibrations, les pompes ASG des réacteurs du palier P'4 ont été modifiées afin de réduire la recirculation et d'améliorer l'entrée de l'eau dans la pompe. Ces modifications ont permis d'éliminer les fluctuations de pression à très bas débit. En revanche, à fort débit, les fluctuations de pression persistent. Une analyse a cependant montré que les régimes à fort débit (entre 90 m³/h et 110 m³/h) avec un bas volume dans la bache ASG sont très rares et supportables mécaniquement par la pompe. EDF n'a donc pas jugé utile de pousser plus loin les études et aucune disposition n'a été mise en œuvre pour éliminer le phénomène à haut débit. Les pompes des réacteurs des paliers P4 et P'4 étant différentes, ces modifications n'ont alors été mises en œuvre que sur les réacteurs du palier P'4.

Puissance	900 MWe			1300 MWe		1450 MWe
Palier	CP0	CP1	CP2	P4	P'4	N4
Centrales	Fessenheim	Blayais	Chinon B	Paluel	Cattenom	Chooz
	Bugey	Dampierre	Cruas	Saint Alban	Belleville	Civaux
		Gravelines	Saint Laurent B	Flamanville	Golfech	
		Tricastin			Penly	
					Nogent	

Tableau de répartition des réacteurs du parc nucléaire français par palier

Dans le cadre de son analyse, l'IRSN a également relevé un événement significatif pour la sûreté, survenu le 23 septembre 2005, qui a affecté le réacteur n°4 de la centrale de Cruas (réacteur de 900 MWe). Cet événement a consisté en la dégradation de plusieurs supports de la ligne d'aspiration d'une motopompe en raison de phénomènes vibratoires. Ces vibrations étaient initiées par des pulsations de pression dans les lignes d'aspiration des motopompes. De manière globale, de tels phénomènes sont présents dans le circuit ASG lors du fonctionnement des pompes à débit partiel pour des plages de débit spécifiques à chaque pompe. Malgré les différentes campagnes d'essais réalisées à Cruas, EDF n'a pas été en mesure de déterminer clairement l'origine des phénomènes. Seules les conséquences ont été analysées. Les supportages défectueux ont été remplacés par des supportages neufs, renforcés et font l'objet d'un programme de surveillance. Ce dernier n'ayant révélé aucune anomalie, les recherches n'ont pas été approfondies.

Les mesures engagées par EDF pour les réacteurs du palier P4

Compte tenu du fait qu'une corrélation précise et identique n'a pas pu être établie, pour tous les réacteurs, entre l'intensité vibratoire et les valeurs des paramètres influents, il n'est pas possible de déterminer la durée des sollicitations au bout de laquelle une fissure pourrait se produire. EDF a défini un plan d'actions visant à définir et à mettre en œuvre une solution durable pour l'ensemble des réacteurs du palier P4. Une modification dans le

corps d'aspiration des pompes, en cours d'étude à EDF, doit être définie d'ici fin 2011 et mise en place à partir de 2012 sur l'ensemble des réacteurs du palier P4, après avoir été expérimentée sur un premier réacteur de ce palier.

Dans l'intervalle, EDF a mis en place des dispositions préventives applicables à l'ensemble des réacteurs du palier P4. L'objectif principal de ces dispositions est d'éviter les configurations de fonctionnement où des phénomènes vibratoires importants apparaissent. A cet effet, EDF a recensé l'ensemble des situations qui conduisent à la mise en service des pompes ASG, en fonctionnement normal ou accidentel. Parmi toutes ces situations, EDF a ensuite déterminé celles pour lesquelles les pompes pourraient être amenées à fonctionner dans des conditions d'apparition de vibrations, c'est-à-dire un très bas débit de la pompe associé à un faible volume d'eau dans la bache ASG. Cette étude a montré que ce mode de fonctionnement ne se présente que très rarement. Quelques situations spécifiques ont toutefois été mises en évidence, dont une en fonctionnement normal lors du démarrage du réacteur, et une autre lors du refroidissement du réacteur plusieurs heures après la survenue d'un accident. EDF a mis en place des dispositions de conduite permettant d'éviter le fonctionnement dans ces situations à risque, notamment :

- le maintien d'un volume minimal d'eau de 1180 m³ dans la bache ASG en exploitation normale ;
- des préconisations pour la gestion du fonctionnement des pompes ASG en situation accidentelle par les équipes locales de crise du site (fonctionnement des pompes par courtes périodes à débit élevé plutôt qu'en permanence à débit réduit).

De plus, si le fonctionnement des pompes dans le domaine sensible ne peut pas être évité, une surveillance des tuyauteries situées à l'aspiration des pompes ASG est réalisée en local. Par la suite, des contrôles visuels et des contrôles par ressuage des tuyauteries sont réalisés.

L'analyse de l'IRSN

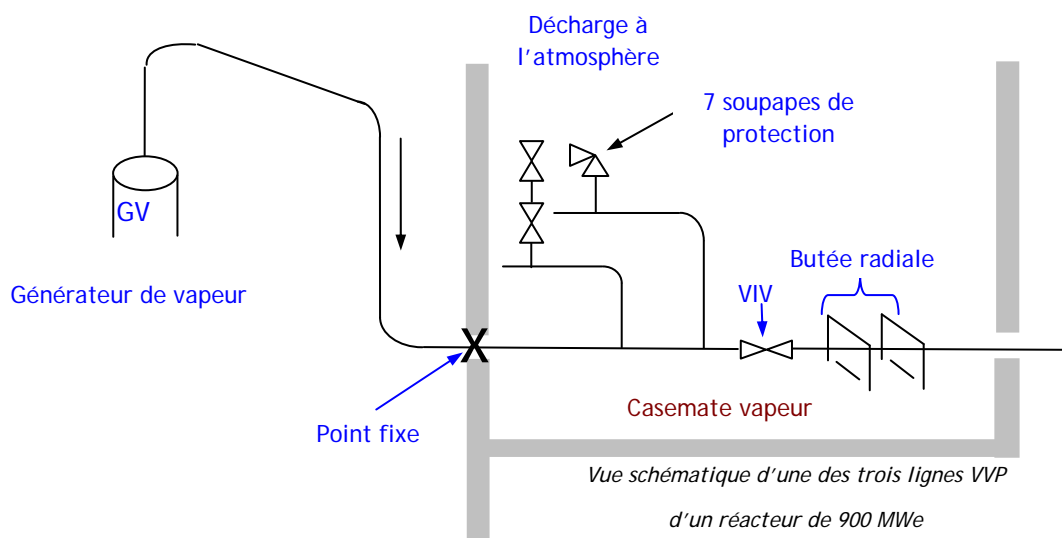
L'IRSN a analysé les résultats des essais réalisés sur les réacteurs des centrales de Flamanville et de Paluel ainsi que les études fournies par EDF. L'origine des anomalies constatées est aujourd'hui bien clarifiée et permet l'étude d'une modification destinée à réduire de manière sensible les sollicitations vibratoires dans les conditions particulières de fonctionnement ainsi déterminées. Dans l'attente de la réalisation de cette modification, l'IRSN a considéré que les mesures compensatoires mises en place par EDF sur les réacteurs de 1300 MWe du palier P4 sont acceptables, tout en recommandant des améliorations pour les renforcer. L'IRSN considère en effet que les dispositions particulières de conduite qu'EDF prévoit de faire appliquer par les équipes de crise locales, doivent également être mises en œuvre dans toutes les situations incidentelles et accidentelles, avec ou sans grèvement des équipes de crise. S'agissant des contrôles des tuyauteries prévus par EDF en amont des motopompes ASG, l'IRSN a recommandé qu'ils soient étendus aux turbopompes ASG, bien que celles-ci soient moins sollicitées. EDF s'est engagé à ce sujet.

Bien que les pompes ASG des réacteurs de 900 MWe et de 1450 MWe soient différentes, l'existence de phénomènes similaires sur ces pompes n'est pas exclue. Aussi, l'IRSN considère qu'un examen doit être mené sur ces réacteurs, ce à quoi EDF s'est engagé.

Dégradations de supports de tuyauteries de vapeur des réacteurs de 900 MWe

Dans le courant de l'été 2009, des dégradations de supports de tuyauteries du circuit de vapeur principal des réacteurs n°1 et 4 de la centrale du Blayais ont été constatées. Ces supports sont destinés à maintenir en place les tuyauteries de vapeur en cas de rupture en aval des vannes d'isolement « vapeur » et éviter ainsi des sollicitations mécaniques importantes des tuyauteries en amont des vannes. L'IRSN a alors recommandé que soit réalisé un contrôle des supports de l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. Réalisés en 2010, ces contrôles ont mis en évidence des dégradations de supports de plusieurs réacteurs pouvant compromettre la fermeture des vannes, en cas de rupture d'une tuyauterie de vapeur. Des modifications ont été mises en place par EDF pour corriger ces défauts.

Le circuit de vapeur principal (VVP) d'un réacteur de 900 MWe comporte trois lignes de vapeur, chacune d'elles étant raccordée à la partie supérieure de l'un des trois générateurs de vapeur (GV). A la sortie du bâtiment du réacteur, chaque ligne traverse un local appelé « casemate vapeur » et rejoint les deux autres lignes de vapeur dans la salle des machines. Dans la « casemate vapeur », la ligne qui la traverse comporte une ligne de décharge de la vapeur à l'atmosphère, un ensemble de 7 soupapes de protection contre les surpressions dans le générateur de vapeur et une vanne d'isolement du générateur de vapeur (VIV). En aval de cette vanne, la tuyauterie est supportée par une « butée radiale » qui a pour rôle d'empêcher la transmission d'efforts au tronçon de tuyauterie situé entre la traversée du bâtiment du réacteur et la vanne, en particulier en cas de rupture de la tuyauterie de vapeur (RTV) en aval de la vanne d'isolement.



Description des butées radiale

Chaque butée radiale est constituée de deux cadres (« cadre amont » et « cadre aval »). Chaque cadre est composé de deux poteaux ancrés dans le génie civil, d'une traverse supérieure et d'un ensemble métallique supportant la tuyauterie, scellé au génie civil, appelé « chaise ». Au droit de chaque cadre, un flasque soudé sur la tuyauterie fait office de contre-butée. Ce dispositif permet de maintenir radialement la tuyauterie tout en la laissant libre axialement afin de permettre les déplacements provoqués par la dilatation de la ligne lors des phases de montée et de descente de la température du réacteur. Pour cela, d'une part un jeu doit être respecté entre les flasques et les cadres des butées - jeu réglé à l'aide de cales -, d'autre part la tuyauterie doit pouvoir glisser axialement sur la « chaise ». Pour cela, une cale bombée, solidaire de la tuyauterie, s'emboîte dans une cale intercalaire creuse dont la face inférieure est munie d'un revêtement en polymère pour faciliter son glissement sur la cale fixe solide de la chaise.

En fonctionnement normal, des plaques d'arrêt immobilisent les cales de manière à n'autoriser que les déplacements dans le sens axial de la tuyauterie entre la cale creuse et la cale mince.

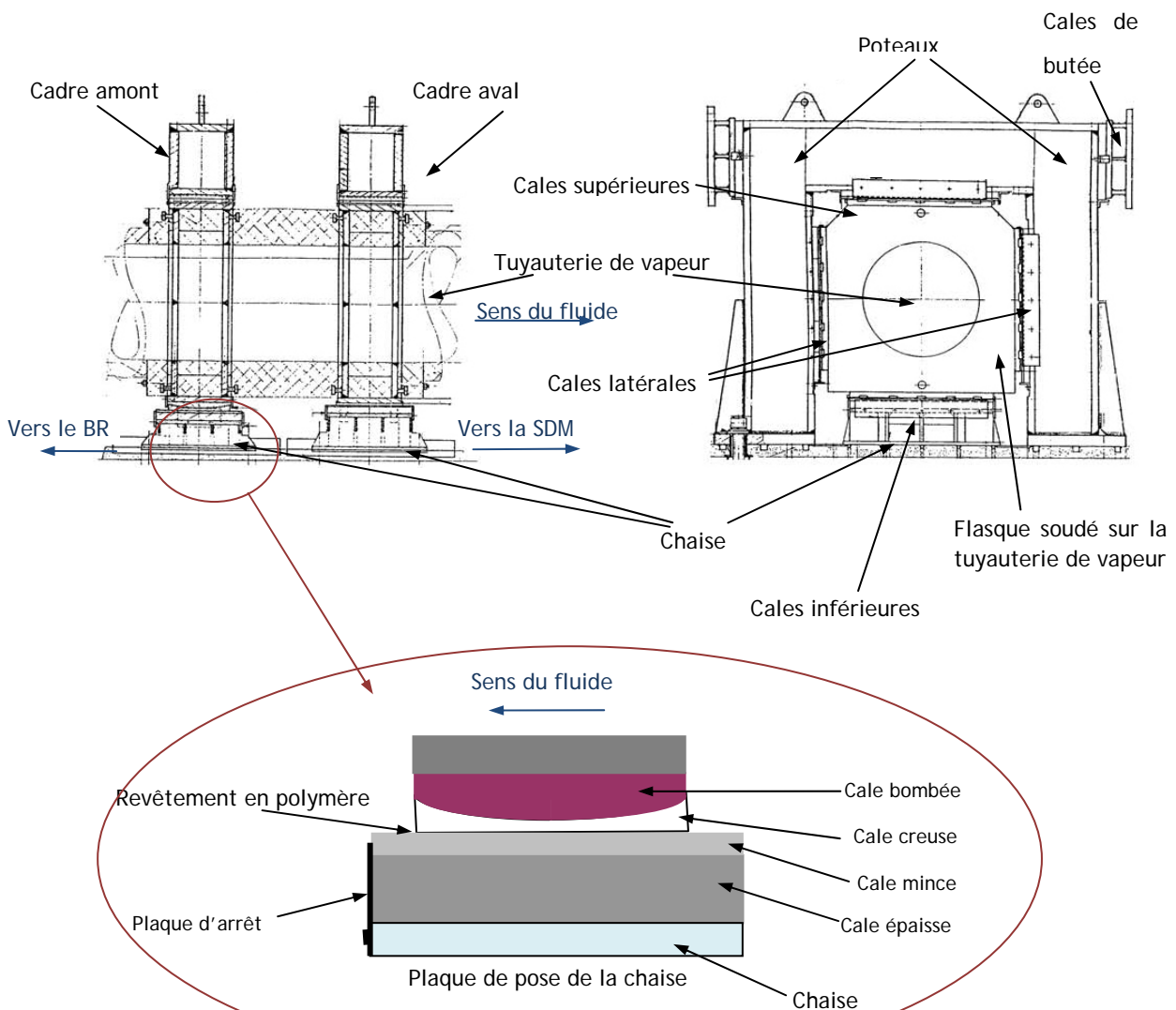


Schéma d'une butée radiale

L'importance des butées pour la sûreté du réacteur

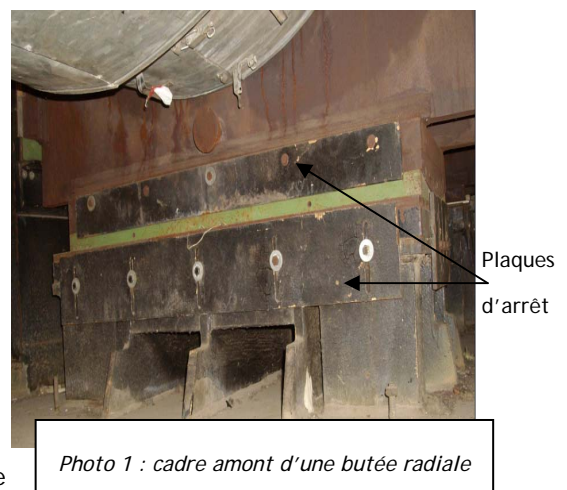
La rupture d'une tuyauterie de vapeur en aval de la vanne d'isolement du générateur de vapeur est une situation accidentelle étudiée dans les rapports de sûreté. Les butées radiales sont dimensionnées pour reprendre les efforts qui en résulteraient ; elles permettent ainsi d'éviter l'endommagement de la tuyauterie en amont de la rupture ou la perte de manœuvrabilité des vannes d'isolement. En effet, dans une situation accidentelle de rupture d'une tuyauterie de vapeur, la fermeture automatique des VIV des trois lignes de vapeur permet de limiter la vidange des générateurs de vapeur par la brèche et de maintenir ainsi un refroidissement suffisant du réacteur.

Des premiers défauts de calage découverts en 2009

En juin 2009, durant l'arrêt du réacteur n°4 de la centrale du Blayais, les cales supérieures du cadre « amont » d'une des butées radiales ont été trouvées décalées de leurs positions initiales, ce qui avait provoqué l'arrachement de leurs plaques d'arrêt. En juillet 2009, le même constat a été fait sur le réacteur n°1 de la centrale du Blayais.

Si le programme de maintenance du circuit secondaire principal prévoyait bien le contrôle des butées latérales des tuyauteries à froid et à chaud, aucun contrôle spécifique n'était par contre prescrit pour les cales situées entre les flasques soudés sur les tuyauteries et les butées radiales, si ce n'est la vérification d'une absence globale de dégradation des cadres.

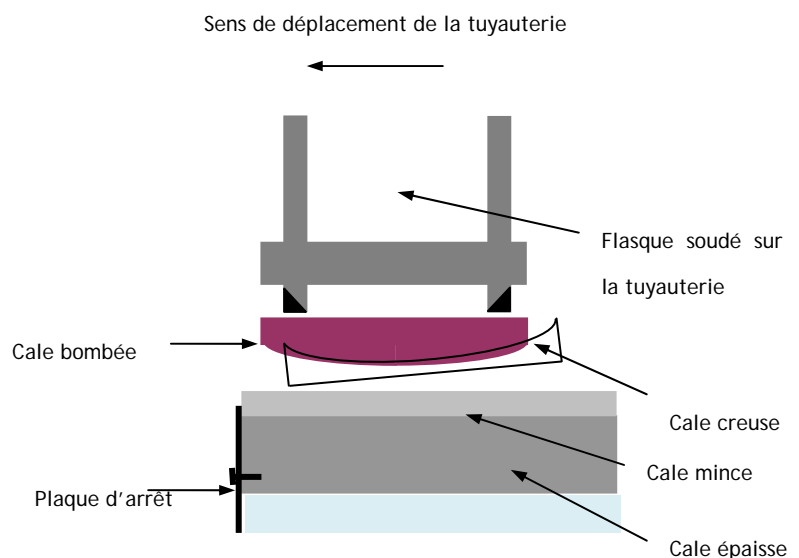
La présence de dégradations similaires dans d'autres réacteurs étant possible, l'IRSN a recommandé que le bon positionnement de l'ensemble des cales intercalées entre les tuyauteries de



vapeur et les butées radiales soit vérifié pour tous les réacteurs de 900 MWe. Réalisés en 2009 et 2010, ces contrôles ont montré des dégradations dans d'autres réacteurs. Par conception, seules les tranches de 900 MWe sont concernées.

L'origine des dégradations

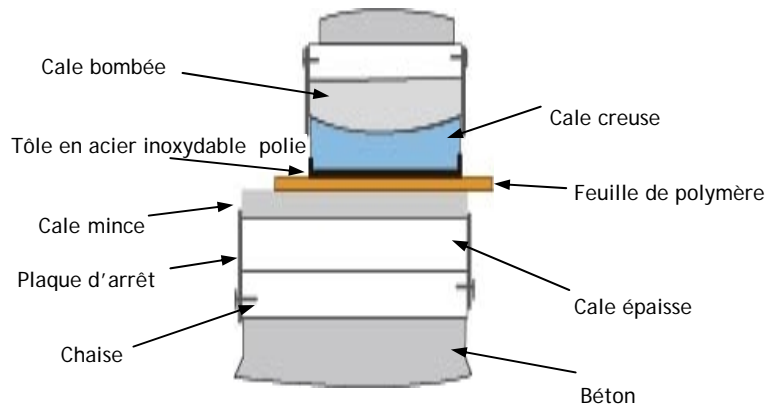
L'examen des butées montre que les dégradations constatées ont résulté d'un mauvais glissement de la cale creuse revêtue de polymère sur la cale mince lors des dilatations de la tuyauterie. Un coin inférieur de la cale creuse pourrait s'être bloqué sur la cale mince (voir le schéma ci-contre) ; lors du déplacement de la tuyauterie par dilatation, cette tuyauterie pourrait alors avoir été soulevée via la cale bombée, provoquant le blocage de l'ensemble et des dégâts mécaniques dans les cales et leurs fixations.



