



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

SOMMAIRE

AVANT PROPOS	2
SOMMAIRE	3
INTRODUCTION ET SYNTHESE	4
EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE 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.

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).

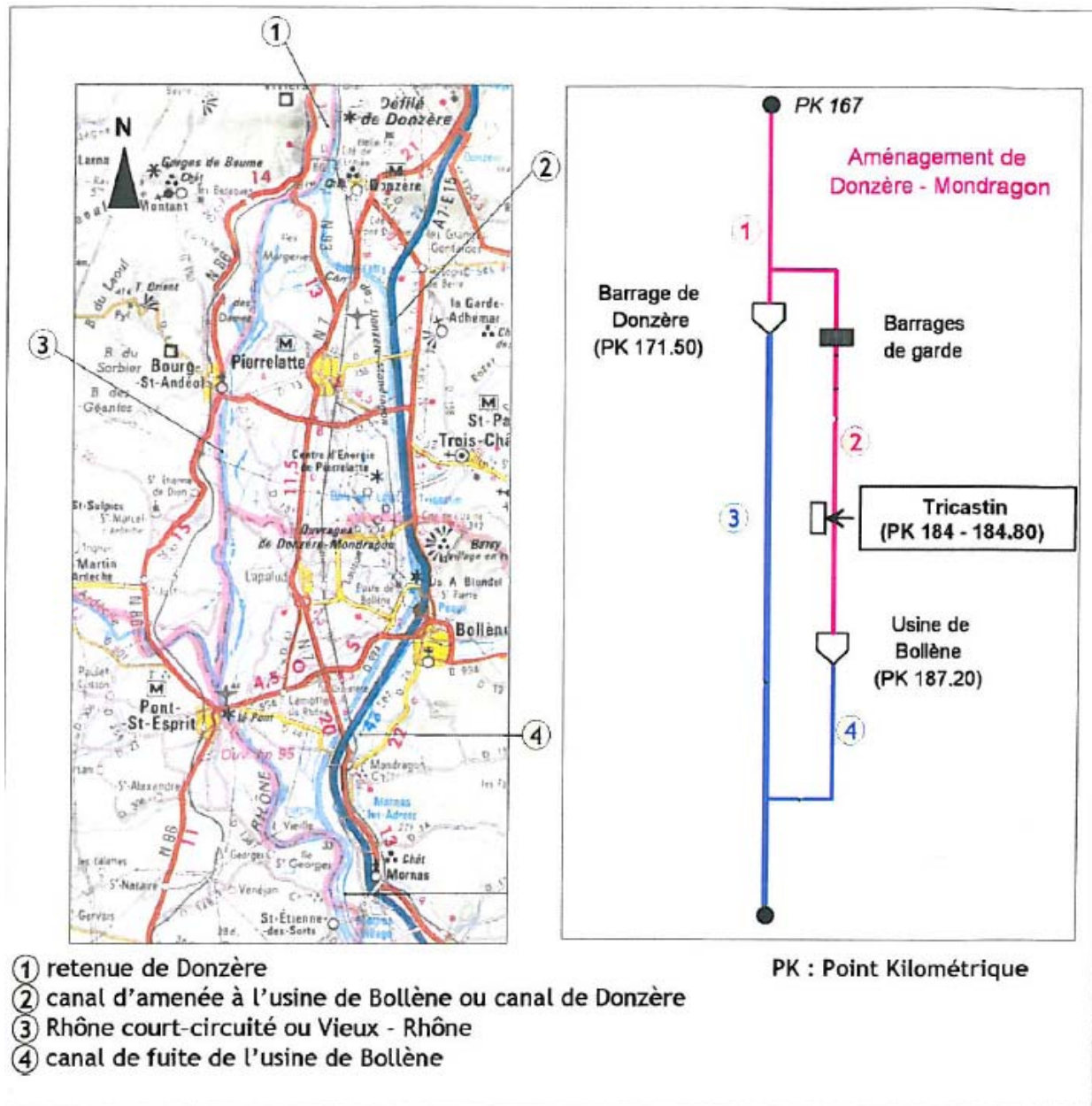


Figure 1 - Carte et schéma hydraulique de l'aménagement de Donzère-Mondragon - Centrale du Tricastin