Le traitement de l'anomalie par EDF

Le revêtement en polymère d'origine s'est avéré ne pas pouvoir garantir un frottement correct dans la durée ; une simple remise en état à l'identique ne pouvait donc pas constituer une solution durable.

En vue d'éviter l'effet de coin et de réduire les risques de blocage, EDF a estimé qu'il fallait rétablir un glissement correct entre la cale creuse et la cale mince. Pour cela, la solution retenue a consisté à mettre en place une tôle polie d'acier inoxydable sous la cale creuse et à interposer une feuille d'un nouveau type de polymère entre la cale creuse et la cale mince (solution 1). Cette solution a été validée sur le réacteur n°1 de la



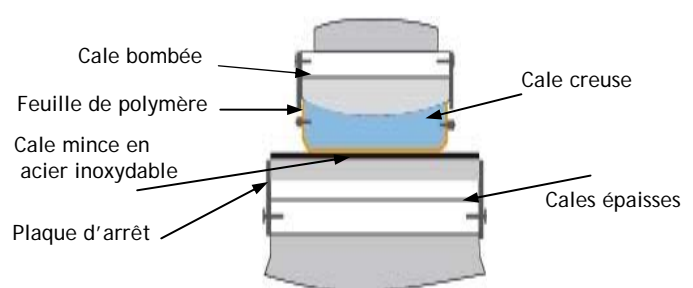
Solution 1 : glissement du polymère sur la cale mince

centrale du Blayais en mai 2010 et sa généralisation à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe a alors été lancée avec de plus l'ajout de contrôles supplémentaires dans le programme de maintenance d'EDF ; ces contrôles consistent à réaliser tous les 10 ans une dépose des cales pour vérifier le bon état des surfaces glissantes et la conformité des jeux horizontaux et verticaux entre les flasques et les cadres.

Toutefois, en octobre 2010, de nouveaux glissements non conformes ont été constatés pour le réacteur n°4 de la centrale du Tricastin, où la solution 1 avait été mise en place. Pour l'une des lignes, le glissement n'a pas eu lieu entre la tôle polie en acier inoxydable et la plaque de polymère mais entre la cale mince et la cale épaisse. Pour une seconde ligne, ce n'est pas la tôle polie en acier inoxydable qui a glissé sur la plaque de polymère, mais cette dernière qui a glissé sur la cale mince ; ce dernier phénomène a été constaté pour d'autres réacteurs

Une nouvelle solution mise en œuvre

A la suite du constat fait sur le réacteur n° 4 de la centrale du Tricastin, EDF a développé une nouvelle solution, avec la mise en place de cales minces en acier inoxydable d'une rugosité proche de 1 micron et l'utilisation de feuilles de polymère renforcées au bronze, collées sur la face inférieure des cales creuses et maintenues sur les côtés.



Solution 2 expérimentée sur le site du Tricastin

Cette nouvelle modification (solution 2) a été expérimentée sur le réacteur n°2 de la centrale du Tricastin et sera réalisée en 2011 sur le réacteur n°1 de la centrale de Dampierre. Le calendrier de mise en œuvre sur les autres réacteurs de 900 MWe n'est pas encore défini et pourrait s'étaler sur plusieurs années. EDF estime qu'il ne subsiste plus de risque de blocage à moyen terme. L'IRSN reste vigilant quant aux résultats des contrôles réalisés par EDF sur les réacteurs de 900 MWe et attend le calendrier de mise en place de la solution finale pour se positionner sur l'acceptabilité des délais de réalisation.

Impact des défauts latents sur la sûreté des réacteurs

Même si les contrôles et essais périodiques permettent de détecter une large majorité des défauts présents dans les installations, il arrive que certains défauts ne soient pas détectés du fait de contrôles insuffisants, d'absence de requalification ou même d'une insuffisance d'investigation sur les causes et les conséquences possibles d'une anomalie. Tels des virus provisoirement endormis, ces défauts latents peuvent se manifester dans certaines situations et dégrader la sûreté du réacteur. L'événement survenu le 28 mars 2010 à la centrale de Robinson aux États-Unis montre que le cumul de défauts latents aurait pu conduire à une situation accidentelle. Bien que de gravité moindre, certains événements ayant affecté les réacteurs du parc français montrent que le cumul de défauts latents peut entraîner des difficultés dans la conduite du réacteur ; ce fut le cas en décembre 2010 pour le réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines.

L'événement de la centrale de Robinson (USA)

La présentation ci-dessous, sans être exhaustive, a pour objectif de montrer comment une accumulation de non-conformités et de défauts latents aurait pu conduire, à partir d'un événement initiateur relativement banal, à une situation mettant en cause la sûreté du réacteur.

Le réacteur n°2 de la centrale de Robinson (États-Unis) est un réacteur à eau sous pression d'une puissance de 775 MWe, qui a été mis en service en 1970. Sa conception diffère sensiblement de celle des réacteurs à eau sous pression du parc EDF.

Le 28 mars 2010, un court-circuit (défaut initiateur ; voir l'encadré) affecte un câble reliant deux tableaux d'alimentation électrique de moyenne tension (4 kV) du réacteur.

1^{er} défaut: un défaut initiateur affectant un câble électrique

Ce câble, situé dans une partie non classée de sûreté de l'installation électrique, avait été mis en place en 1986. Son expertise a montré qu'une des phases était enroulée autour des deux autres ce qui créait une surépaisseur pouvant entraîner des points de frottement au niveau des coudes des chemins de câble lors du tirage du câble. De plus, le câble ne respectait pas les standards de l'industrie en termes d'isolation et de gainage.

Le disjoncteur de la ligne reliant ces deux tableaux ne s'ouvre pas car son fusible d'alimentation est défectueux (2^{ème} défaut ; voir l'encadré). La protection par le disjoncteur n'ayant pas fonctionné, le court-circuit provoque une chute de tension sur les autres tableaux 4kV, entraînant le ralentissement des pompes primaires et donc une réduction du débit primaire, ce qui provoque l'arrêt automatique du réacteur. Le courant de court-circuit provoque aussi le déclenchement du transformateur principal. Les tableaux 4kV sont alors alimentés par le transformateur de secours ; mais, étant donné que le court-circuit n'est pas encore éliminé, l'alimentation de ces tableaux disjoncte et la chute de tension se propage aux tableaux classés de sûreté (480V), ce qui provoque le démarrage du groupe électrogène de secours. Il survient ensuite une série de dysfonctionnements de matériels et d'erreurs humaines qui accroissent les difficultés de gestion de l'événement, dont certains auraient pu conduire à une situation accidentelle avec un risque de dégradation du combustible.

2^{ème} défaut : le disjoncteur ne s'ouvre pas.

Afin d'isoler le défaut, le disjoncteur situé en amont du câble doit s'ouvrir. Dans le cas présent, le disjoncteur est resté fermé, car son fusible d'alimentation était défectueux. Depuis 2008, le voyant indiquant que le disjoncteur était fermé, ne s'allumait plus. Le changement de l'ampoule ayant été sans effet, un ordre a été donné pour remplacer la douille de l'ampoule. Toutefois d'autres modes de défaillances, tels que la rupture du fusible, n'ont pas été recherchés. De fait, les conséquences de ces modes de défaillance sur la disponibilité du disjoncteur n'ont pas été analysées.

Des dysfonctionnements qui conduisent au démarrage de l'injection de sécurité

Lors de la perte de tension, toutes les vannes de décharge au condenseur de la vapeur des générateurs de vapeur s'ouvrent, sans possibilité de les refermer depuis la salle de commande. Cet appel de vapeur provoque un refroidissement rapide de l'eau du circuit primaire, accompagné d'une baisse de pression et d'une contraction du volume d'eau dans le circuit primaire. Les opérateurs démarrent les deux pompes de charge pour alimenter le circuit primaire en eau borée et rétablir la pression. Toutefois, ils ne suivent pas avec suffisamment de vigilance les évolutions de la température et de la pression dans le circuit primaire et la baisse de pression n'a pas été corrigée suffisamment tôt pour éviter le démarrage automatique du système d'injection de sécurité.

Des dysfonctionnements qui auraient pu conduire à une brèche dans le circuit primaire.

Un des points sensibles vis-à-vis du risque de perte de l'intégrité du circuit primaire est constitué par les joints placés en sortie des arbres des pompes primaires. Si un tel joint n'est pas suffisamment refroidi, il peut se dégrader, et conduire à une brèche dans le circuit primaire. Deux dispositions permettent d'éviter une montée en température de ce joint :

- l'injection d'eau à environ 60 °C au droit du joint : cette injection d'eau à une pression supérieure à celle du circuit primaire évite la remontée d'eau à environ 300 °C venant du corps de la pompe primaire vers le joint ; elle est assurée par les pompes de charge qui aspirent dans un réservoir lui-même alimenté par de l'eau provenant du circuit primaire, préalablement refroidie ;
- une « barrière thermique » située entre le corps de pompe et le joint ; cette barrière est alimentée par de l'eau à environ 30°C provenant du système de refroidissement intermédiaire du réacteur ; elle évite le transfert de la chaleur de la pompe vers le joint : si l'injection d'eau au droit du joint est interrompue, de l'eau provenant du circuit primaire est alors préalablement refroidie au contact de cette barrière avant d'atteindre le joint ; Il est à

noter que le système de refroidissement intermédiaire assure également le refroidissement des paliers des groupes motopompes primaires.

Lors de l'événement, deux défauts latents ont failli faire perdre le refroidissement des joints.

- Tout d'abord, la vanne du système de refroidissement intermédiaire qui alimente la barrière thermique s'est fermée de manière intempestive (voir l'encadré ci-contre). Par conception, cette vanne reçoit un ordre de fermeture en cas de dépassement d'un seuil haut de débit dans le circuit. Du fait de la perte de l'alimentation électrique du relais qui transmet

Fermeture de la vanne du système de refroidissement de la barrière thermique.

Le comportement inattendu de la vanne aurait pu être identifié pour la première fois en 2005 lorsque l'exploitant a constaté des écarts de câblage, puis une seconde fois en 2008 lors d'un essai de l'injection de sécurité et de démarrage automatique du groupe électrogène lors duquel l'exploitant a constaté la fermeture de la vanne. Dans les deux cas, l'exploitant n'a pas poussé ses investigations.

l'information d'un « débit haut » dans la ligne, un ordre de fermeture de la vanne a été émis. Lorsque l'alimentation du tableau secouru a été basculée sur le groupe électrogène d'urgence, la vanne a été de nouveau alimentée électriquement et s'est fermée totalement étant donné que le retour en position normale du relais s'est effectué dans un délai supérieur au temps de manœuvre de la vanne.

- Dans un second temps, l'injection aux joints des pompes primaires a été perdue. En effet, le démarrage par l'opérateur des deux pompes de charge pour compenser le refroidissement rapide du circuit primaire, a fait baisser le niveau dans le réservoir dans lequel elles aspirent. Pour éviter de perdre les pompes par cavitation et manque d'eau, un basculement automatique de l'aspiration des pompes vers le réservoir de stockage d'eau borée

Défaillance d'un relais de niveau dans le réservoir.

En 2008, de nouveaux relais avaient été montés dans les armoires électriques. Ces relais provenant d'un autre fournisseur que les précédents, étaient différents des relais initiaux et nécessitaient une adaptation par la mise en place de cavaliers. Il s'avère que ces cavaliers ont été mal positionnés. Les essais de requalification après changement des relais n'ont pas permis de détecter ce mauvais positionnement des cavaliers en raison d'une absence d'essai de requalification simulant un niveau bas dans le réservoir.

intervient. Les actions de basculement débutent à partir du moment où les deux relais recevant l'information d'un niveau bas dans le réservoir par leur capteur associé sont mis sous tension. Il s'est avéré qu'un des deux relais n'a pas été mis sous tension lorsque le niveau bas a été atteint dans le réservoir (voir l'encadré).

L'analyse du déroulement de l'événement montre que la perte de l'injection aux joints des pompes primaires, est survenue après la remise en service par l'opérateur du refroidissement par les barrières thermiques des pompes primaires. En effet, du fait des alarmes signalant une température trop élevée des paliers des pompes primaires, l'opérateur a détecté la position anormalement fermée de la vanne du circuit de refroidissement intermédiaire et l'a ouverte. La perte de l'injection aux joints des pompes primaires est intervenue 6 minutes plus tard. La dégradation des joints a ainsi été évitée ; elle aurait pu conduire à une brèche dans le circuit primaire, pouvant entraîner une dégradation du cœur.

Une succession de dysfonctionnements

L'événement a fait apparaître un cumul de défauts, tous différents les uns des autres, qui auraient pu avoir des conséquences significatives pour la sûreté du réacteur. Certains écarts étaient présents depuis près de 25 ans.

Cet événement souligne également l'importance d'exercer une maintenance rigoureuse pour les équipements électriques, même non classés, et de ne pas laisser subsister des écarts, même anodins comme un voyant défaillant. L'événement montre aussi l'attention particulière qu'il convient de porter aux matériels remplaçant des matériels obsolètes.

Un passage en état de repli plus long que prévu pour le réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines

Bien que présentant des conséquences possibles moins graves pour la sûreté du réacteur, certains événements ayant affecté les réacteurs du parc français montrent qu'un cumul de non-conformités peut entraîner d'importantes difficultés dans la conduite du réacteur. Ce fut le cas à la centrale de Gravelines.

Le 13 décembre 2010, dans le cadre d'essais périodiques du système de protection du réacteur réalisés tous les 2 mois, l'opérateur du réacteur n°1 de la centrale de Gravelines ouvre la vanne permettant de mettre en pression le réservoir d'acide borique du système d'injection de sécurité. Quinze minutes plus tard, à la fin du test de fonctionnement de l'injection de sécurité, l'opérateur remet l'installation en configuration normale. Cependant une alarme signale une baisse anormale du niveau dans le réservoir. Après investigation, il s'avère que cette baisse de niveau est due à l'ouverture intempestive de la soupape de ce réservoir. Cette soupape avait déjà été identifiée par EDF comme étant instable de par son surdimensionnement (c'est-à-dire dimensionnée pour un débit de décharge très supérieur à celui que le circuit fournit lorsque le seuil d'ouverture de la soupape est atteint, il en résulte une ouverture partielle et des battements de la soupape); elle faisait partie d'un programme de remplacements à court terme. De manière conservative, les deux voies d'injection directe ont été considérées indisponibles, ce qui a conduit l'exploitant à amorcer le repli du réacteur vers un état d'arrêt qui ne requiert plus la fonction d'injection directe et compatible avec une intervention sur la soupape. Plusieurs événements ont ensuite perturbé la phase de repli, si bien que sa durée a été de 25 heures au lieu des 16 heures prévues dans les spécifications techniques d'exploitation, allongeant donc la durée de maintien du réacteur avec cette indisponibilité.

Un repli difficile

Lors de la première phase du repli, qui consistait à baisser la puissance du réacteur jusqu'à atteindre l'état d'arrêt à chaud, des fluctuations importantes du niveau d'eau dans le générateur de vapeur n°2 ont obligé l'opérateur à piloter la régulation des niveaux des générateurs de vapeur en manuel, afin d'éviter un arrêt automatique du réacteur. Cet aléa a ralenti la baisse de puissance. Les fluctuations étaient dues à un dysfonctionnement de la vanne d'alimentation en eau du générateur de vapeur n°2. Les contrôles réalisés sur la vanne durant la phase de repli n'ont pas permis d'identifier l'origine du dysfonctionnement. Ce n'est que bien plus tard, lors du redémarrage du réacteur, que, à la suite de nouveaux dysfonctionnements, l'exploitant a décidé d'enregistrer les signaux de sortie du positionneur de la vanne ; il a alors constaté un dysfonctionnement de ce dernier alors qu'il avait été remplacé 6 mois plus tôt.

Au cours de la deuxième phase du repli, qui consistait à baisser la pression et la température du circuit primaire jusqu'aux valeurs permettant la mise en service du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (circuit RRA), l'exploitant a rencontré des difficultés pour conditionner ce circuit en température avant de le connecter au circuit primaire. En effet, avant de connecter le circuit RRA, il faut le conditionner en température, c'est-à-dire élever sa température de telle sorte que l'écart de température avec le circuit primaire soit inférieur à 50°C. Or, du fait d'une

Le conditionnement du circuit de refroidissement à l'arrêt (circuit RRA) consiste à monter la pression et la température de ce circuit afin de préserver ses équipements (pompes et échangeurs) de chocs thermiques ou de transitoires de pression trop importants lors de la mise en communication du circuit avec le circuit primaire.

trop grande efficacité du refroidissement de ce circuit, liée au mauvais calage de l'ouverture d'une vanne en amont de l'échangeur de ce circuit, il n'a pas été possible de monter la température du circuit RRA. Afin de se rapprocher de la température dans le circuit RRA, l'équipe de conduite a été obligée de baisser la température du circuit primaire à l'aide des seuls générateurs de vapeur. Cette stratégie de conduite a également contribué à allonger la durée du repli.

Enfin, le mauvais calage de l'ouverture de la vanne en amont de l'échangeur RRA a également perturbé la dernière phase du repli en provoquant un refroidissement trop important du circuit primaire. L'exploitant a alors décidé d'arrêter une des pompes de refroidissement ce qui a permis de stabiliser la température du circuit primaire et d'accéder au bâtiment du réacteur pour intervenir sur la vanne concernée.

L'efficacité trop élevée du refroidissement du circuit RRA (due à un mauvais réglage de la vanne en amont de l'échangeur) avait pourtant été mis en évidence en 2009 lors des essais périodiques de fonctionnement de ce circuit. Malgré cela, les contrôles s'étaient limités à quelques vérifications, l'exploitant ayant décidé de reporter le reste des interventions lors de l'arrêt prévu en 2011.

Le point de vue de l'IRSN

Les événements explicités ci-dessus montrent toute l'attention qu'il convient porter à la maintenance et aux contrôles périodiques réalisés sur les réacteurs. Si certains écarts peuvent être laissés provisoirement en l'état lors de la remise en exploitation d'un réacteur après un arrêt pour rechargement, il est par contre essentiel qu'ils fassent auparavant l'objet d'une analyse exhaustive de leurs conséquences en termes de sûreté, en tenant compte de l'effet du cumul avec d'éventuels autres écarts affectant le réacteur. En tout état de cause, la remise en conformité doit être réalisée au plus tôt et l'événement de la centrale de Robinson montre les risques à laisser perdurer des écarts sur plusieurs années. Ce sujet avait d'ailleurs déjà été mis en exergue par l'IRSN lors de l'analyse des écarts de conformité et des indisponibilités matérielles présents dans les réacteurs du parc français, dans le cadre de l'examen du retour d'expérience d'exploitation sur la période 2006-2008. L'IRSN avait alors rappelé la nécessité de limiter dans le temps le cumul de plusieurs écarts, et, en cas de dérive d'une caractéristique d'un matériel, de s'interroger sur la disponibilité à moyen terme de celui-ci, afin d'identifier les travaux à réaliser le cas échéant, les essais complémentaires à réaliser et les commandes de pièces de rechange à effectuer.

EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Des avancées des connaissances scientifiques et techniques, des faiblesses détectées ou des leçons tirées du retour d'expérience, un environnement ou une réglementation qui évoluent, des impératifs économiques..., autant de facteurs à prendre en compte pour l'exploitation des installations avec toujours l'objectif de viser à améliorer leur niveau de sûreté. Certaines modifications ou évolutions peuvent nécessiter plusieurs années d'études avant leur définition précise et leur mise en place. L'IRSN a examiné en 2010 plusieurs sujets ayant un impact significatif sur la sûreté.

La protection des centrales contre les risques d'inondation externe dépend de leur situation géographique. En 2006, EDF et la CNR (Compagnie Nationale du Rhône) ont défini des stratégies de protection de la centrale du Tricastin à l'égard d'une crue millennale majorée (CMM) du Rhône. Du fait de l'évolution de certaines hypothèses utilisées pour le calcul de la CMM, ces études ont été actualisées en 2008 par EDF et ont alors fait l'objet d'une analyse par l'IRSN.

Chaque recharge de combustible doit faire l'objet d'une vérification de sa tenue en situation normale et en situation accidentelle. Il est ainsi vérifié, à l'occasion de chaque rechargement, que les caractéristiques de la recharge satisfont des critères préalablement établis par des études « génériques ». EDF peut toutefois être amené à charger du combustible sans respecter certaines hypothèses de la démonstration « générique ». L'impact sur la sûreté de ces recharges « atypiques » est alors examiné par l'IRSN.

Au fil de l'exploitation, des dépôts d'oxydes se sont accumulés en grande quantité dans les générateurs de vapeur de certains réacteurs. Ces dépôts peuvent perturber le fonctionnement des générateurs de vapeur, voire affecter la sûreté des réacteurs. EDF a alors procédé à quatorze nettoyages chimiques depuis 2007. Ces opérations de maintenance exceptionnelle ont fait l'objet d'analyses de l'IRSN quant à leur efficacité et leur innocuité pour les générateurs de vapeur.

La cuve du réacteur, qui contient le combustible, est soumise à un flux neutronique qui conduit progressivement à sa fragilisation mécanique. Son remplacement n'est pas envisagé et son aptitude à l'emploi conditionne donc la durée de vie du réacteur. Pour cette raison, EDF a constitué un dossier visant à démontrer l'absence de risque de rupture brutale des cuves des réacteurs de 900 MWe pour leur durée de vie prévisionnelle. Ce dossier a fait l'objet d'une analyse par l'IRSN.

En 2010, EDF a exprimé des craintes quant à l'aptitude de certaines enceintes de confinement de réacteurs de 1300 MWe, à respecter le critère de taux de fuite maximal lors des épreuves d'étanchéité par mise en pression interne. EDF a alors proposé de réduire la pression d'épreuve. L'IRSN a estimé que cette proposition n'était ni nécessaire ni recevable.

Pour les besoins de l'exploitation, des modifications temporaires de configuration des installations s'avèrent parfois nécessaires. Pour cela, EDF met en place des dispositifs appelés « moyens temporaires ». Des erreurs dans la gestion de ces dispositifs peuvent être préjudiciables à la sûreté du réacteur. EDF a engagé un plan d'actions sur ce sujet. Sa mise en œuvre et ses effets ont été évalués par l'IRSN.

Protection de la centrale du Tricastin en cas de crue du Rhône

Les dispositions à prendre pour la protection des réacteurs à eau sous pression contre les risques d'inondation d'origine externe sont définies dans une règle fondamentale de sûreté et dépendent de leur situation géographique (bord de mer, bord de fleuve, estuaire). Une démarche complémentaire a été établie par EDF dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience de l'inondation du site du Blayais en décembre 1999. En 2006, EDF et la Compagnie Nationale du Rhône ont défini une stratégie de protection de la centrale du Tricastin à l'égard d'une crue millénaire majorée du Rhône. Du fait de l'évolution de certaines hypothèses de calcul de cette crue, les études correspondantes ont été actualisées par EDF. L'IRSN a analysé ces études et la valeur du débit de la crue millénaire retenue par EDF.

Protection des centrales contre les crues fluviales

Dans le cas des centrales implantées au bord d'un fleuve (ou d'une rivière), telles que celle du Tricastin, l'un des risques à considérer est celui d'une inondation du fait d'une crue fluviale. Les études permettent de déterminer le niveau d'eau qui serait atteint, au droit de la centrale lors d'une crue dont le débit est obtenu en majorant de 15% le débit de la crue millénaire (crue dont la probabilité de dépassement est de 10^{-3} /an), appelée crue millénaire majorée (CMM). Le débit obtenu à la suite de cette majoration est représentatif d'un phénomène de probabilité encore plus faible que la crue millénaire. Le niveau d'eau ainsi obtenu est utilisé dans le cadre du dimensionnement des protections de la centrale contre les inondations externes.

Situation géographique de la centrale du Tricastin

La centrale du Tricastin est implantée dans la plaine du Tricastin sur la rive droite du canal de Donzère-Mondragon, qui s'écoule parallèlement au Vieux Rhône (voir les figures 1 et 2). L'aménagement de Donzère-Mondragon comporte le canal proprement dit, bordé de digues, et différents ouvrages : un barrage de retenue sur le Rhône (barrage de Donzère), un dispositif de trois barrages (barrages de garde) par lesquels passe le débit entrant dans le canal, et une usine hydroélectrique située à Bollène. La centrale est implantée entre les barrages

Règles fondamentales de sûreté (RFS)

Les règles fondamentales de sûreté se présentent sous forme de textes notifiés aux exploitants concernés.

Elles sont destinées à expliciter des pratiques techniques jugées acceptables en France dans certains domaines du nucléaire. L'exploitant a la possibilité de ne pas se conformer à une règle s'il apporte la preuve que les objectifs de sûreté visés par cette dernière sont atteints par d'autres moyens, proposés dans le cadre des procédures réglementaires.

Dans certains cas, les RFS font l'objet, avant leur diffusion, d'un examen par les groupes permanents d'experts compétents auprès de l'ASN.

de garde et l'usine de Bollène. En conséquence, le niveau d'eau au droit de la centrale dépend non seulement du débit en amont de l'aménagement de Donzère-Mondragon, mais aussi de la gestion des ouvrages de l'aménagement et de leur comportement. Ces ouvrages appartiennent à l'État et la Compagnie Nationale du Rhône en est concessionnaire. A sa conception, le dimensionnement de l'aménagement a été effectué sur la base d'une crue (9900 m³/s) notablement inférieure à la CMM retenue aujourd'hui (13700 m³/s).

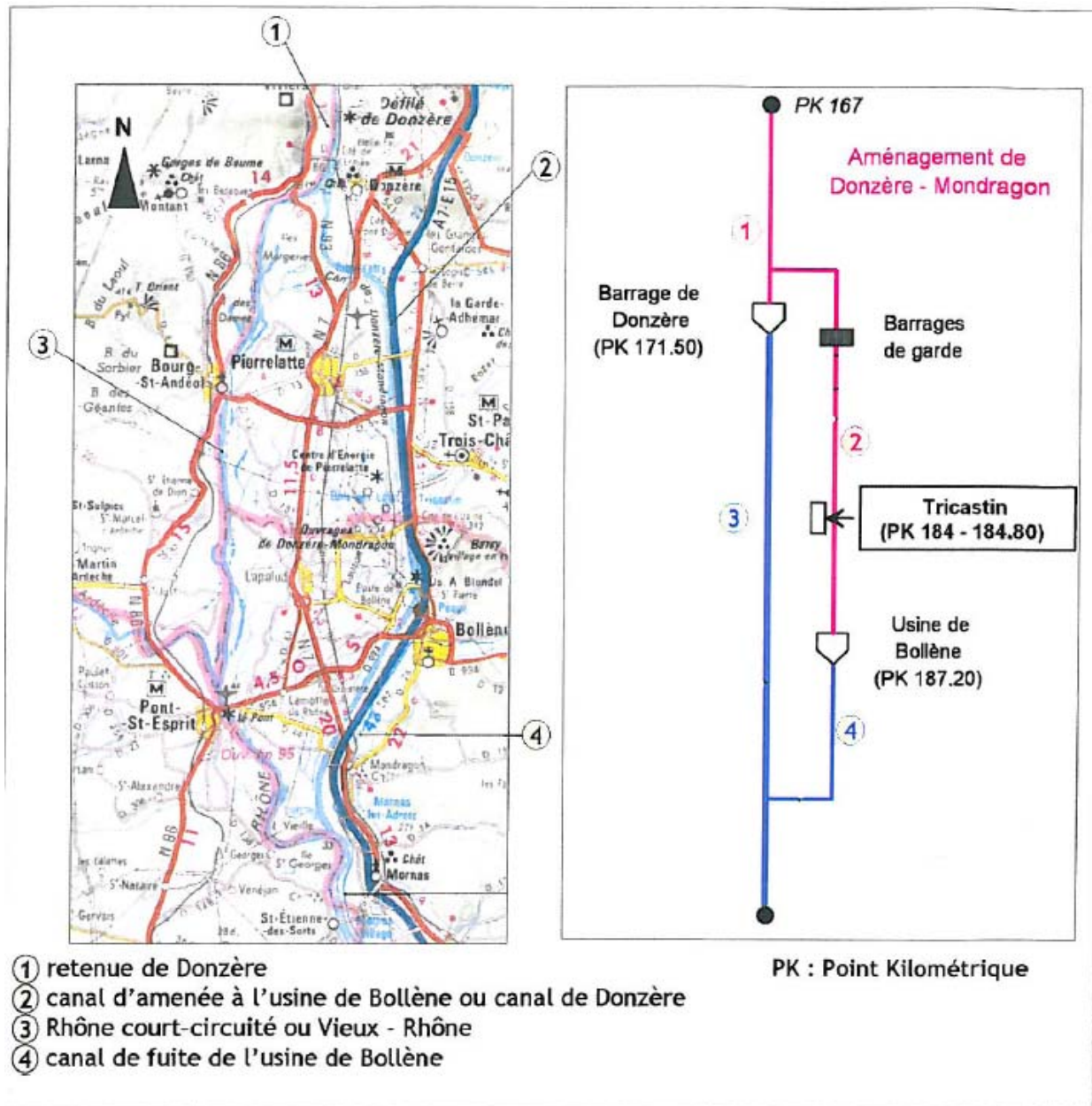


Figure 1 - Carte et schéma hydraulique de l'aménagement de Donzère-Mondragon - Centrale du Tricastin

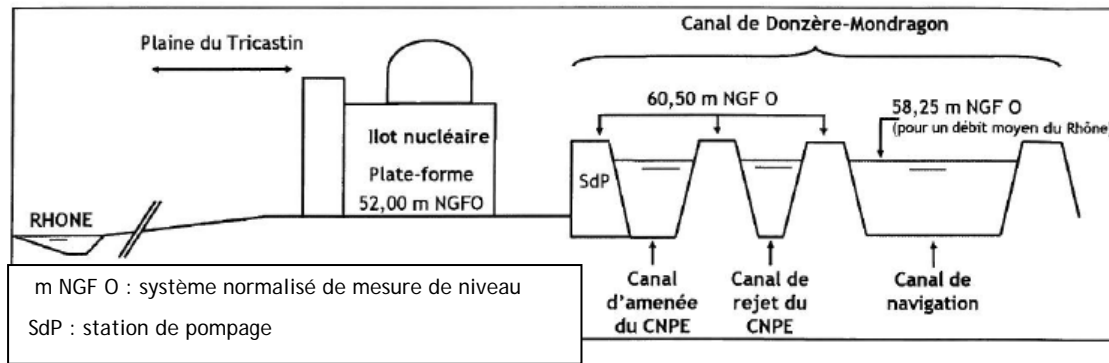


Figure 2 - profil schématique au droit de la centrale du Tricastin et du canal de Donzère-Mondragon

Valeur du débit de la crue millénaire (dit « débit millénaire ») du Rhône

La valeur du débit millénaire du Rhône a été réévaluée à plusieurs reprises par EDF, notamment pour prendre en compte les données de débit les plus récentes. L'IRSN a examiné la valeur réévaluée pour l'amont et l'aval de l'aménagement de Donzère-Mondragon et a estimé que l'évaluation du débit millénaire du Rhône à l'amont de l'aménagement était globalement satisfaisante ; concernant le débit millénaire du Rhône à l'aval de l'aménagement, l'IRSN a considéré que l'évaluation présentée par EDF était affectée d'incertitudes et que ce débit pourrait être sous-évalué ; toutefois, l'influence de ces incertitudes n'est pas significative pour le risque d'inondation de la centrale du Tricastin.

Rappel de la stratégie de protection de la centrale du Tricastin établie en 2006

La protection de la centrale du Tricastin contre le risque d'inondation associé à une CMM suppose l'intégrité des ouvrages de l'aménagement de Donzère-Mondragon et le maintien d'un niveau d'eau dans le canal qui évite une sollicitation des digues excédant celles prévues à leur conception. En effet, une défaillance des digues pourrait conduire à une inondation de la centrale du Tricastin. C'est pourquoi, EDF et la CNR ont défini en 2006 une stratégie de protection comportant une combinaison de dispositions de conception (rehausses et renforcements de certaines portions de digues...) et d'exploitation du canal (modification d'une consigne de gestion des niveaux d'eau ...) au sein de l'aménagement de Donzère-Mondragon. L'IRSN avait estimé que cette stratégie était satisfaisante dans son principe et indiqué que les travaux de mise en œuvre de ces dispositions devraient être effectués rapidement. Toutefois, il avait été demandé à EDF d'apporter des compléments d'études concernant la stabilité des ouvrages et des digues de l'aménagement et de réaliser différentes actions nécessaires à la tenue des digues en cas de CMM (drainage, surveillance ...).

Conséquences des évolutions d'hypothèses intervenues après 2006 pour les études relatives à la CMM

Au cours des études techniques de mise en place des dispositions proposées, menées en 2008 par EDF et la CNR, certaines hypothèses de calcul de la CMM ont été réévaluées. Après analyse de ces nouvelles hypothèses, qui entraînent essentiellement une hausse des niveaux d'eau dans le canal en cas de CMM, l'IRSN a demandé à EDF des justifications complémentaires relatives au calcul de ces niveaux d'eau. En l'absence de transmission des éléments demandés, l'IRSN n'a pas pu se prononcer sur les nouvelles valeurs de niveau d'eau retenues par EDF en 2008.

Concernant les vulnérabilités de l'aménagement de Donzère-Mondragon, l'IRSN a constaté en 2010 qu'EDF n'avait pas réalisé de manière satisfaisante les actions décidées en 2006 pour assurer l'intégrité des digues du canal de Donzère-Mondragon en cas de CMM. Ce point est d'autant plus préoccupant que les nouvelles hypothèses

conduisent à une augmentation des niveaux d'eau dans le canal, ce qui accroît le risque de rupture des digues en cas de CMM. L'IRSN rappelle que la rupture de digues n'est pas un événement hypothétique, comme l'attestent les effets de la tempête Xynthia qui a affecté en février 2010 le littoral vendéen.

Protection de la centrale du Tricastin en cas de CMM

L'IRSN a informé l'ASN que le dossier relatif à la protection de la centrale du Tricastin en cas de crue millénaire majorée n'avait pu être instruit que de façon partielle en l'absence de certains éléments qu'aurait dû fournir EDF. Il est surtout à noter que les travaux de mise en œuvre des dispositions présentées en 2006 et quasiment inchangées en 2008 n'étaient toujours pas démarrés en 2010.

En conséquence, en l'absence de :

- justification des niveaux d'eau dans l'aménagement de Donzère-Mondragon en cas de CMM,
- mise en place des dispositions complémentaires prévues de conception et d'exploitation du canal,
- réalisation des actions prévues pour assurer la tenue des digues,

L'IRSN considère que la protection de la centrale du Tricastin à l'égard d'une crue millénaire majorée n'est pas assurée de façon satisfaisante.

Dans le cadre des décisions prises à l'issue du réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale du Tricastin, l'ASN a prescrit que le site soit « protégé avant le 31 décembre 2014 vis-à-vis du risque d'inondation d'origine externe correspondant à un niveau d'eau atteint au droit du site par une crue obtenue en majorant de 15% le débit de la crue millénaire du Rhône ».

Recharges de combustible atypiques

L'introduction de combustible nucléaire dans le cœur d'un réacteur ne peut intervenir qu'après une démonstration de sûreté satisfaisante assurant le respect de critères préétablis pour le fonctionnement normal et pour les accidents envisagés. EDF a choisi de réaliser cette démonstration pour ses réacteurs en étudiant de manière générique tous les transitoires accidentels définis dans le rapport de sûreté, puis en vérifiant, à l'occasion de chaque recharge, que les caractéristiques de la recharge sont couvertes par les études génériques. Or, du fait d'aléas d'exploitation ou d'une recherche d'optimisation dans l'exploitation de ses réacteurs, EDF peut être amené à recharger du combustible qui ne respecte pas certaines hypothèses de la démonstration « générique » ; ce fut le cas à 4 reprises en 2010. L'impact sur la sûreté de ces recharges « atypiques » est examiné de près par l'IRSN, qui peut être amené, dans certains cas, à recommander des dispositions complémentaires.

La démonstration de sûreté générique

Pour des raisons d'optimisation du rendement de l'utilisation énergétique de son combustible, EDF peut être amené à en modifier la gestion. Il transmet alors à l'ASN un dossier précisant les caractéristiques de la nouvelle gestion envisagée et apporte, pour chaque étude d'accident du rapport de sûreté, la démonstration que les critères de sûreté restent respectés. Au stade de cette démonstration générique, EDF réalise des études couvrant une dizaine de plans de chargement typiques (voir l'encadré ci-après) permettant de réaliser la

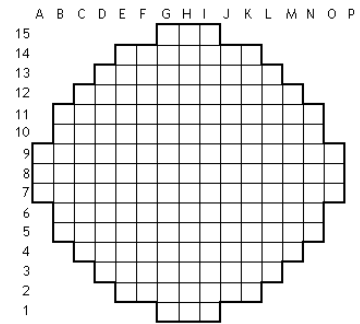
transition entre la gestion en cours et la nouvelle gestion, puis d'exploiter le réacteur avec la nouvelle gestion. Certains plans de chargement correspondent à une réduction ou à une prolongation de la durée du cycle par rapport à la durée standard retenue pour la gestion. A l'occasion de l'instruction du dossier d'EDF, l'IRSN réalise une analyse approfondie de la nouvelle gestion du combustible pour apprécier l'impact de cette gestion sur la sûreté de l'installation.

Une gestion de combustible peut être caractérisée essentiellement par :

- la nature du combustible (oxyde d'uranium UO_2 ou mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium MOX) ;
- le taux d'enrichissement en noyaux fissiles d'uranium 235 ou la teneur en noyaux fissiles de plutonium ;
- le nombre d'assemblages de combustible neuf chargés (gestion « par tiers » ou « par quart de cœur ») ;
- le type de plan de chargement du cœur (choix du positionnement des assemblages dans le cœur) ;
- la durée de fonctionnement du réacteur entre deux rechargements (ou durée du cycle), typiquement comprise entre 12 et 18 mois ;
- le nombre de cycles effectué par les assemblages de combustible

La démonstration générique repose sur un certain nombre de plans de chargement typiques, sachant que le plan de chargement effectif d'un cœur peut présenter des caractéristiques sensiblement différentes de celles des plans de chargement typiques de la démonstration générique. De ce fait, il est nécessaire de s'assurer, à chaque rechargement de combustible, que la démonstration générique couvre bien le cas de la nouvelle recharge.

Un plan de chargement est constitué par la liste des assemblages positionnés dans le cœur. Chaque assemblage est caractérisé par son taux de combustion (neuf, ayant déjà fait un, deux voire trois cycles dans le réacteur), son type (UO2 ou MOX)... Sa position géographique dans le cœur est généralement indiquée en repère "bataille navale".