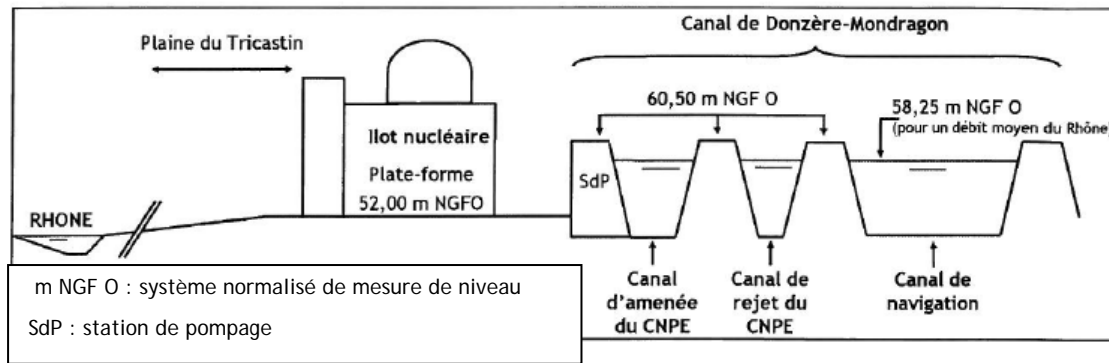


Figure 2 - profil schématique au droit de la centrale du Tricastin et du canal de Donzère-Mondragon

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 millénale 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 millénale 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 millénale 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

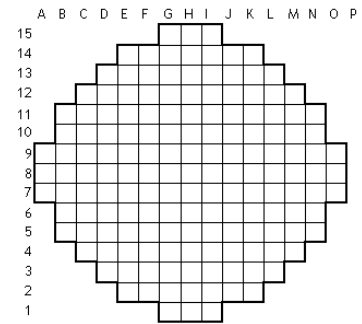
transition entre la gestion en cours et la nouvelle gestion, puis d'exploiter le réacteur avec la nouvelle gestion. Certains plans de chargement correspondent à une réduction ou à une prolongation de la durée du cycle par rapport à la durée standard retenue pour la gestion. A l'occasion de l'instruction 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.

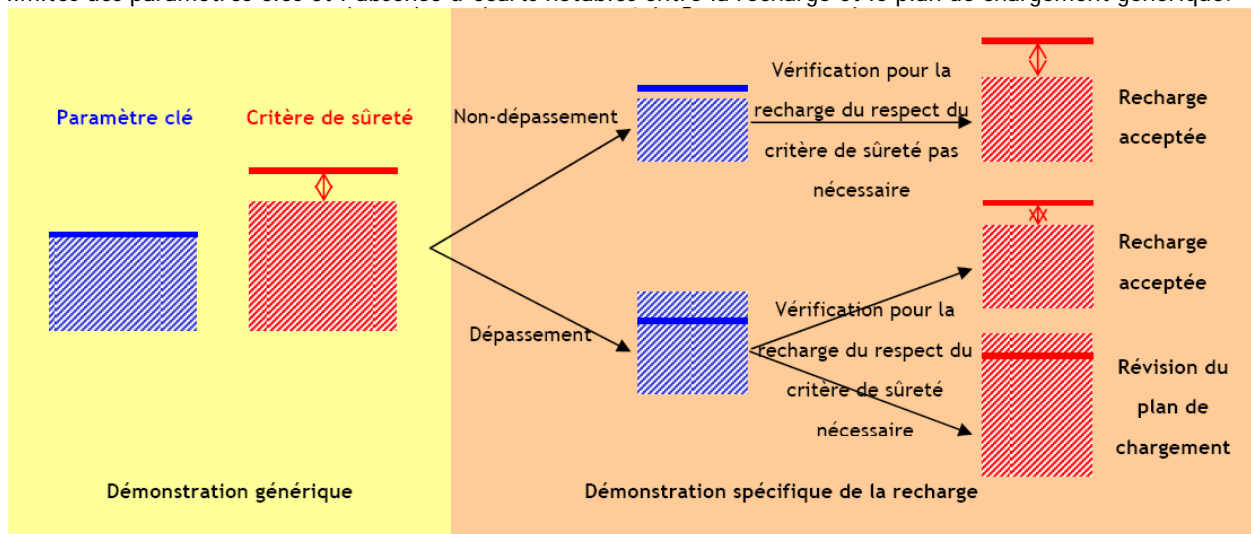
Cette méthode nécessite de définir :

- 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.