Démonstration spécifique de la recharge

Pour chaque recharge de combustible, l'exploitant doit présenter une évaluation de la sûreté de cette recharge visant à prouver que le niveau de sûreté est, au minimum, équivalent à celui de la démonstration générique présentée dans le rapport de sûreté. En effet, compte tenu du nombre important de réacteurs (et donc de rechargements de combustible à effectuer) ainsi que du besoin d'EDF de pouvoir modifier rapidement une recharge en cas d'aléas pendant la période d'arrêt du réacteur (ex : endommagement d'un assemblage qu'on ne peut, de ce fait, plus recharger), il n'est pas actuellement envisageable qu'EDF puisse présenter, pour chaque rechargement de combustible, une démonstration aussi lourde que la démonstration générique. Aussi, une méthode d'évaluation de la sûreté des recharges a été développée ; elle consiste à vérifier, pour les recharges ne comportant que de faibles différences par rapport à la recharge générique, le respect de valeurs limites de paramètres-clés (voir l'encadré ci-dessus).

Les études d'accidents du rapport de sûreté sont réalisées avec des hypothèses relatives au combustible, au cœur et au fonctionnement du réacteur ; ces hypothèses, lorsqu'elles sont sensibles aux caractéristiques du plan de chargement et importantes en termes de sûreté, constituent les paramètres-clés à vérifier lors de l'évaluation de la sûreté d'une recharge.

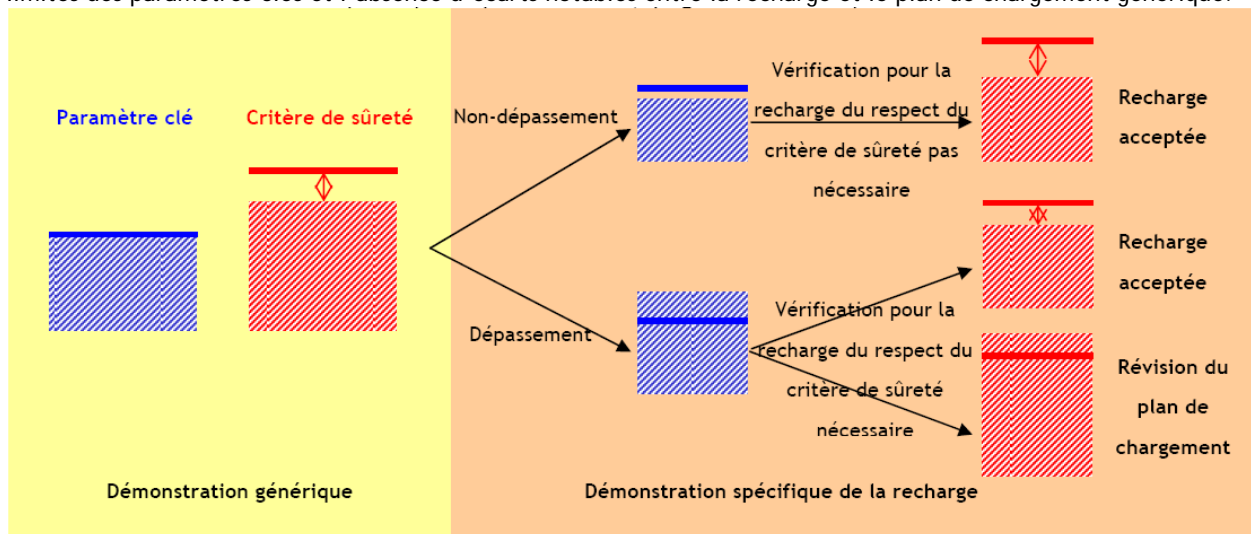
Cette méthode nécessite de définir :

- un choix de paramètres-clés associés aux incidents et accidents traités dans la démonstration de sûreté ; les valeurs des paramètres-clés doivent pouvoir être déterminées par des calculs simples ;
- des limites à respecter par les paramètres-clés, qui garantissent le respect des critères de sûreté.

Les paramètres-clés et leurs valeurs limites sont définis de telle manière que, si les valeurs limites sont respectées, les transitoires accidentels « génériques » étudiés sont plus pénalisants que pour la recharge considérée. En cas de dépassement d'une ou de plusieurs valeurs limites de paramètres-clés¹, l'exploitant doit présenter à l'ASN une analyse complémentaire pour les accidents correspondants, permettant de vérifier le respect des critères de sûreté. A chaque recharge de combustible, l'exploitant fournit alors à l'ASN et à l'IRSN un

¹ Malgré le dépassement d'une ou plusieurs valeurs limites, la recharge n'est pas considérée comme « atypique ». Une recharge atypique est une recharge dont les caractéristiques s'éloignent notablement de celles de la recharge générique. L'ensemble des valeurs limites pour les paramètres-clés peuvent être respectées dans le cas d'une recharge atypique.

dossier spécifique d'évaluation de la sûreté de la recharge. L'IRSN vérifie le respect de l'ensemble des valeurs limites des paramètres-clés et l'absence d'écarts notables entre la recharge et le plan de chargement générique.



Variabilité des recharges

L'optimisation globale de l'exploitation du parc électronucléaire, l'approvisionnement en combustible et les contraintes d'exploitation imposent qu'EDF conserve un certain nombre de degrés de liberté pour la constitution des plans de chargement. Ces écarts entre les recharges et les plans de chargement utilisés pour la démonstration de sûreté générique constituent une certaine « variabilité des recharges » qui concerne principalement :

- le nombre de cycles effectués par les éléments combustibles,
- le nombre d'assemblages neufs chargés,
- le taux d'enrichissement du combustible,
- la durée du cycle.

La démonstration de sûreté générique prend en considération une partie de cette variabilité, par le biais de provisions pour aléas de gestion sur les valeurs limites des paramètres-clés, tant que la recharge ne présente que de faibles écarts par rapport à la recharge générique.

Au cours des années 2009-2010, le nombre de recharges présentant des écarts notables avec par rapport aux plans de chargements génériques a nettement progressé. Quelques exemples sont présentés ci-dessous.

- 1) l'approvisionnement en combustibles MOX NT (Nouvelle Teneur) n'étant pas suffisante pour fournir l'ensemble des réacteurs pouvant utiliser du combustible MOX, des recharges sans combustible MOX peuvent être introduites dans certains cœurs. Pourtant, la gestion prévisionnelle du combustible, sur laquelle reposent les études génériques, considère un nombre donné d'assemblages MOX dans le cœur (pour certains accidents, l'effet est favorable ; par exemple, un accident de retrait incontrôlé d'une grappe de contrôle peut être plus sévère pour un réacteur sans combustible MOX, la présence de tels combustibles réduisant l'efficacité des grappes de commande du réacteur). L'étude générique n'est donc pas forcément enveloppe pour la recharge envisagée, qui conduit à un nombre réduit d'assemblages MOX dans le cœur ;

- 2) l'augmentation du taux de bouchage des tubes des générateurs de vapeur ([voir le rapport public IRSN 2009](#)) peut conduire EDF à ne plus respecter les hypothèses de taux de bouchage retenues pour certaines gestions du combustible. Ces hypothèses étant différentes selon les gestions, EDF peut choisir de changer de gestion pour pouvoir s'appuyer sur une démonstration de sûreté couvrant un taux de bouchage plus élevé. Par exemple, fin 2009, EDF a décidé de n'introduire que des assemblages neufs de type UO2 dans la tranche 2 de Chinon pourtant exploitée en gestion MOX pour pouvoir revenir à une gestion sans MOX autorisant un taux de bouchage plus important des tubes des générateurs de vapeur ;
- 3) la réalisation de contrôles réglementaires à périodicités fixes, peut conduire à devoir écourtée fortement la durée d'un cycle. Dans ce cas, les assemblages déchargés à la fin du cycle sont moins épuisés que prévu et donc plus réactifs. Compte tenu du mode de rechargement de la gestion par tiers ou par quart de cœur, la plupart d'entre eux seront rechargés pour le cycle suivant. Le cœur du cycle suivant sera donc plus réactif que prévu et EDF sera dans ce cas conduit à modifier le plan de chargement du cycle suivant pour limiter le surplus de réactivité. Dans ce cas, le plan de chargement retenu in fine s'éloigne assez fortement des plans retenus dans la démonstration générique. Par exemple, début 2010, le réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim a été arrêté 129 jours avant la fin prévue du cycle (de longueur 18 mois) en raison de la nécessité de respecter une date limite pour des contrôles réglementaires. EDF a choisi, pour des raisons économiques, de ne pas poursuivre ensuite le cycle interrompu mais de démarrer un nouveau cycle avec un nouveau plan de chargement. Compte tenu de la nécessité de compenser l'excès de réactivité des assemblages rechargés, moins épuisés que prévu, EDF a mis en œuvre un plan de chargement sensiblement différent de ceux prévus dans les études génériques ;
- 4) la programmation d'une visite décennale peut également conduire anticiper l'arrêt d'un réacteur. Ainsi, début 2010, la première recharge utilisée en gestion GALICE a été introduite dans le réacteur n°2 de la centrale de Nogent-sur-Seine. Par rapport à la gestion en vigueur pour les autres réacteurs de 1300 MWe (la gestion GEMMES), la gestion GALICE a pour objectif d'augmenter le taux de combustion moyen des combustibles déchargés et de réaliser des cycles allant jusqu'à 18 mois grâce à un enrichissement initial en U^{235} porté à 4,5%. Cette gestion n'est pour le moment en place que sur le réacteur n°2 de la centrale de Nogent-sur-Seine. Or, le cycle précédant l'introduction de la première recharge utilisant la gestion GALICE a dû être interrompu avec une anticipation supérieure à celle prévue dans les études génériques, du fait de la programmation de la deuxième visite décennale de ce réacteur. Ainsi, dès le premier cycle, la mise en œuvre de la gestion GALICE présente des écarts par rapport à la démonstration générique.
- 5) les cas de besoin d'une production importante d'électricité, pour faire face à une forte vague de froid, pourrait à l'inverse contraindre EDF à prolonger fortement la durée d'un cycle. Cela pourrait conduire au dépassement de certains critères concernant le combustible comme l'épaisseur d'oxydation maximale des gaines du combustible ou la pression interne du combustible, critères dont le respect garantit la tenue mécanique des crayons de combustible.

Le point de vue de l'IRSN sur l'impact sur la sûreté des recharges atypiques

Lorsqu'une recharge de combustible présente des écarts significatifs par rapport à la recharge générique, elle est qualifiée de « recharge atypique » ; les provisions pour aléas de gestion considérées dans la démonstration générique peuvent alors ne plus être suffisantes. Ces écarts, qui conduisent à des plans de chargement différents de ceux des études génériques, ont pour conséquence de modifier la distribution de la puissance neutronique dans le cœur. De ce fait, pour certains accidents tels qu'une insertion localisée de réactivité, le comportement du cœur du réacteur sera différent de celui de l'étude générique. Par ailleurs, pour des durées de cycle fortement réduites, les assemblages combustibles seront moins irradiés. Parmi ces assemblages, ceux qui seront rechargés pour le cycle suivant présenteront en conséquence un excès de réactivité. Dans ces conditions, la seule vérification du respect de valeurs limites pour les paramètres-clés ne suffit pas à s'assurer du respect des critères de sûreté. De plus, l'applicabilité de certaines données, établies à partir des caractéristiques des plans des études génériques, n'est plus nécessairement assurée.

Pour ces cas, l'IRSN est généralement amené à recommander que l'exploitant prenne des dispositions complémentaires. Ces dispositions consistent à imposer des contraintes à l'exploitation des réacteurs, de sorte que les conséquences des accidents envisagés seraient assurément inférieures à celles des études génériques correspondantes. Par exemple, un accident d'éjection de grappe de commande peut conduire à l'endommagement de crayons de combustible du fait du phénomène dit de « crise d'ébullition » (apparition d'un film de vapeur à la surface des gaines, qui empêche l'évacuation de la chaleur). Le calcul du nombre de crayons en crise d'ébullition dans les études génériques (qui fait l'objet d'un critère de sûreté) repose sur des hypothèses qui dépendent elles-mêmes du plan de chargement. Donc, lorsqu'un plan de chargement ne correspond pas aux plans retenus pour les études génériques, la démonstration générique ne peut pas s'appliquer directement à la recharge. Pour se prémunir des conséquences d'une éjection de grappe, l'IRSN a ainsi recommandé, par exemple dans le cas de la centrale de Fessenheim évoqué ci-dessus, que la tranche soit pilotée toutes grappes extraites (à l'exception d'une insertion très limitée de certaines grappes de commande nécessaires au pilotage de la tranche), ce qui évite le risque d'insertion de réactivité dû à l'éjection d'une grappe, mais réduit la possibilité de faire varier la puissance du réacteur.

Conclusion

Entre 2009 et 2010, l'IRSN a transmis sept avis à l'ASN sur des recharges atypiques introduites dans des réacteurs des centrales de Chinon, Civaux, Fessenheim et Nogent-sur-Seine. Dans la plupart des cas, l'IRSN a recommandé des dispositions complémentaires grâce auxquelles les conséquences des accidents étudiés sont nécessairement couvertes par les études présentées dans les rapports de sûreté ; ces dispositions complémentaires, contraignantes pour l'exploitation des réacteurs correspondants, ont été imposées par l'ASN.

Fin 2010, EDF a décidé de réexaminer la compatibilité de sa démarche en deux temps (études génériques et études spécifiques) pour la démonstration de la sûreté des cœurs avec la variabilité constatée des cœurs rechargés et a communiqué son analyse à l'ASN et à l'IRSN. En 2011, ce sujet fait l'objet de discussions entre l'ASN, l'IRSN et EDF.

Nettoyage chimique des générateurs de vapeur

Au fil de l'exploitation, des dépôts d'oxydes se sont accumulés en grande quantité dans les générateurs de vapeur (GV) de certains réacteurs. Ces dépôts peuvent perturber le fonctionnement des GV et, éventuellement, affecter la sûreté de fonctionnement des réacteurs, le refroidissement en puissance étant assuré par les GV. Pour remettre ces GV en conformité, EDF a procédé à quatorze nettoyages chimiques entre 2007 et 2010. Ces opérations de maintenance exceptionnelle ont fait l'objet d'analyses par l'IRSN quant à leur efficacité et leur innocuité pour les GV. Compte tenu de l'expérience acquise, l'IRSN a recommandé en juillet 2007 après le premier nettoyage que le procédé soit amélioré afin de limiter la corrosion des GV. EDF a mis en œuvre un nouveau procédé qui répond à cet objectif à partir de 2008.

Le colmatage

Les générateurs de vapeur (GV) des réacteurs à eau sous pression (REP) transfèrent l'énergie thermique du circuit primaire aux circuits secondaires et contribuent au confinement des produits radioactifs (cf. figure 1). Pour un réacteur de 1300 MWe fonctionnant à pleine puissance, la puissance thermique transférée par chacun des 4 GV est d'environ 950 MW (thermiques) et la quantité de vapeur produite est d'environ 500 kg/s sous une pression égale à environ 70 fois la pression atmosphérique. L'eau qui alimente les GV contient du fer en solution. Ce fer provient de la corrosion des aciers des circuits secondaires. Ainsi, une très faible concentration en fer de l'ordre de quelques $\mu\text{g}/\text{kg}$ (ppb¹) conduit à accumuler en exploitation quelques centaines de kilogrammes de fer dans chaque GV, chaque année. En effet, les GV concentrent tous les éléments non volatils véhiculés par l'eau des circuits secondaires, de la même façon qu'une bouilloire domestique accumule au fil du temps les sels non volatils contenus dans l'eau potable, qui se déposent sous forme de "tartre". Dans les GV, le fer s'accumule sous forme de dépôts d'oxydes, généralement de type magnétite, en bas des GV sur leur plaque tubulaire, sur les parois des tubes et sur les plaques entretoises horizontales qui maintiennent les milliers de tubes de chaque GV (cf. figure 2). Les dépôts en partie basse peuvent être enlevés avec une bonne efficacité lors des arrêts programmés du réacteur par un nettoyage à l'aide d'un jet d'eau à haute pression. Le nettoyage des plaques entretoises à l'aide d'un jet d'eau à haute pression est en revanche beaucoup plus difficile car la plupart des GV du parc EDF ne disposent pas d'ouvertures situées à proximité des plaques entretoises. L'utilisation d'un outillage fiable pour nettoyer les

¹ ppb : part per billion (10^{-9})

plaques entretoises est donc impossible. Dans les rares cas où un dispositif de lancement par jet à haute pression a pu être introduit, l'efficacité a été très faible en raison de la solidité des dépôts obstruant les passages d'eau.

Les dépôts qui se forment au niveau des plaques entretoises peuvent obstruer les zones de passage de l'eau. Cette obstruction des passages d'écoulement de l'eau est appelée colmatage.

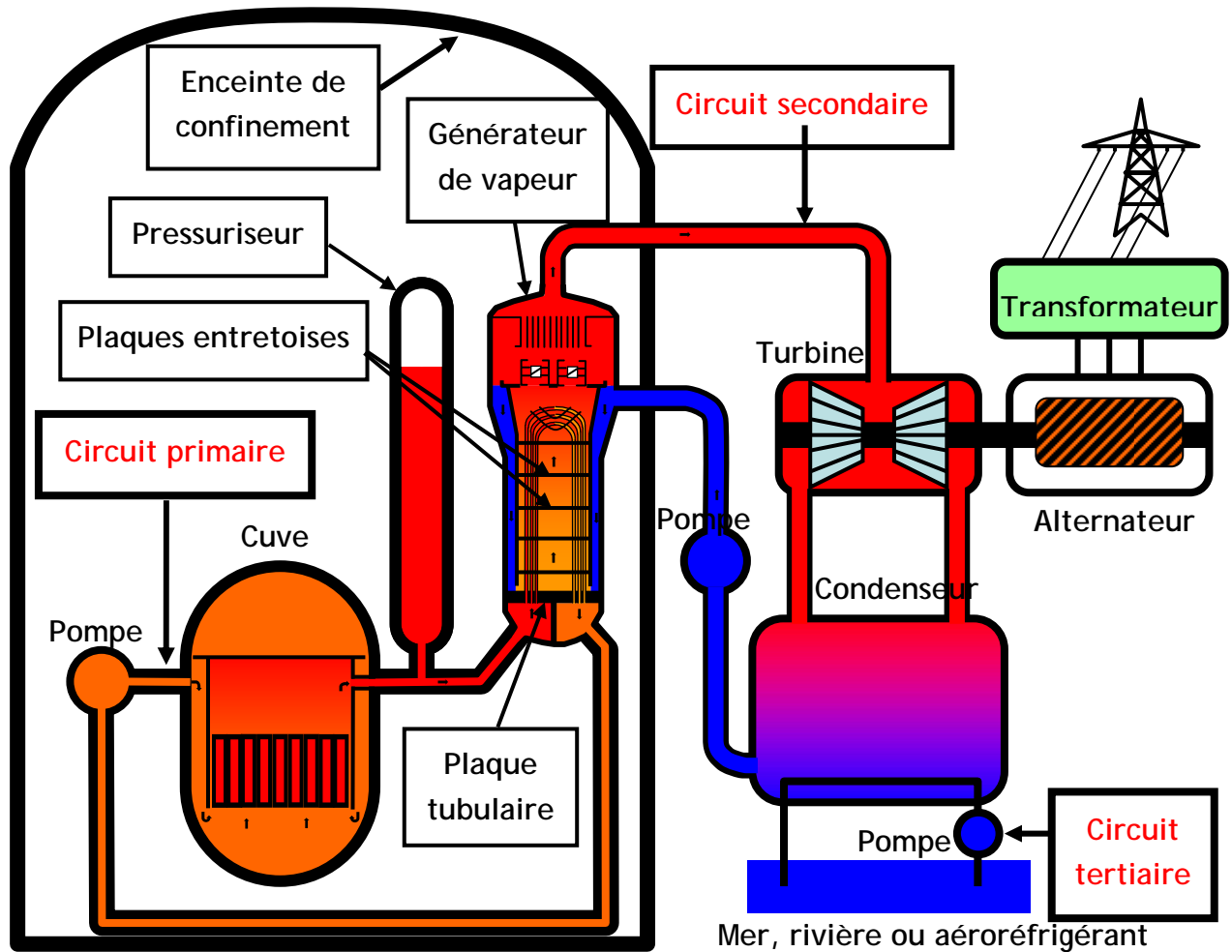


Figure 1 : Schéma du circuit primaire et des circuits secondaires d'un REP

Le colmatage des plaques entretoises a de nombreuses conséquences sur la sûreté et le fonctionnement des GV et, par voie de conséquence, du réacteur. Le colmatage entraîne en effet une baisse de la masse d'eau disponible dans les GV pour le refroidissement du cœur, en particulier lors de situations accidentelles ; le colmatage augmente le risque d'un comportement instable du niveau d'eau dans les GV, ainsi que le risque de rupture de tubes par fatigue vibratoire. Il augmente aussi les efforts sur les structures internes des GV, en particulier sur les plaques entretoises et sur les tirants qui les maintiennent.

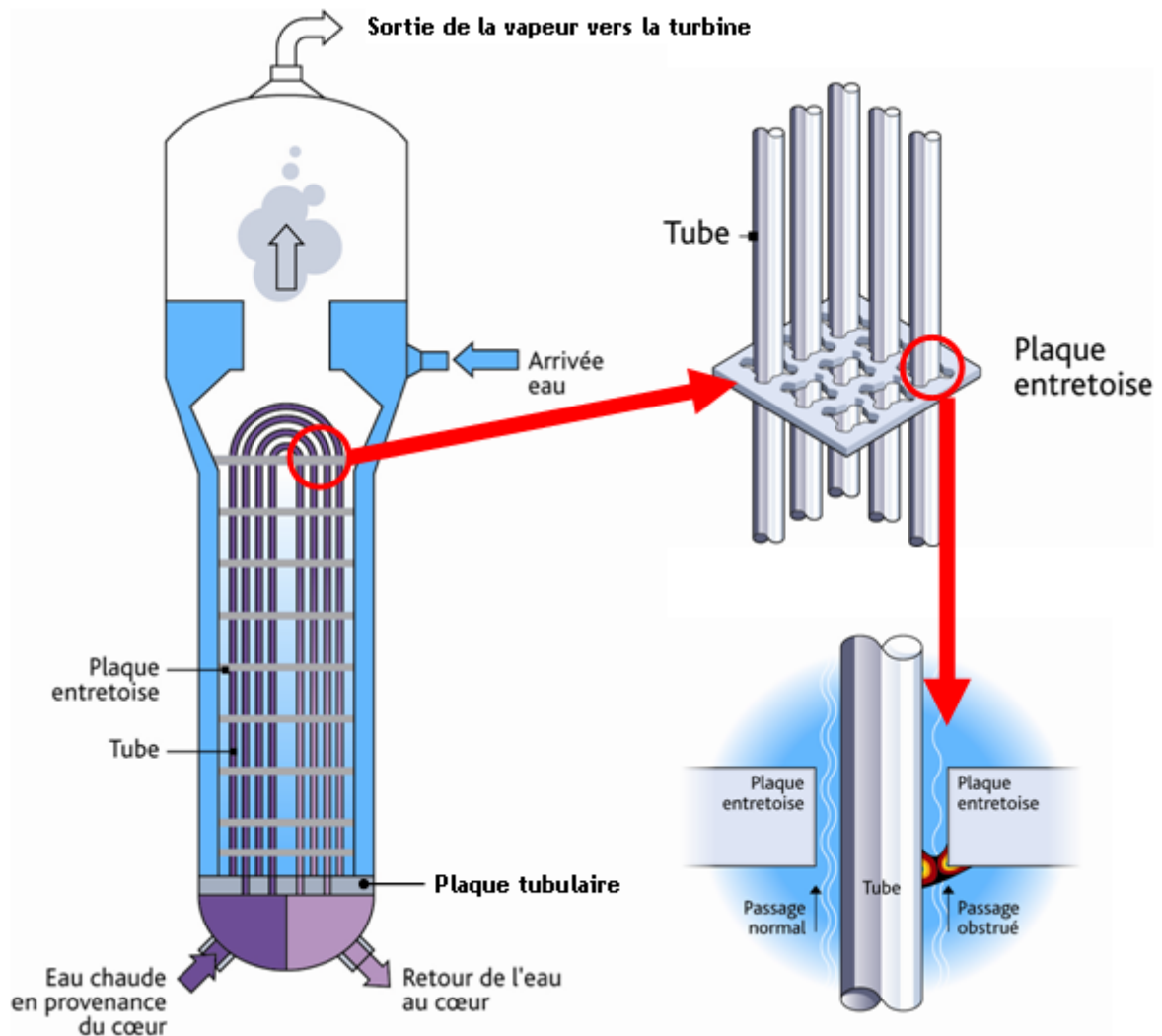


Figure 2 : colmatage des plaques entretoises des générateurs de vapeur

Le nettoyage chimique

Description

Le nettoyage chimique est le traitement curatif mis en œuvre par EDF pour la remise en conformité des générateurs de vapeur colmatés dans le cadre d'une opération de maintenance exceptionnelle qui nécessite une longue préparation et un temps important pour l'intervention et le contrôle des générateurs de vapeur avant le redémarrage du réacteur. La principale étape de cette opération est la dissolution de la magnétite par des réactifs chimiques. Les réactifs sont injectés dans les GV et les paramètres de la réaction chimique sont surveillés, en particulier en raison des risques de corrosion des structures des GV par les produits injectés. Quand la dissolution des dépôts de magnétite est terminée, la solution de nettoyage est vidangée et est stockée provisoirement dans des baches dans le périmètre du centre de production d'électricité d'EDF.

Efficacité

Le nettoyage chimique a été mis en œuvre par EDF à partir de 2007, la première opération de ce type a été réalisée pour le réacteur n°4 de la centrale de Cruas. Pendant la période 2007-2010, EDF a réalisé un nettoyage chimique des GV de 14 réacteurs. Le bilan massique moyen par GV des dépôts extraits est présenté sur la figure 3. L'efficacité est bonne et permet de retrouver les caractéristiques thermohydrauliques d'origine des générateurs de vapeur ou de s'en rapprocher. L'efficacité du nettoyage chimique pour la remise en conformité des passages d'eau des plaques entretoises est illustrée par la figure 4.

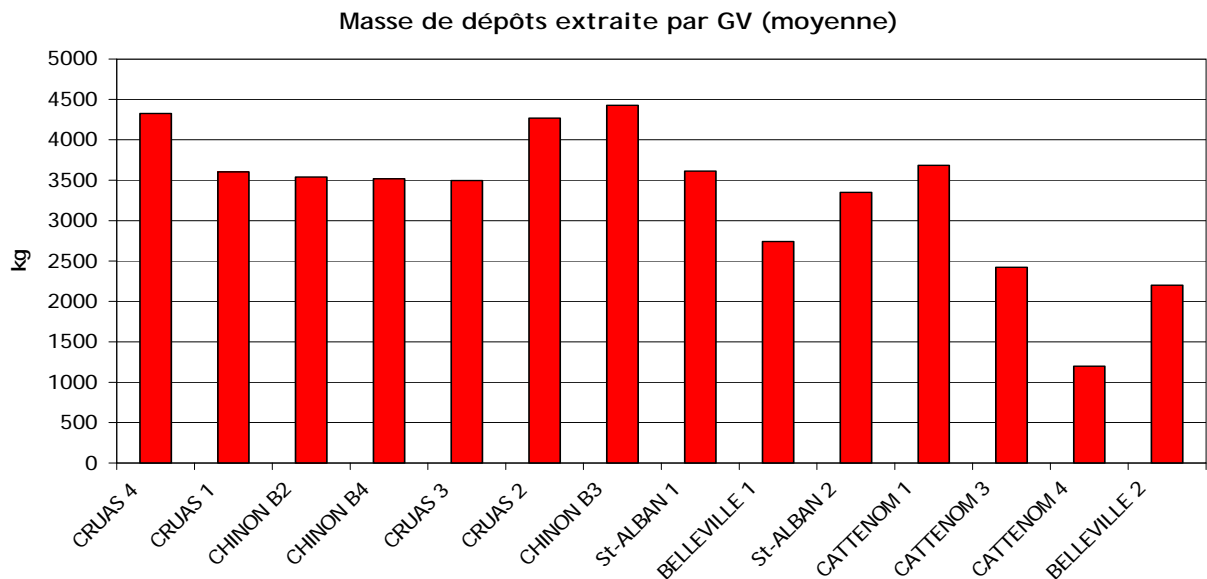


Figure 3 : Bilan massique moyen par GV des dépôts extraits lors des opérations de nettoyage chimique

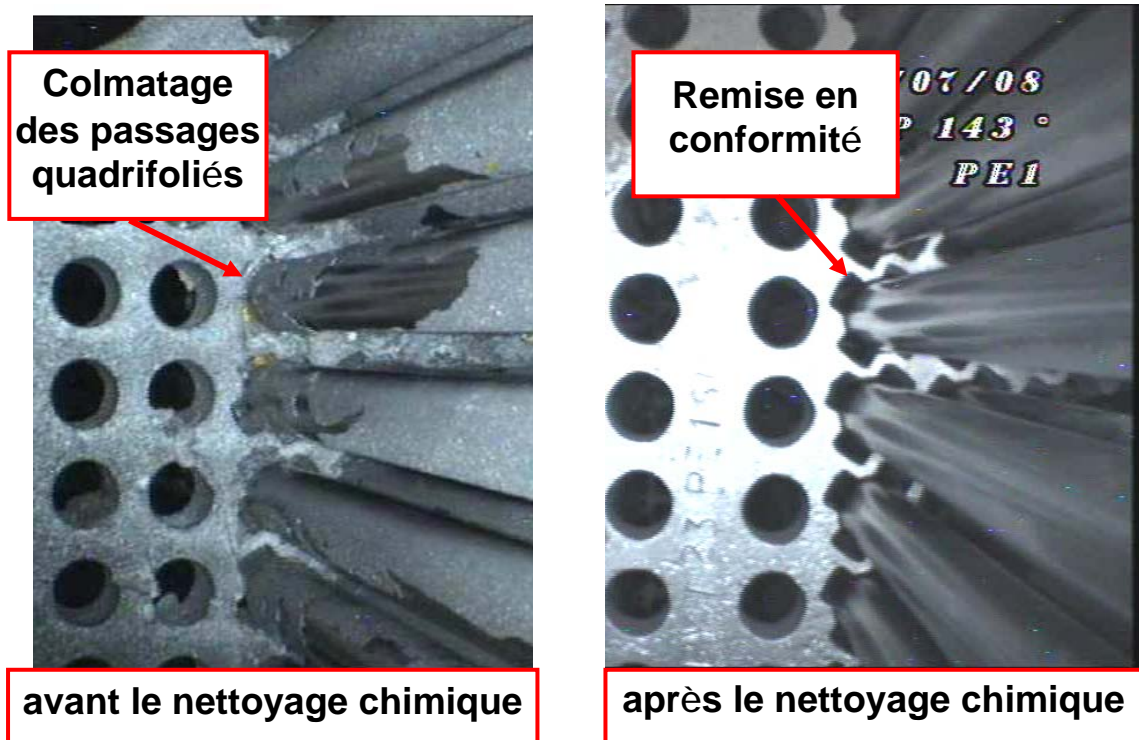


Figure 4 : Illustration de l'efficacité du nettoyage chimique sur le colmatage des plaques entretoises (images EDF)

Lors des premières mises en œuvre du nettoyage chimique, une corrosion plus importante que celle prévue a été observée sur des témoins de corrosion disposés au préalable dans les générateurs de vapeur concernés. L'IRSN a analysé cet écart et a conclu que cette corrosion ne mettait pas en cause la tenue mécanique à la pression de l'enveloppe de ces GV. L'IRSN a cependant recommandé qu'EDF améliore le pilotage du nettoyage afin de limiter la corrosion. EDF a alors qualifié un nouveau procédé de nettoyage chimique dont le principe utilise les mêmes réactifs chimiques mais dont la mise en œuvre est mieux maîtrisée. Ce nouveau procédé a démontré, lors de huit mises en œuvre réalisées de 2008 à 2010, son efficacité pour la remise en conformité des générateurs de vapeur et son innocuité pour les matériels.

Effluents

Les effluents gazeux produits lors des premières opérations de nettoyage chimique étaient principalement constitués de vapeur d'eau, d'ammoniac, de morpholine (agent de conditionnement de l'eau) et d'azote. Ces gaz étaient dispersés dans l'atmosphère. Une quantité significative d'ammoniac était rejetée, environ 2 tonnes pour le nettoyage de l'ensemble des générateurs de vapeur d'un réacteur. Un autre procédé utilisé lors des opérations de nettoyage suivantes a permis de réduire fortement les rejets gazeux qui sont désormais constitués principalement d'azote et d'une dizaine de kilogrammes d'ammoniac pour le nettoyage des GV d'un réacteur. Une vue d'ensemble d'une installation de nettoyage chimique est présentée sur la figure 5.

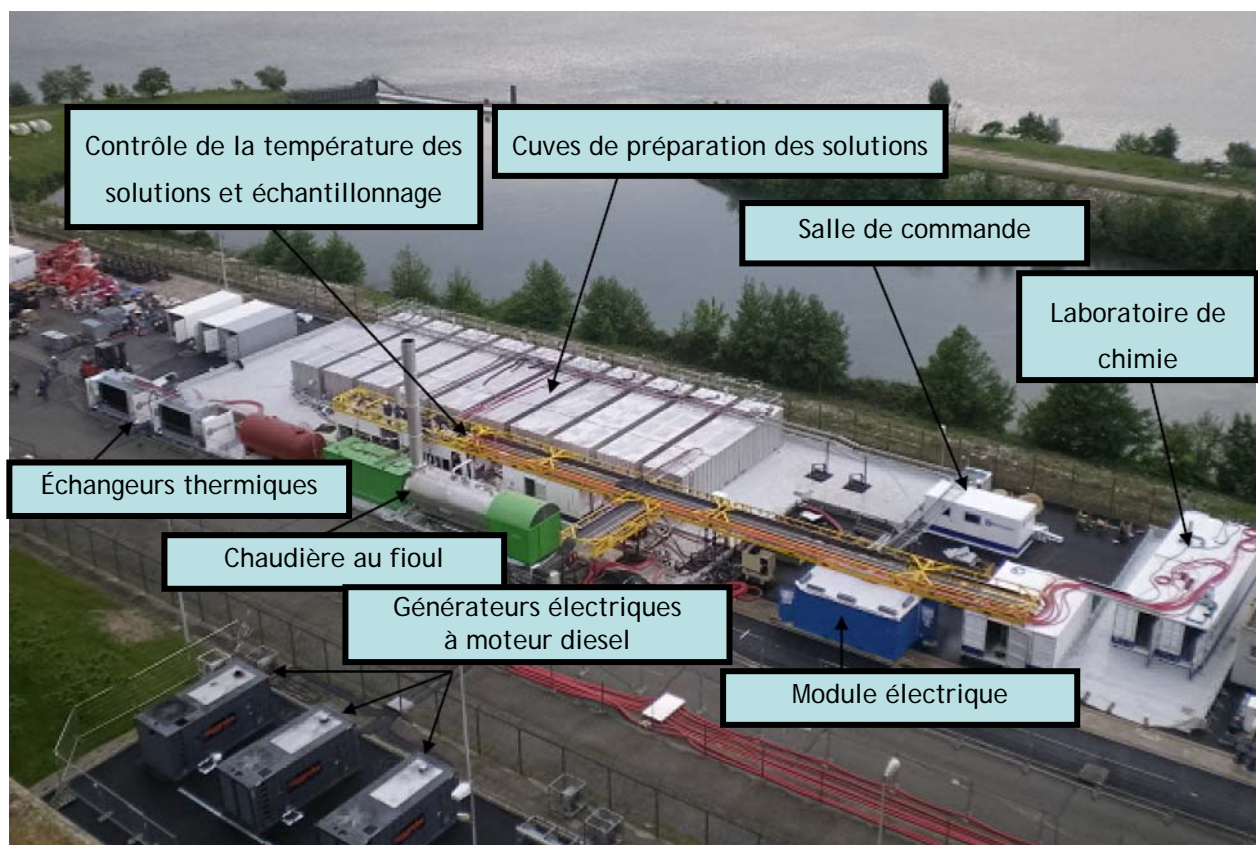


Figure 5 : Vue d'ensemble d'une installation de nettoyage chimique (image Westinghouse)

Le volume des effluents liquides produits est compris entre 1000 m³ et 2000 m³ par réacteur. Il varie en fonction de la puissance du réacteur. Les effluents liquides sont envoyés au centre de traitement de CENTRACO pour y être incinérés. Les résidus de l'incinération sont ensuite entreposés en surface par l'ANDRA en tant que déchets ultimes de faible activité; il convient de noter que la radioactivité des déchets provenant des circuits secondaires est très faible.

Dispositions de prévention du colmatage des plaques entretoises

Le nettoyage chimique curatif des générateurs de vapeur est une opération de maintenance exceptionnelle qui entraîne une exposition des intervenants aux rayonnements ionisants et qui produit une quantité importante d'effluents. Afin de ne pas devoir renouveler cette opération pour un même GV, EDF met en place des dispositions de prévention, appliquées lors du fonctionnement des réacteurs.

La concentration en fer dans le circuit secondaire dépend du pH de l'eau ; elle est minimale pour un pH élevé (en pratique compris entre 9,6 et 9,8). Ce conditionnement à "*haut pH*" est la meilleure mesure de prévention pour éviter le colmatage des plaques entretoises. Toutefois, certains réacteurs implantés au bord d'une rivière ont un conditionnement dit à "*bas pH*" (pH mesuré à 25°C compris entre 9,2 et 9,4) afin de préserver les tubes en laiton du condenseur de la corrosion ammoniacale.

La généralisation du conditionnement à "*haut pH*" nécessite donc de remplacer les tubes en laiton (alliage de cuivre et de zinc) des condenseurs par des tubes en acier inoxydable ou en titane.

Cette augmentation de pH et ce changement de matériau des tubes des condenseurs ont deux conséquences :

- la première est l'augmentation de l'utilisation d'amines de conditionnement et donc des rejets provenant des traitements chimiques de la centrale,
- la deuxième conséquence est la disparition de l'action biocide du cuivre qui provenait de la corrosion des tubes en laiton des condenseurs par les eaux des rivières ; cette action du cuivre avait l'avantage d'éviter la pollution bactérienne des eaux de rivière et l'encrassement des condenseurs.

Le remplacement des tubes en laiton par des tubes en titane ou en acier inoxydable conduit donc à mettre en place un traitement chimique complémentaire des eaux rejetées afin de limiter la prolifération bactérienne. Ces modifications significatives de la nature et des quantités d'effluents liquides nécessitent une révision des arrêtés d'autorisation de rejets et de prélèvements d'eau des sites concernés. Certaines centrales ont déjà obtenu cette autorisation.

Un passage à un conditionnement à "*haut pH*" est programmé à court terme pour les réacteurs de Chinon B, Saint-Laurent des Eaux, Fessenheim et Saint-Alban. Le passage à un conditionnement à "*haut pH*" est programmé à moyen terme pour les réacteurs de Cruas, Cattenom, Belleville et Dampierre (tranches 2 et 4). De plus, EDF a renforcé ses moyens de surveillance de la chimie des circuits secondaires et de la propreté des GV. Sur la base des résultats de l'examen mené par l'IRSN, l'ASN a demandé à EDF de compléter les dispositions de prévention du colmatage par une surveillance renforcée des performances des GV, afin de détecter précocement tout colmatage.