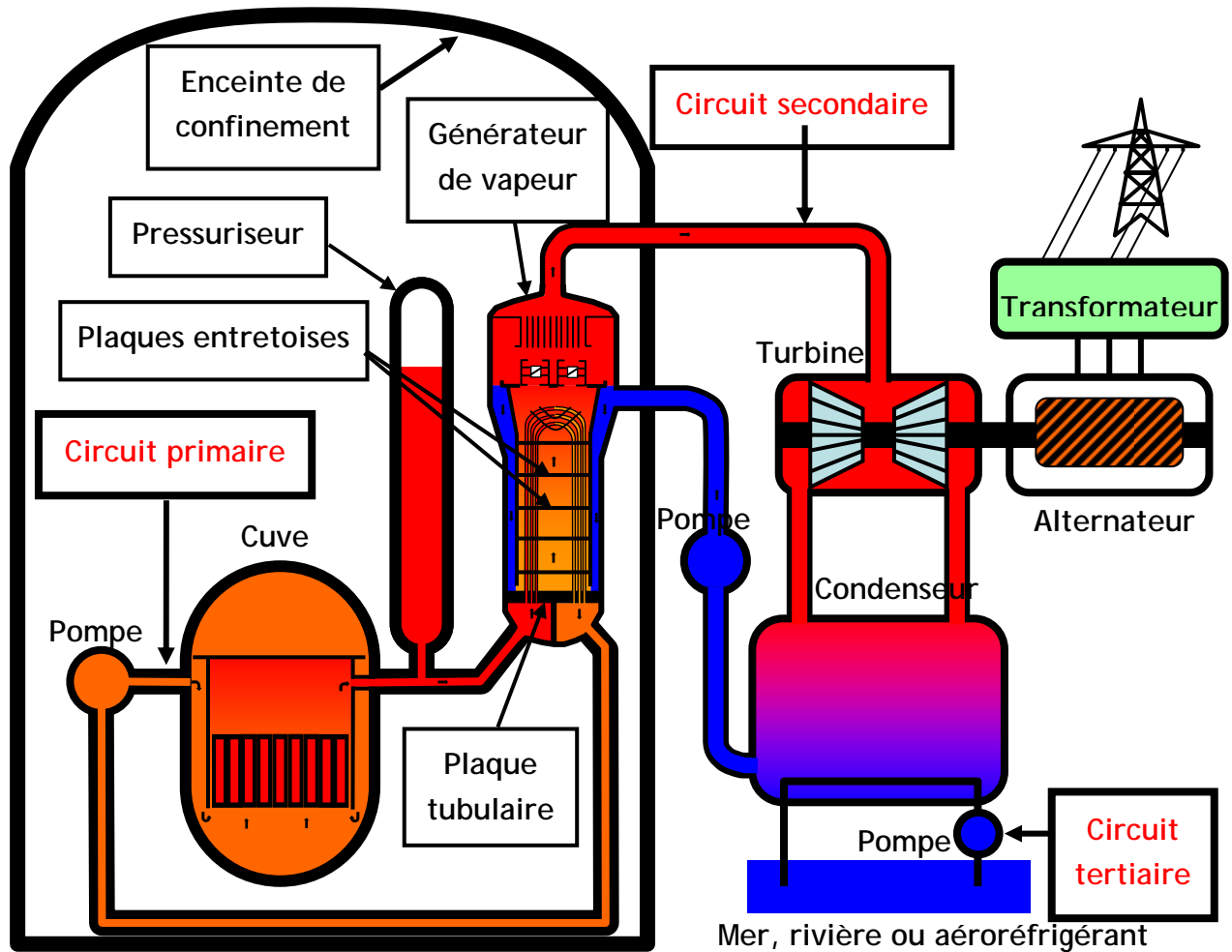


Figure 1 : Schéma du circuit primaire et des circuits secondaires d'un REP

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.

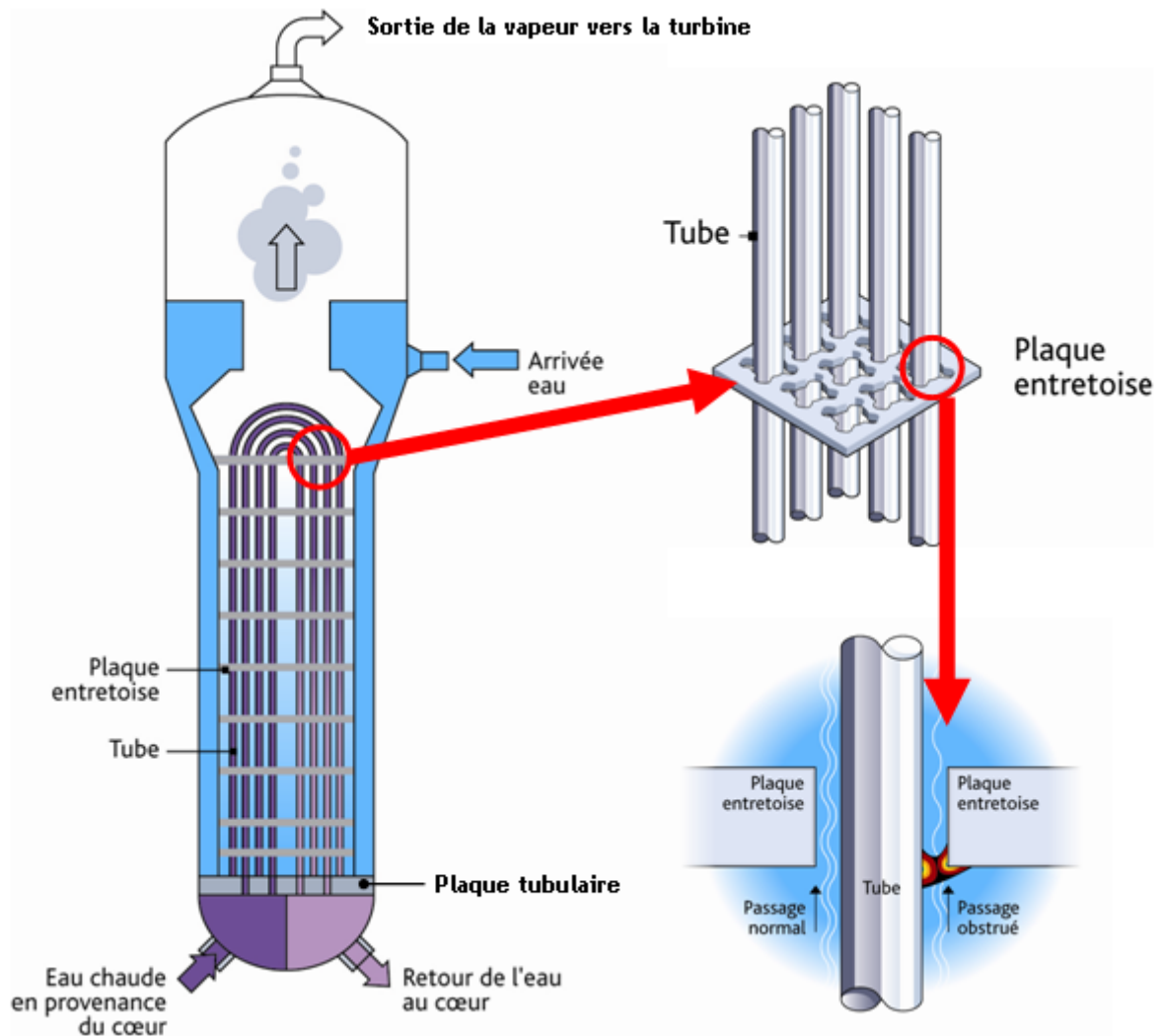


Figure 2 : colmatage des plaques entretoises des générateurs de vapeur

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.