Conclusion

Les opérations de nettoyage chimique ont permis de remettre en conformité tous les GV dont les plaques entretoises étaient colmatées par des dépôts d'oxydes. Cette maintenance exceptionnelle a été réalisée pour 16 réacteurs entre 2007 et 2011. L'IRSN a analysé les procédés mis en œuvre et les contrôles réalisés après intervention. EDF a pris en compte les recommandations formulées par l'IRSN en vue de limiter la corrosion des GV lors des opérations de nettoyage chimique. Afin de pérenniser la conformité des caractéristiques de fonctionnement des GV à celles fixées dans le référentiel de sûreté, EDF a de plus pris des dispositions visant à limiter l'accumulation de dépôts dans les GV lors du fonctionnement des réacteurs. Pour certains réacteurs, ces dispositions nécessitent une modification du matériau des tubes des condenseurs ainsi que des conditions d'exploitation.

Les enseignements à tirer du colmatage des plaques entretoises des GV pour la sûreté de fonctionnement des réacteurs sont principalement la nécessité de bien prendre en compte le retour d'expérience international et de réaliser des contrôles exhaustifs pour s'assurer que les GV sont aptes à remplir leurs fonctions de sûreté dont le confinement.

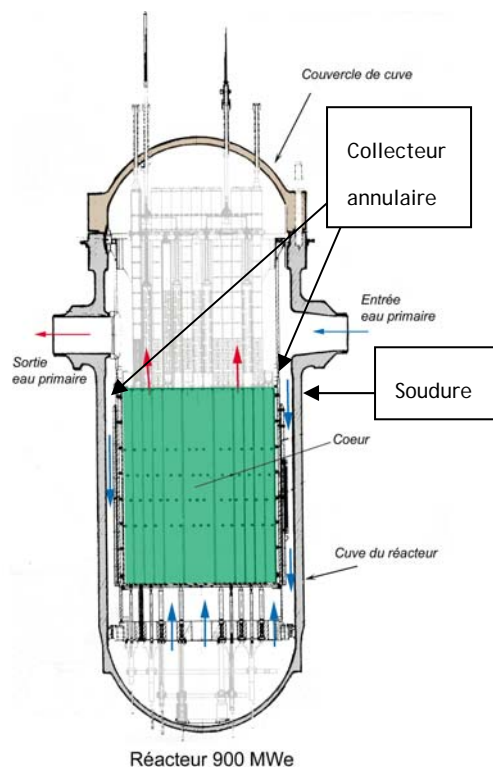
Tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe

La cuve d'un réacteur à eau sous pression contient le combustible au sein duquel se produisent les réactions de fission, sous l'action des neutrons, de noyaux lourds tels que l'uranium et le plutonium. Du fait de sa proximité avec le cœur du réacteur, la cuve est, au fil du temps, soumise à un flux neutronique qui conduit à sa fragilisation progressive. Or, la cuve constitue une partie de la deuxième « barrière de confinement » des éléments radioactifs. Contrairement au cas d'autres composants, la possibilité d'une perte d'intégrité de la cuve n'a pas été retenue à la conception pour le dimensionnement des systèmes de sauvegarde des réacteurs à eau sous pression. Son remplacement n'est pas envisagé et son aptitude à l'emploi conditionne donc la durée de vie du réacteur. Pour cette raison, EDF a constitué un dossier visant à démontrer l'absence de risque de rupture brutale des cuves pour leur durée de vie prévisionnelle. Ce dossier a fait l'objet d'une analyse par l'IRSN.

Dans les centrales nucléaires à eau sous pression, la chaleur est produite lors de la fission, sous l'action des neutrons, de noyaux lourds (uranium, plutonium) au sein du combustible du cœur du réacteur (voir la figure 1) placé dans une cuve de grandes dimensions (environ 4,4 m de diamètre, 13 m de haut et 300 tonnes pour les réacteurs de 900 MWe). Cette cuve constitue une partie de la deuxième « barrière de confinement » des éléments radioactifs.

Fragilisation de l'acier de la cuve

Du fait de sa proximité avec le cœur du réacteur, la partie cylindrique de la cuve est, au fil du temps, soumise à un bombardement neutronique qui conduit à sa fragilisation progressive. Le cumul du flux de neutrons dans le temps est nommé fluence. Le phénomène de fragilisation des aciers sous irradiation est connu depuis plusieurs décennies et des études sont encore poursuivies pour mieux apprécier les mécanismes correspondants. L'évolution des caractéristiques mécaniques de l'acier constitutif de chaque cuve fait l'objet d'un programme de surveillance d'irradiation (PSI). A cet égard, le rôle fragilisant de certains éléments présents dans l'acier de la cuve, tels que le cuivre (Cu), le phosphore (P), le nickel (Ni), est connu depuis le début des années 1970. Les spécifications d'approvisionnement des matériaux destinés aux cuves des réacteurs français ont limité les teneurs de ces éléments. Néanmoins, compte tenu des conditions de fabrication qui ne peuvent pas être totalement identiques d'une cuve à l'autre, des écarts de sensibilité à la fragilisation existent entre les cuves.

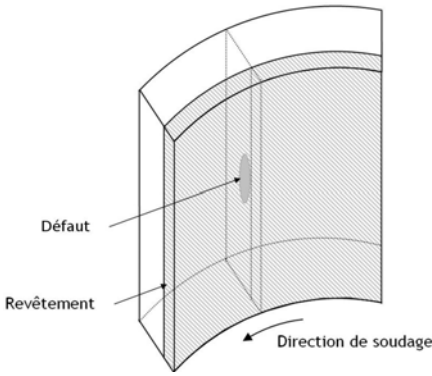


La cuve est constituée de pièces forgées en acier ferritique soudées entre elles et protégées de la corrosion par un revêtement mince en acier inoxydable déposé par soudage sur la surface intérieure. L'épaisseur de la partie cylindrique de la cuve atteint 200 mm.

Le cœur du réacteur est refroidi par l'eau du circuit primaire principal dont la pression est égale à 155 fois la pression atmosphérique ; cette eau entre dans la cuve à une température de l'ordre de 290°C et en ressort, en évacuant l'énergie produite dans le cœur, à une température voisine de 325°C.

Figure 1 : Schéma de la cuve d'un réacteur de 900 MWe

La fragilisation de l'acier se manifeste par une diminution de sa ténacité (résistance à la rupture du matériau en présence d'un défaut). En exploitation, cette ténacité doit rester suffisante pour assurer l'intégrité de la cuve dans toutes les conditions retenues pour le dimensionnement, intégrité essentielle pour la sûreté de l'installation. En particulier, lorsque la cuve est sous pression, un refroidissement rapide et important du fluide primaire pourrait amorcer la propagation d'un défaut, hypothétique ou réel, dans la paroi de la cuve (c'est le phénomène appelé « choc froid pressurisé »). L'exploitant doit démontrer que la cuve ne court aucun risque de rupture par propagation d'un défaut (voir l'encadré) lorsqu'elle est soumise aux transitoires thermohydrauliques menant aux chocs froids les plus sévères envisagés.



Les défauts de fabrication sont des imperfections résultant du procédé de soudage du revêtement. Ces défauts sont peu nombreux : il existe 33 défauts observés, répartis sur 9 cuves des 34 réacteurs de 900 MWe. Les défauts observés ont une hauteur comprise entre 7 mm et 13 mm (pour une épaisseur de la paroi de la cuve de plus de 200 mm) et une longueur comprise entre 14 mm et 53 mm, incertitudes de mesures comprises.

Le défaut hypothétique est un défaut forfaitaire pénalisant qui pourrait ne pas avoir été détecté du fait des incertitudes inhérentes aux contrôles non destructifs. Ses dimensions sont les suivantes : 6 mm x 60 mm.

Le bon comportement des cuves et leur conformité aux exigences prévues pour assurer un très haut niveau de sûreté (code RCC-M, arrêtés) sont réexaminés tous les 10 ans afin de tenir compte du vieillissement des matériaux dans les conditions réelles d'exploitation et des évolutions des connaissances. Conformément à la réglementation,

EDF transmet à l'ASN, avant chaque visite décennale des réacteurs, un dossier de réévaluation de l'aptitude au service des cuves pour les dix prochaines années d'exploitation. Ce dossier doit démontrer l'absence de risque de rupture brutale des cuves. La dernière réévaluation a été examinée par l'IRSN en 2010 dans le cadre du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales (VD3) des réacteurs de 900 MWe. L'examen de l'IRSN a porté sur la neutronique (mesure de l'irradiation et prévisions pour les années à venir), les transitoires thermohydrauliques subis par les cuves, la fragilisation sous irradiation, enfin la tenue mécanique des cuves compte tenu des paramètres précédents.

Programme de surveillance du vieillissement par l'irradiation

Le programme de surveillance d'irradiation (PSI) consiste à tester, pour chacune des cuves des réacteurs français, des échantillons représentatifs de l'acier de la cuve disposés à l'intérieur de capsules à la périphérie du cœur du réacteur ; ces capsules contiennent aussi des dosimètres pour mesurer la fluence neutronique reçue par les échantillons. Du fait de leurs emplacements, les capsules sont exposées à un flux neutronique plus élevé que celui reçu par les parois de la cuve, ce qui permet d'anticiper le comportement des matériaux après une exploitation équivalente à 10 ans, 20 ans, 30 ans, 40 ans, voire plus.

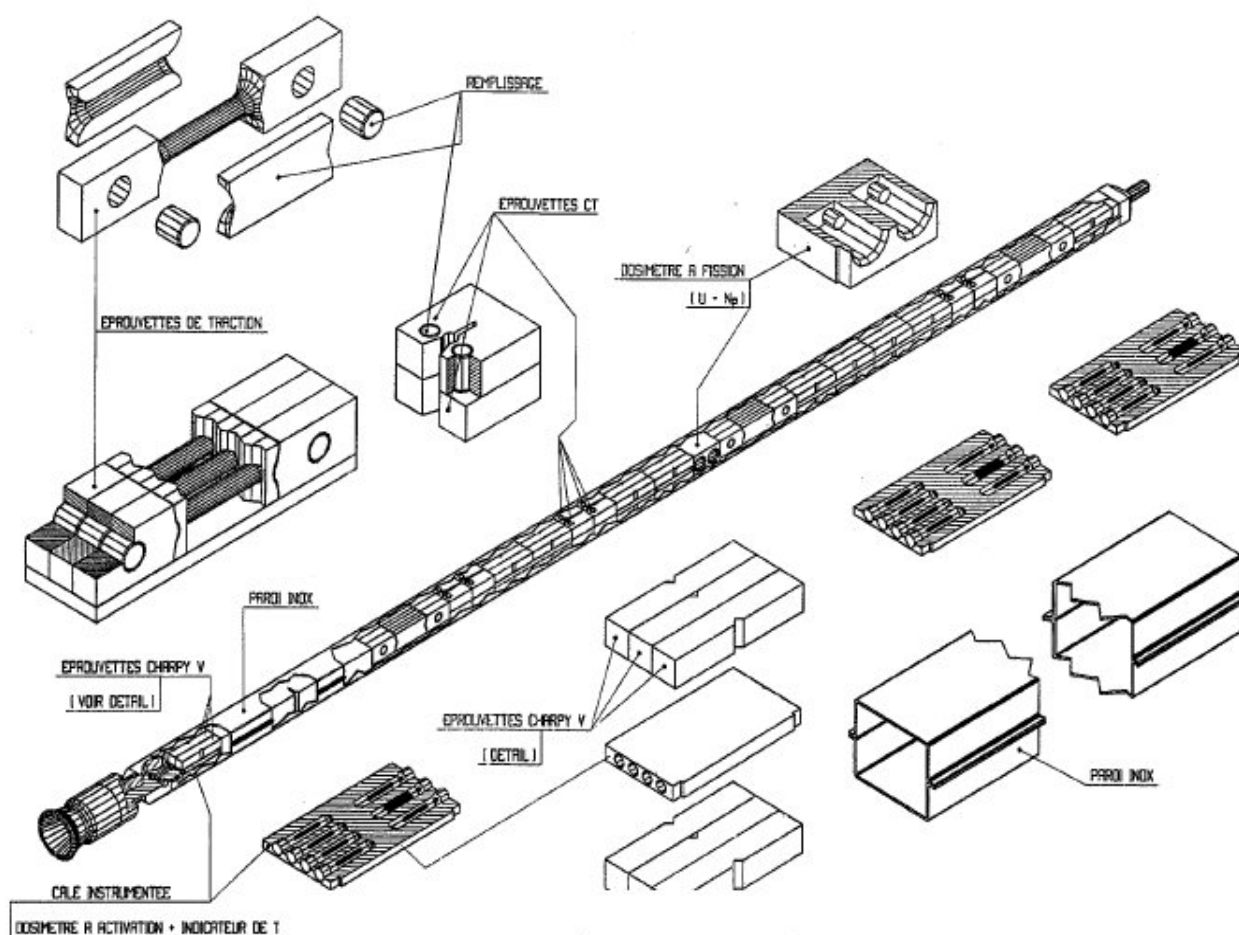


Figure 2 : le programme de surveillance d'irradiation (PSI)

Estimation de l'irradiation de l'acier des cuves des réacteurs de 900 MWe

L'estimation de la fluence reçue par les parois d'une cuve tient compte du flux réellement reçu par ses parois au vu de l'exploitation des capsules du PSI et de la prévision de fluence pour les prochaines années d'exploitation. EDF a estimé la fluence qui serait reçue 11 ans après la date des troisièmes visites décennales à l'aide d'un code de calcul. EDF a vérifié la validité des fluences estimées à l'aide de ce code en les comparant aux fluences mesurées fournies par les dosimètres placés dans les capsules du PSI qui ont été extraites en 1997 et en 2007. L'IRSN a vérifié la méthode de prévision de ces fluences en s'attachant tout particulièrement à l'effet des nouvelles gestions du combustible ([voir le rapport IRSN 2007](#))

Estimation du niveau de fragilisation qui pourrait être atteint au bout de 40 ans d'exploitation

Outre les différences de fragilisation entre cuves, il existe des différences de fragilisation au sein d'une même cuve. En effet, du fait de son procédé de fabrication, la partie cylindrique d'une cuve présente des hétérogénéités métallurgiques qui peuvent entraîner une fragilisation par irradiation plus élevée.

Entre 2005 et 2008, EDF a mené un réexamen des formules utilisées pour la prédiction de la fragilisation sous irradiation, à l'issue duquel deux nouvelles formules de prédiction de la fragilisation ont été définies : l'une pour les soudures, l'autre pour l'acier des viroles des cuves. Ces nouvelles formules ont été ajustées à partir du traitement statistique des données provenant du PSI des réacteurs de 900 MWe (362 données) et des données acquises dans des réacteurs de recherche (65 données), en particulier sur la ténacité des zones affectées thermiquement par les opérations de soudage du revêtement.

L'IRSN considère que les formules retenues et la méthode d'ajustement adoptée par EDF sont recevables, mais constate, à l'examen des seuls résultats du PSI, qu'elles peuvent conduire à une légère sous-estimation des fluences élevées.

Afin de permettre des prévisions statistiquement fiables, les formules de prédiction de la fragilisation des aciers de cuve doivent prendre en considération une fourchette de dispersion possible des résultats. Pour la fragilisation des soudures, la fourchette de dispersion a été déterminée par EDF à partir de l'ensemble des données disponibles pour ces soudures. Par contre, pour les viroles des cuves, EDF n'a pas retenu l'ensemble des résultats disponibles. Il considère en effet que les valeurs singulières de fragilisation trouvées pour certaines capsules du PSI s'expliquent par un effet de prélèvement sans lien avec la fragilisation due à l'irradiation. L'IRSN considère que ces explications constituent à ce jour une hypothèse qui reste à confirmer. Des expertises menées par EDF sur des échantillons prélevés récemment ne confirment pas pour l'instant les explications précitées. L'IRSN a d'ailleurs constaté que, sur le nombre de valeurs de fragilisations mesurées dans le cadre du PSI dans le matériau des viroles des cuves, la nouvelle formule proposée conduit à un nombre de cas hors prévision supérieur à celui attendu (moins de 5%).

Pour l'IRSN, la validité des formules de prédiction de la fragilisation doit principalement être appréciée par comparaison avec les résultats effectifs du PSI. L'IRSN estime donc que, pour les viroles des cuves, la fourchette de dispersion doit être déterminée en considérant l'ensemble des données disponibles à l'image de ce qui est fait pour les soudures.

Dès lors, compte tenu de la sous-estimation de la fragilisation aux fluences élevées et de la dispersion sous-évaluée des mesures de fragilisation, l'IRSN a recommandé qu'EDF augmente le niveau de fragilisation estimé à 40 ans à l'aide de ses nouvelles formules en relevant de 10°C la RT_{NDT} (voir l'encadré ci-contre) des viroles de cuves, et de 3°C celle des soudures, la RT_{NDT} étant le paramètre retenu pour évaluer la fragilisation. Cette augmentation pourrait avoir un impact sur la durée de fonctionnement des réacteurs.

La RT_{NDT} correspond à la température de changement de comportement de l'acier en cas de rupture. En dessous de la température de transition, l'acier est considéré comme fragile car il présente une faible ténacité. Au-dessus de cette température, la ténacité de l'acier augmente avec la température et une courbe de référence qui figure dans les codes industriels de conception et de construction permet alors d'évaluer la ténacité de l'acier de la cuve à toutes les températures.

Estimation des sollicitations thermohydrauliques subies par une cuve

Les sollicitations thermohydrauliques subies par une cuve résultent des conditions d'exploitation du réacteur. Ces conditions comprennent le fonctionnement normal, les incidents mais aussi les accidents (peu probables), pour lesquels des dispositions de conception et d'exploitation ont été prévues pour en limiter les effets.

Exhaustivité des transitoires

Compte tenu des modifications apportées aux réacteurs au cours de leur exploitation, et notamment lors des visites décennales, il est nécessaire de s'assurer régulièrement de l'exhaustivité et de la pertinence de la liste des situations retenues comme pouvant créer un choc froid sur la cuve. Devant l'absence de démarche systématique d'EDF à cet égard, l'IRSN a recommandé, d'une part qu'EDF procède à un examen systématique des scénarios conduisant à un choc froid, d'autre part, qu'EDF tienne compte du retour d'expérience d'exploitation des tranches pour identifier des situations risquant de provoquer un choc froid sur la cuve qui n'auraient pas déjà été répertoriées.

Transitoires entraînant un choc froid : cas des brèches primaires de diamètre équivalent compris entre 2,5 et 10 cm

Parmi les transitoires pouvant conduire à un choc froid sur la cuve, les accidents de perte de réfrigérant primaire (APRP) sont parmi les plus contraignants. En effet, dans un tel cas, le système d'injection de sécurité (IS) envoie de l'eau sous pression dans le circuit primaire pour compenser la fuite et assurer le refroidissement du cœur. L'eau injectée par l'IS est à la température ambiante, donc très froide par rapport à la température de la cuve (environ 300°C). Elle est injectée dans les « branches froides » qui amènent l'eau dans la cuve. L'arrivée d'eau froide sur la paroi chaude de la cuve pourrait dès lors conduire à sa rupture par « choc froid ».

Pour identifier les scénarios d'APRP les plus pénalisants en termes de risque de choc froid sur la cuve, dès lors qu'il est exclu de procéder à des essais dans un réacteur, une évaluation par calcul est nécessaire. Elle est réalisée en trois étapes à l'aide d'un enchaînement de codes de calcul et de corrélations empiriques provenant d'essais sur maquettes :

1^{ère} étape : les évolutions des paramètres du fluide primaire (pression, débits et températures dans les boucles, débits d'injection de sécurité, niveau d'eau dans le circuit primaire) au cours du transitoire considéré sont

calculées jusqu'à l'instant où les conditions d'écoulement dans les boucles ne permettent plus d'assurer un mélange correct de l'eau de l'IS avec l'eau présente dans les branches.

2^{ème} étape : la température de la paroi de la cuve est évaluée à l'aide de corrélations empiriques déduites d'essais menés sur des maquettes à échelle réduite ou bien à l'aide d'un logiciel de calcul de mécanique des fluides avancé dit de « CFD » (Computational Fluid Dynamics).

3^{ème} étape : à partir des évolutions de la pression et des températures dans la paroi de la cuve, un calcul dit « thermomécanique » de propagation de la chaleur permet, en tenant compte du comportement mécanique de la paroi de la cuve, d'obtenir les contraintes mécaniques dues au choc froid sur cette paroi.

En vue d'utiliser la méthode de calcul exposée ci-dessus, EDF a apporté des éléments visant à démontrer qu'elle permet de représenter fidèlement, ou avec des incertitudes bien identifiées et quantifiées, les phénomènes physiques en jeu lors des transitoires considérés. L'IRSN a analysé ces éléments.

La première étape de la méthode a mis en évidence schématiquement la possibilité de trois types d'écoulement à l'entrée de la cuve (voir figure 3) en fonction de la taille de la brèche et des actions de l'opérateur pour l'évacuation de la puissance du réacteur à l'extérieur du circuit primaire:

- les écoulements monophasiques (1) : les branches froides restent pleines d'eau ; l'eau froide de l'IS se mélange partiellement à l'eau beaucoup plus chaude des branches froides ; une stratification est possible entre l'eau froide (plus dense) et l'eau chaude (qui tend à rester au-dessus de l'eau plus froide) avant l'écoulement dans la cuve;
- les écoulements diphasiques (2) : les branches froides sont dénoyées ; l'eau froide de l'IS, injectée dans de la vapeur, subit un certain échauffement avant de pénétrer dans la cuve;
- les écoulements diphasiques avec renoyage rapide (3) : les branches froides sont totalement dénoyées et l'eau froide de l'IS est injectée dans la vapeur à un débit tel qu'il y a remplissage quasi-instantané de la cuve et des branches par l'eau froide de l'IS, non réchauffée par la vapeur.

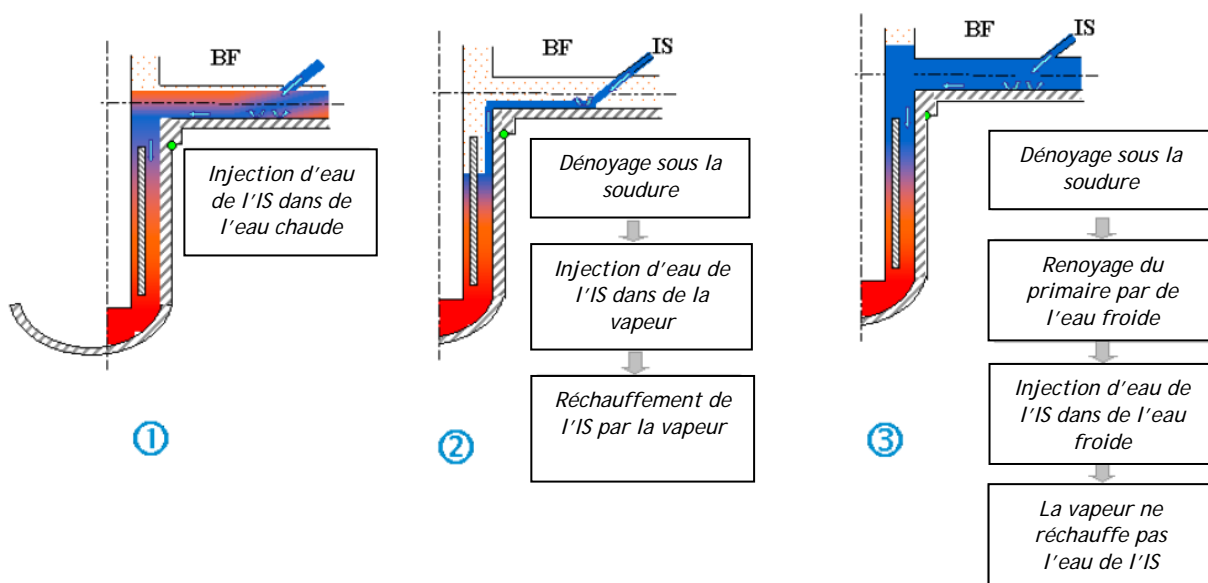


Figure 3 : les trois types d'écoulement possibles à l'entrée de la cuve

Études de sensibilité

L'IRSN a souligné l'évolution positive de l'ensemble du dossier par rapport au dossier précédent transmis par EDF en 2002. En effet, EDF a complété son dossier par des études de sensibilité visant à vérifier que les scénarios les plus pénalisants ont bien fait l'objet d'études et par une quantification du réchauffement de l'eau de l'IS par la vapeur lors des écoulements diphasiques (n°2) au moyen de l'exploitation de résultats d'essais.

Les régimes d'écoulement à l'entrée de la cuve dépendent de nombreux paramètres, tant relatifs aux conditions thermohydrauliques qu'aux paramètres géométriques et aux hypothèses relatives à la gestion de l'accident comme les actions de l'opérateur ou l'arrêt automatique des pompes primaires. C'est pourquoi, des études de sensibilité sont nécessaires pour définir la situation entraînant le choc froid le plus contraignant pour la cuve.

Les études de sensibilité menées par EDF dans le cadre de la première étape de la méthode ont permis de déterminer les trois scénarios d'écoulement menant à un choc froid décrits ci-dessus. Cependant, EDF a estimé que la prise en compte de l'arrêt des pompes primaires (qui intervient automatiquement) permet d'exclure le troisième scénario 3, qui pourrait être très contraignant pour la cuve. Pour sa part, l'IRSN a mis en évidence des cas conduisant à ce scénario indépendamment de l'arrêt des pompes primaires. L'IRSN a donc estimé que les études de sensibilité réalisées par EDF n'étaient pas suffisamment exhaustives pour vérifier que les transitoires retenus dans le dossier transmis étaient bien les plus sévères ; des compléments ont été demandés en conséquence.

Validation des codes

Pour ce qui concerne les codes de mécanique des fluides de type CFD, les dossiers de validation ont évolué positivement depuis 2002. En particulier, l'adoption d'une démarche d'identification et de hiérarchisation de tous les paramètres du problème, combinée à une validation progressive des codes sur des cas de complexité croissante est très satisfaisante.

En revanche, compte tenu du manque de représentativité de certains essais utilisés pour la validation des codes de mécanique des fluides de type CFD, l'IRSN a requis qu'EDF apporte des éléments de validation complémentaires. De plus, l'IRSN a requis une quantification des incertitudes associées aux calculs réalisés avec ces codes.

Les études de la démonstration de sûreté des réacteurs

Pour ce qui concerne les études de la démonstration de sûreté des réacteurs, l'IRSN est arrivé à différentes conclusions :

- pour les écoulements monophasiques : dans l'attente de la quantification des incertitudes associées à l'utilisation de codes CFD, l'IRSN a requis qu'EDF applique une pénalité permettant de couvrir ces incertitudes afin d'assurer que la démonstration de sûreté présente un caractère enveloppe acceptable.
- pour les écoulements diphasiques : la deuxième étape de la méthode (cf ci-dessus) ne peut être traitée de manière satisfaisante ni par les corrélations empiriques ni par les codes de CFD qui ne permettent pas encore à ce jour de traiter les écoulements diphasiques de façon complète. Néanmoins, un réchauffement de l'ordre de 40°C de l'eau de l'IS par la vapeur suffirait pour pouvoir affirmer que ce type d'écoulement est moins sévère que les écoulements monophasiques. L'IRSN a donc recommandé qu'EDF confirme l'ordre de grandeur du réchauffement

de l'eau de l'IS par la vapeur. A cet égard, EDF a indiqué que son programme de travail apportera des compléments sur la base de nouveaux essais expérimentaux ;

- pour les écoulements diphasiques avec renoyage rapide : comme pour les écoulements diphasiques, la deuxième étape ne peut pas être traitée de manière satisfaisante et l'IRSN a montré que l'arrêt des pompes primaires ne permet pas à lui seul d'exclure la possibilité de tels écoulements. L'IRSN a donc recommandé qu'EDF apporte la démonstration, soit de l'impossibilité de ces écoulements, soit de l'innocuité de leurs effets.

En conclusion, EDF va engager un programme de travail en vue de répondre aux réserves exprimées quant à la validation de la méthode et à l'exhaustivité de la démonstration de sûreté. Ce programme devrait aboutir au plus tard 5 ans après les troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe. Les recommandations relatives aux études de la démonstration de sûreté des réacteurs devront être traitées avant la fin de l'année 2012.

Tenue mécanique des cuves

L'étude de la tenue mécanique des cuves repose sur une approche déterministe qui utilise des valeurs majorantes tant pour la taille des défauts et leur localisation (dans la zone la plus fragilisée et la plus sollicitée) que pour les caractéristiques des matériaux, les chargements induits par les transitoires thermomécaniques et les déformations résiduelles induites par le soudage du revêtement.

Dans les différentes conditions d'exploitation (normales, transitoires, incidentelles et accidentelles), la tenue d'une cuve supposée affectée d'un défaut est assurée si la ténacité du matériau fragilisé est suffisante pour lui permettre de résister à la rupture, malgré l'effet d'entaille et la diminution de la section résistante dus au défaut.

La ténacité de l'acier ferritique est déterminée à l'aide de la courbe de référence en fonction de la température d'exploitation et de la fragilisation par l'irradiation.

L'IRSN a estimé que la méthode d'évaluation de l'intégrité de la cuve utilisée par EDF est appropriée. Par contre, l'IRSN a contesté l'emploi d'un facteur correctif majorant la ténacité de l'acier de cuve. Ce facteur a été introduit par EDF pour tenir compte de l'existence d'un effet d'échelle lié aux différences dimensionnelles entre les défauts présents ou potentiellement présents dans la cuve et ceux présents dans les éprouvettes servant à mesurer la ténacité.

Si l'IRSN admet l'existence de cet effet d'échelle, il considère que son évaluation est contestable et qu'une estimation adéquate pourrait même conduire à minorer la ténacité au lieu de la majorer. Par ailleurs, l'IRSN considère que la courbe de ténacité de référence tient déjà compte de l'effet d'échelle. Enfin, l'analyse a montré que cette courbe constitue une limite inférieure des résultats du PSI.

Les études mécaniques présentées par EDF ont été reprises par l'IRSN sans ce facteur correctif, en supposant une fragilisation plus importante que celle retenue par EDF. Dans ces conditions, certaines cuves ne respecteraient pas complètement les exigences de la démonstration de sûreté (marges par rapport au risque de rupture brutale).

Au vu des remarques formulées par l'IRSN, EDF a démontré la bonne résistance de chaque cuve en prenant en compte des données d'entrée moins enveloppes, à savoir la fragilisation spécifique de chaque cuve (et non pas une valeur enveloppe de l'ensemble des cuves des réacteurs de 900 MWe), un défaut hypothétique de 5 mm x 25 mm au lieu de 6 mm x 60 mm et à titre compensatoire, pour quelques cuves, une température de 20 °C au lieu de 7°C pour l'eau de l'injection de sécurité.

Conclusions générales

A la suite des remarques issues de l'analyse du dossier par l'IRSN, des éléments complémentaires ont été apportés par EDF, qui permettent de justifier la tenue mécanique des cuves des réacteurs de 900 MWe jusqu'à 40 ans. Des travaux restent à mener pour apprécier la tenue des cuves dans le temps. Ceci s'imposerait d'autant plus qu'EDF souhaiterait prolonger l'exploitation de tout ou partie des tranches de 900 MWe au-delà de 40 ans. Ces travaux devraient viser, d'une part à démontrer la pertinence de l'application des formules de prévision de la fragilisation pour les fluences élevées, d'autre part à évaluer certaines marges éventuellement existantes, mais non explicitées à ce jour, concernant tant la thermohydraulique des transitoires que la mécanique de la rupture.

Pression d'épreuve des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe

L'IRSN a examiné la proposition faite en 2010 par EDF de réduire la pression d'épreuve des enceintes de confinement des 20 réacteurs de 1300 MWe, de la valeur de dimensionnement à celle d'un accident de perte de réfrigérant primaire. L'IRSN a estimé que cette proposition n'était ni nécessaire ni recevable.

L'enceinte de confinement construite autour de chaque réacteur à eau sous pression du parc électronucléaire français est conçue pour contenir, avec un taux de fuite maximum spécifié, les radionucléides provenant du réacteur en cas d'accident. Pour les réacteurs de 1300 MWe, cette enceinte comporte une double paroi : une paroi interne en béton précontraint délimitant « l'enceinte interne » et une paroi externe en béton armé délimitant « l'enceinte externe » ; l'espace compris entre ces deux parois est mis en dépression. L'enceinte interne fait l'objet, tous les dix ans, d'un essai de mise en pression, appelé épreuve, destiné à vérifier sa capacité de confinement (mesure des déformations et des taux de fuite). L'épreuve est réalisée par gonflage à l'air à une pression relative égale à celle retenue lors du dimensionnement, à savoir 3,8 bars et 4,2 bars respectivement pour les réacteurs de type P4 et P'4. L'épreuve comprend notamment des mesures des déformations

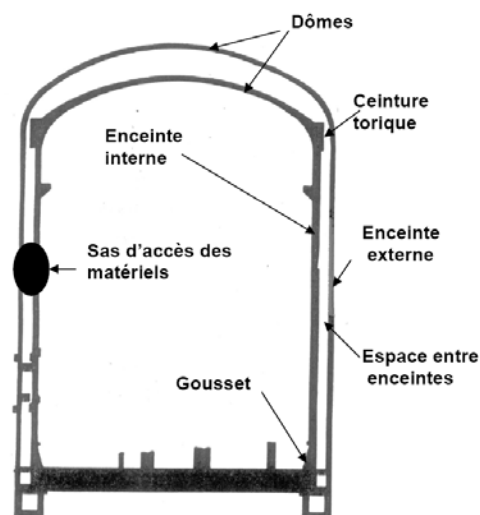


Schéma d'une enceinte à double paroi

du béton de la paroi et du taux de fuite de l'air contenu dans l'enceinte. Le succès de cette épreuve est l'une des conditions requises pour l'exploitation du réacteur pour une période de dix années supplémentaires.

Évaluation périodique de la qualité du confinement assuré par l'enceinte interne à la pression de dimensionnement

Les décrets d'autorisation de création des réacteurs de 1300 MWe imposent que l'enceinte interne puisse supporter, sans perte d'intégrité, les sollicitations résultant d'un accident consistant en la rupture circonférentielle complète et soudaine d'une tuyauterie du circuit primaire avec séparation totale des extrémités (accident dit « APRP grosse brèche »). Dans les conditions de cet accident, le taux de fuite maximal de cette enceinte doit être inférieur à 1,5% par jour de la masse de gaz contenue dans cette enceinte.

Lors de chaque visite décennale, EDF réalise une épreuve qui consiste à mettre l'enceinte interne sous une pression d'air égale à celle retenue pour le dimensionnement, pression dont la valeur intègre une marge de sécurité par rapport à la pression maximale calculée pour la situation accidentelle « APRP grosse brèche ». Cette épreuve permet de déterminer le taux de fuite d'air et de vérifier la réversibilité des déformations de l'enceinte ainsi que son aptitude au service pour une période de dix années supplémentaires. Le critère de taux de fuite associé à l'épreuve comprend une provision pour tenir compte des effets du vieillissement de l'enceinte entre deux épreuves.

Renforcement de l'étanchéité des enceintes internes par un revêtement en matériau composite

Lors des épreuves réalisées avant la mise en exploitation des réacteurs de 1300 MWe (entre 1981 et 1990) puis lors des premières visites décennales, le critère de taux de fuite maximal a été dépassé pour certaines enceintes, notamment en raison de fuites anormalement élevées dans certaines zones dites singulières comme le gousset (zone de jonction entre le radier et le fût de l'enceinte), la ceinture torique (zone de jonction entre le fût de l'enceinte et le dôme) et la zone située autour du sas d'accès des matériels (cf. figure). En conséquence, EDF a décidé de mettre en œuvre, pour tous les réacteurs de 1300 MWe, un renforcement de l'étanchéité des zones présentant des fuites élevées. La disposition retenue consiste à appliquer, au droit des zones concernées, un revêtement sous forme de peau en matériau composite (tissus de fibre de verre imprégnés de résine époxy), sur le parement interne de la paroi interne de l'enceinte. Toutefois, pour certaines enceintes qualifiées de « sensibles », qui montrent une détérioration de leur étanchéité malgré le traitement des zones dites singulières, EDF a été amené à mettre en œuvre des surfaces complémentaires de peau en matériau composite. Avec environ 5 000 m² de revêtement d'étanchéité (soit la quasi totalité de la surface pouvant être revêtue), l'enceinte de la tranche 1 de la centrale de Belleville est celle qui possède la plus grande surface revêtue.

Respect du critère de taux de fuite maximal lors des épreuves et extension de la durée de vie des enceintes

En 2010, EDF a exprimé des craintes quant à l'aptitude de certaines enceintes à respecter le critère de taux de fuite maximal lors des épreuves, notamment la tranche 1 de la centrale de Belleville, en exploitation depuis 1987. Avant l'épreuve de l'enceinte de ce réacteur, qui s'est déroulée du 22 au 26 juin 2010, EDF a transmis une demande de modification des règles d'exploitation visant à abaisser la pression d'épreuve pour les enceintes des réacteurs de 1300 MWe. Par cette modification, EDF souhaitait diminuer la pression des épreuves de 8% à 10% pour la ramener à la pression calculée pour l'accident « APRP grosse brèche ». La démarche d'EDF reposait d'une part sur sa conviction que le critère du taux de fuite maximal pourrait ne pas être respecté lors de l'épreuve de l'enceinte de la tranche 1 de la centrale de Belleville, d'autre part sur la crainte d'éventuels effets nocifs de l'épreuve pour les enceintes qu'EDF souhaite préserver dans la perspective d'une extension de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Les objectifs de sûreté attribués à l'enceinte de confinement se déclinent d'une part en exigences de résistance, notamment à l'égard des effets mécaniques dus à une mise en pression lors d'un accident, d'autre part en exigences d'étanchéité.

L'IRSN considère que, pour garantir le respect de ces exigences de sûreté, il est important de connaître le comportement de l'enceinte jusqu'à la pression de dimensionnement, ce qui permet de connaître la marge disponible en situation accidentelle. Il convient donc d'identifier toute forte non-proportionnalité dans la relation

entre le débit de fuite et la pression pour se prémunir d'un éventuel « effet falaise » en situation réelle d'accident.

Conformité de l'enceinte aux objectifs de sûreté

L'IRSN considère que le respect du critère de taux de fuite maximal lors des épreuves conditionne la conformité de l'enceinte aux objectifs qui lui sont attribués. C'est pourquoi le critère de taux de fuite maximal lors des épreuves, en tant qu'indicateur, ne saurait être abaissé au fur et à mesure de la dégradation des performances des enceintes « sensibles ».

L'IRSN estime que la modification demandée par EDF irait à l'encontre de la démarche de sûreté, qui vise à garantir un comportement « robuste » de l'enceinte. En effet, les coefficients de sécurité utilisés lors du dimensionnement de la paroi interne permettent notamment de couvrir les incertitudes de modélisation et de calcul des structures pour les situations accidentelles. Par ailleurs, la prise en compte d'une pression de dimensionnement supérieure à la pression correspondant à l'accident « APRP grosse brèche » permet de couvrir les incertitudes de calcul de cette pression. A cet égard, l'IRSN souligne qu'à ce jour les logiciels de calcul ne permettent pas d'évaluer, avec une précision suffisante, l'écart entre la pression de dimensionnement, qui est celle retenue pour l'épreuve, et la pression qui serait atteinte en cas d'accident.

Épreuve de l'enceinte de la tranche 1 de la centrale de Belleville

En préalable à l'épreuve de l'enceinte de la tranche 1 de la centrale de Belleville à l'occasion de sa deuxième visite décennale, l'IRSN a participé à une visite au cours de laquelle ont été examinés les travaux de renforcement de l'étanchéité de cette enceinte aux différentes phases de leur réalisation. En juin 2010, l'IRSN a également assisté à l'épreuve de l'enceinte. A cette occasion, notamment lors des opérations d'auscultation du parement externe de la paroi interne de l'enceinte, l'IRSN a pu constater l'efficacité du revêtement en matériau composite mis en place. L'épreuve a été réalisée dans les conditions prévues par les règles générales d'exploitation, sans diminution de la pression d'essai.

Malgré les craintes exprimées par EDF, le critère de taux de fuite maximal a été respecté.

Actions de R&D en support à l'expertise des ouvrages de génie civil des INB

L'examen par l'IRSN de la demande de réduction de la pression d'épreuve des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe a confirmé la nécessité de disposer, à terme, de connaissances permettant une meilleure appréciation du comportement mécanique de ces enceintes en cas d'accident, en tenant compte du vieillissement, sur plusieurs décennies, des matériaux qui les constituent. A ce jour, l'état de l'art n'apporte pas de réponses suffisamment précises pour ce qui concerne les phénomènes complexes de vieillissement du béton et leur cinétique. C'est pourquoi l'IRSN conduit un certain nombre d'actions de R&D relatives aux déformations et aux fissurations différées du béton, qui conditionnent l'étanchéité des parois en béton précontraint des enceintes de confinement. Ces actions, généralement menées en partenariat avec des universités et d'autres organismes de recherche, ont déjà donné lieu à un certain nombre de thèses et de publications scientifiques. Une meilleure compréhension des phénomènes devrait permettre de mieux estimer le comportement des ouvrages à long terme.

Conclusion

Sur la base de l'analyse et des recommandations de l'IRSN, et compte tenu des résultats satisfaisants de l'épreuve de l'enceinte de confinement de la tranche 1 de la centrale de Belleville en 2010, l'ASN a refusé qu'EDF réduise la pression d'épreuve des enceintes des réacteurs de 1300 MWe. En outre, l'IRSN et l'ASN ont demandé à EDF d'examiner la faisabilité de dispositions complémentaires pour le maintien du confinement statique de l'enceinte interne pour les 20 réacteurs de 1300 MWe du parc électronucléaire français.

Le maintien dans le temps des capacités de confinement des enceintes des réacteurs est un enjeu important pour la sûreté nucléaire, ceci d'autant plus qu'un vieillissement des parois des enceintes de confinement est constaté, dans un contexte où la durée de fonctionnement visée des centrales pourrait être portée au-delà de 40 ans.

Gestion des moyens temporaires d'exploitation

Au cours de l'exploitation d'une centrale nucléaire, il est parfois nécessaire de mettre en place des dispositifs (appelés ici « moyens temporaires ») permettant une adaptation temporaire et locale de la configuration de l'installation. Ces « moyens temporaires » doivent être gérés avec rigueur par l'exploitant pour maîtriser à tout moment l'état réel de l'installation et assurer le respect du référentiel de sûreté. Un vaste plan d'actions a été initié par EDF sur ce sujet en 2007. Sa mise en œuvre et ses effets ont été évalués par l'IRSN.

La maîtrise de l'état des installations

Pour la réalisation d'activités courantes d'exploitation ou de maintenance, l'exploitant est amené à mettre en place temporairement des dispositions (modification d'un seuil ou d'un réglage, configuration d'un circuit avec une vanne dans une position donnée...) ou des moyens (tapes, boudruches, straps, ...) qui modifient l'état fonctionnel du circuit ou du système concerné. Ces dispositions et moyens sont appelés « moyens temporaires » dans la suite du texte. Des difficultés récurrentes dans la gestion de ces moyens temporaires ont entraîné des perturbations du fonctionnement des installations, des écarts aux règles générales d'exploitation (RGE), des arrêts automatiques du réacteur (AAR), des démarrages intempestifs de matériels et des indisponibilités partielles ou complètes de systèmes de protection ou de sauvegarde. L'utilisation de « moyens temporaires » peut donc compromettre la sûreté des installations.

Les **tapes** (disques pleins) ou **boudruches** (ballons gonflables) sont des matériels qui permettent d'obturer des tuyauteries pour réaliser des interventions sur des tronçons de tuyauterie.

Les **straps** sont des dispositifs électriques placés dans les armoires électriques de contrôle commande, qui permettent de bipasser d'inhiber ou de maintenir certains signaux électriques du contrôle commande.

L'événement significatif pour la sûreté (ESS) survenu sur le réacteur n°3 de la centrale de Gravelines en 2006 illustre particulièrement bien ce sujet ([voir l'article « Inhibition partielle d'une fonction de sauvegarde » dans le rapport public IRSN 2007](#)). La présence d'un strap, posé une année auparavant, a été découverte dans le relayage des armoires du système de protection du réacteur ; ce strap rendait indisponible un système de sauvegarde.

Pour mesurer l'importance du sujet, il faut bien comprendre que chaque réacteur du parc électronucléaire français utilise entre 200 et 500 moyens temporaires posés et déposés systématiquement au cours de chaque arrêt pour maintenance. Bien qu'appelés « temporaires », certains de ces moyens sont utilisés depuis plusieurs années, voire depuis le démarrage des centrales.

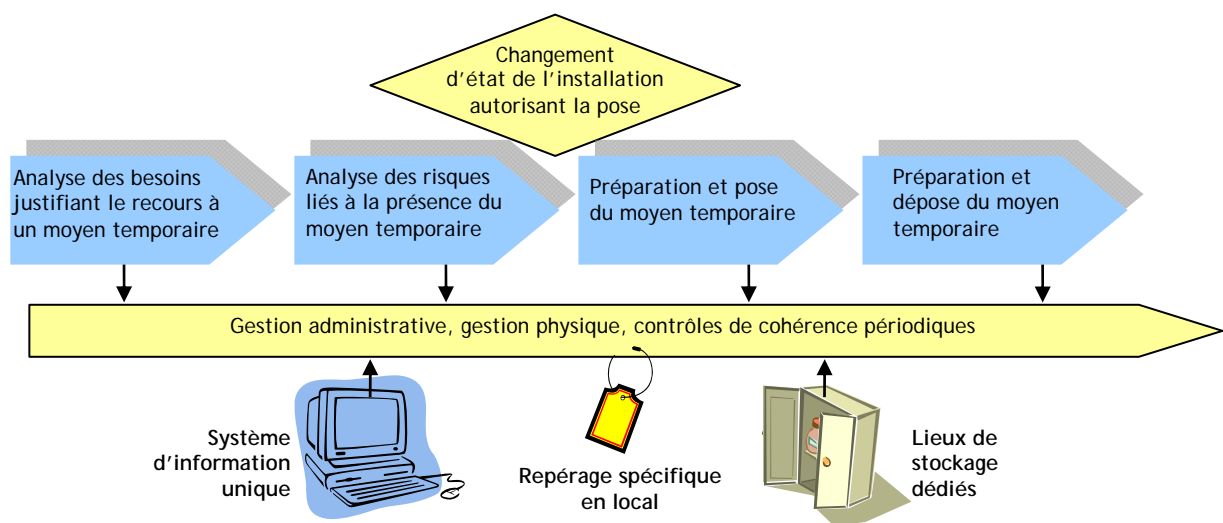
Les exigences définies par EDF pour la gestion des moyens temporaires

A la suite de l'ESS qui a affecté la centrale de Gravelines en 2006, une évaluation de la robustesse des dispositions techniques et organisationnelles en place pour gérer les moyens temporaires a été menée par EDF en 2007. Cette évaluation a conduit à une évolution, en novembre 2009, de la directive nationale d'EDF (DI n°74), spécifiant de nouvelles exigences. La mise en application par les centrales nucléaires du nouveau référentiel a été demandée par les services centraux d'EDF pour novembre 2010. Les nouvelles prescriptions obligent l'exploitant de chaque centrale à :

- réaliser une analyse des besoins et des risques préalablement à la pose de tout moyen temporaire ;
- gérer administrativement tous les moyens temporaires par un système d'information unique dans chaque centrale ;
- assurer une gestion physique des moyens temporaires, qu'ils soient posés sur l'installation (repérage visuel des équipements) ou en attente de pose (aires de stockage ou magasins permettant de les répertorier) ;
- organiser une vérification périodique de l'adéquation entre la gestion administrative et la gestion physique des moyens temporaires ;
- mettre en place une revue annuelle des moyens temporaires utilisés dans les installations et engager un plan de suppression de certains moyens temporaires par la mise en place de modifications pérennes.

La DI n°74 définit les gestions administrative et physique de la manière suivante : « *La gestion administrative consiste, grâce à un système d'information adapté, à garantir la traçabilité permanente et exhaustive des [moyens temporaires] en place sur l'installation. La gestion physique est liée à l'implantation géographique du [moyen temporaire]. Elle doit permettre, à tout moment, de détecter sa mise en œuvre et d'en connaître aisément la localisation précise sur l'installation (signalisation en local au moyen d'un repérage spécifique)* ».

En synthèse, le processus prescrit et les éléments qui l'accompagnent sont représentés dans la figure ci-après :



Le processus générique de gestion des moyens temporaires

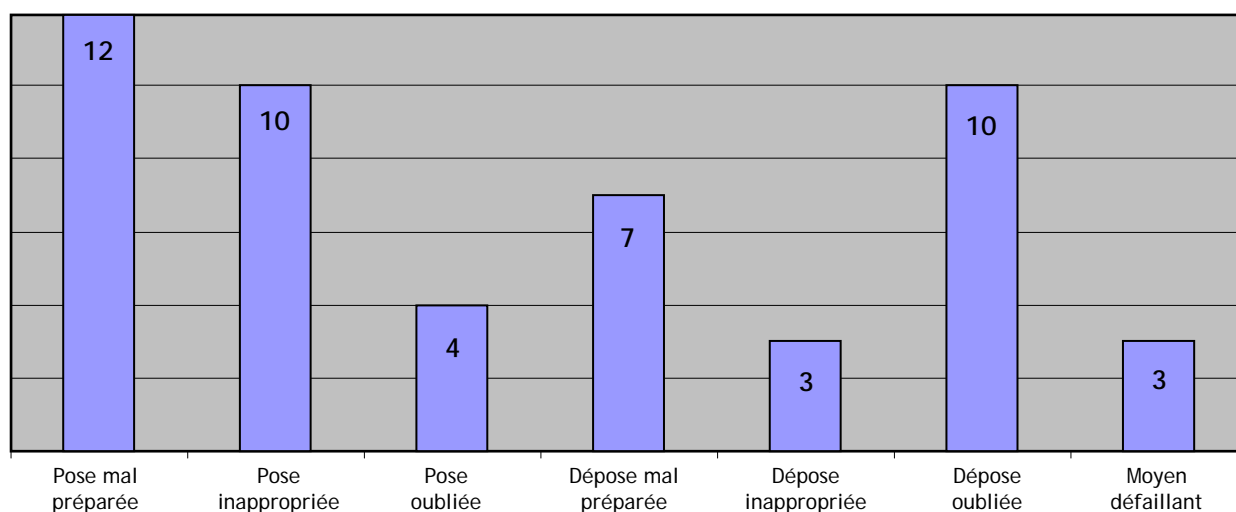
Pour EDF, les objectifs de ce processus sont de connaître l'état des installations à tout moment, de maîtriser les risques associés au recours à des moyens temporaires, d'assurer la traçabilité de ces moyens temporaires et de réduire à terme leur nombre.

L'évaluation menée par l'IRSN

En 2009 et 2010, l'IRSN a évalué la pertinence des dispositions prises par EDF pour tenir compte du retour d'expérience concernant la présence de moyens temporaires et améliorer la maîtrise des risques liés à leur utilisation dans les centrales nucléaires en exploitation. Il a procédé pour cela à une analyse des événements significatifs pour la sûreté (ESS) impliquant des moyens temporaires au cours de la période 2006-2008 ainsi qu'à l'examen des documents prescriptifs (directives nationales, notes d'organisation locales...) encadrant la gestion des moyens temporaires. L'institut a complété son évaluation par des entretiens et des observations dans trois centrales en vue d'apprécier l'impact de la mise en œuvre du nouveau référentiel sur l'organisation et les pratiques.

Les enseignements tirés du retour d'expérience de la période 2006-2008

L'IRSN a procédé à une classification des 49 ESS recensés sur la période 2006-2008, suivant une typologie des défaillances dans le processus de gestion des moyens temporaires : préparation, pose et dépose. La répartition obtenue selon les analyses présentées dans les comptes rendus des ESS retenus, montre que les difficultés portent à parts relativement égales sur la pose et la dépose des moyens temporaires.



Répartition par causes des ESS impliquant des moyens temporaires au cours de la période 2006-2008

Une analyse qualitative de ces ESS a permis d'identifier les principaux facteurs de fragilité : analyses de risques incomplètes ou méconnues des intervenants, défauts dans les procédures de pose et de dépose, état de l'installation inadéquat lors de la pose ou de la dépose, écarts dans la réalisation du geste technique lors de la pose ou de la dépose, défaillances intrinsèques des moyens temporaires.

Les enseignements tirés de l'évaluation menée par l'IRSN

Il faut tout d'abord noter que les situations locales examinées par l'IRSN sont des états transitoires car la déclinaison des exigences de la nouvelle DI n°74 est en cours de déploiement au sein des centrales. L'état d'avancement correspondant est assez variable selon les centrales, de même que les choix d'organisation.

Au-delà de cette variabilité, l'IRSN a constaté des difficultés communes dans les trois centrales étudiées. Ces difficultés concernaient principalement :

- la définition des rôles et l'exercice des responsabilités dans le processus opérationnel de gestion des moyens temporaires. Des difficultés interviennent notamment lorsque plusieurs services sont impliqués dans le processus ; il est alors difficile d'identifier clairement qui a la charge de quoi (*Qui formalise l'analyse du besoin ? Qui trace la pose du moyen temporaire ? Qui déclenche la dépose ?*). Il en résulte des zones floues dans le processus, qui favoriseront des oublis de pose ou de dépose et des incertitudes quant à l'état réel des installations ;
- l'analyse du besoin justifiant le recours à des moyens temporaires et l'analyse des risques induits par leur présence dans l'installation : les analyses du besoin et les analyses de risques contribuent à « débanaliser » le recours aux moyens temporaires en obligeant à clairement expliciter les risques induits par leur présence. Mais, ces analyses sont parfois absentes et souvent dénaturées dans la mesure où la disposition technique est expliquée, mais pas le besoin fonctionnel qui justifie l'utilisation du moyen temporaire ;
- la multiplicité et l'inadéquation des systèmes informatiques disponibles dans les différentes centrales pour assurer la gestion administrative des moyens temporaires exigée par le nouveau référentiel : les logiciels utilisés actuellement sont différents selon les services ; il n'existe pas d'interconnexion entre eux, l'extraction des listes de moyens temporaires est parfois délicate et les logiciels subissent des évolutions fréquentes. Devant cet état des lieux, les exploitants ne peuvent pas formellement respecter, à court terme l'exigence d'une gestion administrative par un « système d'information unique ».

Pour faire face à ces difficultés, des orientations variables ont été prises par les différentes centrales. Cependant, un équilibre global s'établit entre les dispositions qui relèvent d'une gestion « en amont » (gestion administrative et gestion physique) et celles qui relèvent d'une gestion « en aval » et qui s'exercent a posteriori (mesures de suivi et de contrôle). Les centrales qui investissent davantage dans la gestion « en amont » développent moins de dispositions de contrôle périodique. A l'inverse, celles qui accentuent les contrôles a posteriori disposent d'une gestion administrative et d'une gestion physique moins robustes.

Un certain nombre de bonnes pratiques, variables d'une centrale à l'autre, ont également été relevées par l'IRSN, comme par exemple :

- le système RFID (Radio Frequency Identification), qui permet un suivi électronique des moyens temporaires ;
- certaines pratiques rigoureuses de repérage en local des moyens temporaires ;

- le contrôle périodique des moyens temporaires effectué par une équipe de conduite dédiée et le suivi des actions correctives générées par ces contrôles ;
- certains types de rangement de moyens temporaires ;
- l'importance accordée à la formation des acteurs concernés par le processus de gestion des moyens temporaires.



Des racks de rangement de moyens temporaires

Conclusions

L'IRSN a constaté, au cours de son évaluation, des avancées notables dans la volonté de traiter les problèmes posés par l'utilisation de moyens temporaires aux plans national et local. Ces avancées se manifestent non seulement par la clarification du processus de gestion de ces moyens mais également par les actions engagées par EDF en vue de réduire le nombre des moyens temporaires utilisés pour l'exploitation des réacteurs (un certain nombre d'entre eux devraient être remplacés progressivement par des modifications pérennes).

L'IRSN considère que des améliorations peuvent être apportées au référentiel national, à son accompagnement auprès des centrales et aux outils qui supporteront sa mise en œuvre. L'IRSN a noté, à ce titre, le déploiement prochain d'un nouveau système d'information du nucléaire (SDIN), en cours de développement depuis plusieurs années, qui devrait apporter des réponses satisfaisantes aux difficultés rencontrées pour la gestion administrative.

L'évaluation de l'IRSN a soulevé une question de fond. Pour les centrales, les moyens temporaires représentent avant tout « *une adaptation nécessaire de l'installation aux contraintes d'exploitation* ». Le recours à un moyen temporaire résulte dans certains cas d'une situation d'exploitation qui n'a pas été prévue ou qui n'a pas pu être évitée par des dispositions de conception. Ces « lacunes » remontent parfois à la conception initiale mais peuvent également découler d'évolutions dans les modalités d'exploitation ou de modifications nationales mises en œuvre par les unités en charge de l'Ingénierie Nucléaire (DIN) mais traitées de façon insuffisante. Un exemple typique est celui de la modification d'un circuit d'alimentation du réseau d'eau d'incendie dont une partie, devenue caduque, n'est cependant pas démantelée ; l'exploitant est alors contraint de poser une tige (gérée en tant que moyen

temporaire) pour condamner la partie de circuit qui n'est plus utilisée parce que la conception de la modification n'a pas prévu la dépose des parties inutilisées.

Selon l'IRSN, cette situation témoigne d'un dysfonctionnement dans la gestion des projets de modifications et met en évidence des difficultés relationnelles entre la direction de l'ingénierie nucléaire (le concepteur des modifications) et la direction du parc nucléaire (l'exploitant). Le constat de tels dysfonctionnements est relativement récurrent et a été parfois mis en avant lors d'évaluations antérieures de l'IRSN. Ces difficultés persistent malgré les efforts entrepris par EDF (réorganisation des processus de modification à la DIN en 2006, démarche de prise en compte des aspects « Socio-Organisationnels et Humains » dans les projets de modification). Les raisons profondes de ces difficultés sont sans doute en partie historiques et l'analyse de ces raisons dépasse le cadre de l'évaluation des dispositions de gestion des moyens temporaires. Pour l'IRSN, la réduction effective du nombre des moyens temporaires passe par une gestion plus rationnelle des modifications à venir. L'optimisation de la relation entre l'ingénierie et l'exploitation passe également par une meilleure connaissance réciproque des contraintes qui s'attachent à ces différentes activités.

Définitions et abréviations

1300 MWe : Réacteur nucléaire français de 1300 MWe

900 MWe : Réacteur nucléaire français de 900 MWe

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets RadioActifs

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

CENTRACO est une usine de traitement de déchets de faible et de moyenne radioactivité ; elle est située près de Marcoule ; l'exploitant est la SOCODEI qui fait partie du groupe EDF

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

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire

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

REP : Réacteur à eau sous pression

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

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

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

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

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

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

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

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

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire

Crédit photo

Photo Noak/Le bar Floréal/IRSN : Page 7

Photos EDF: pages 31, 32, 34, 35, 37, 39, 47, 54, 74, 80, 95

Photo Westinghouse : page 75