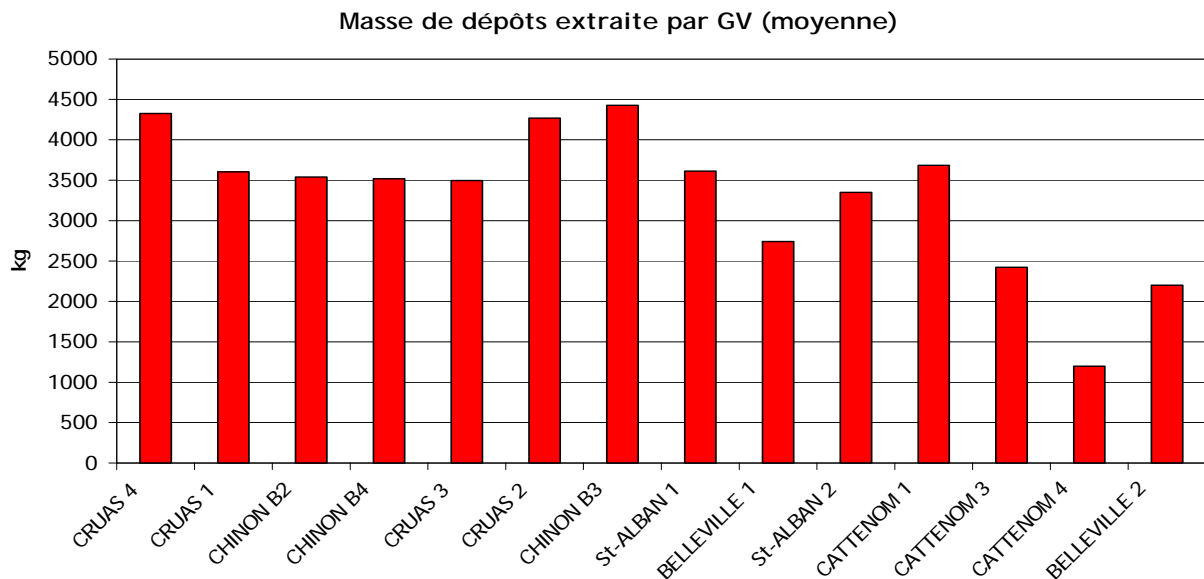


Figure 3 : Bilan massique moyen par GV des dépôts extraits lors des opérations de nettoyage chimique

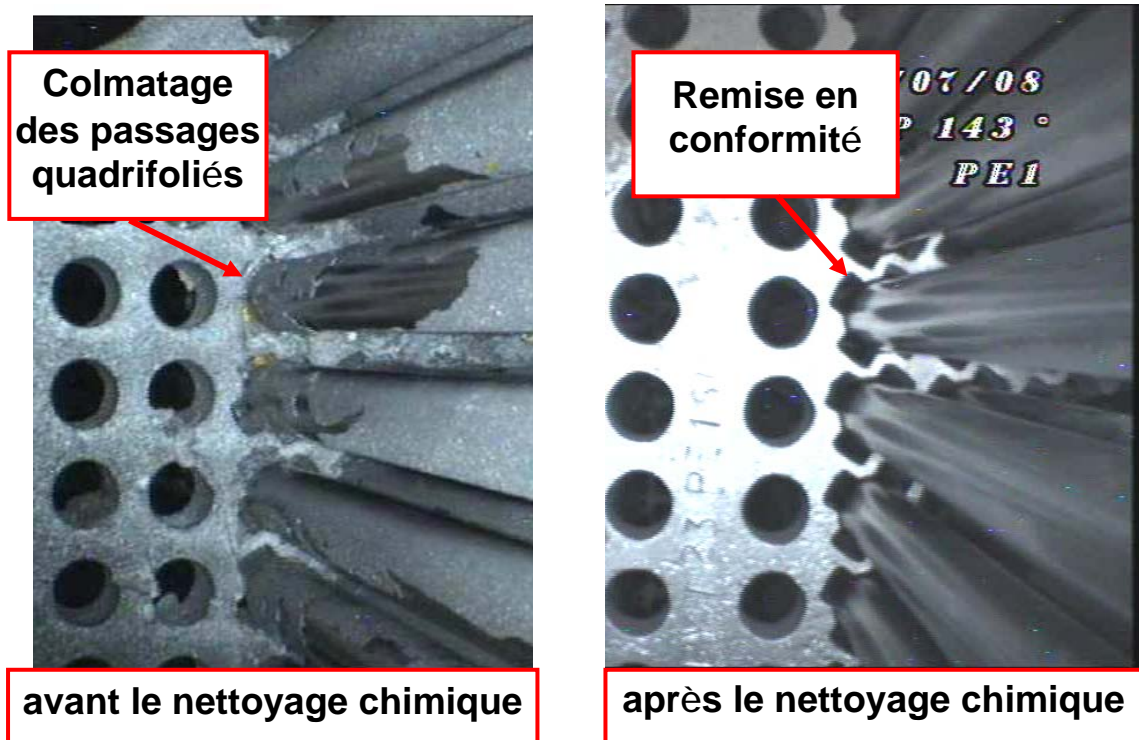


Figure 4 : Illustration de l'efficacité du nettoyage chimique sur le colmatage des plaques entretoises (images EDF)

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.

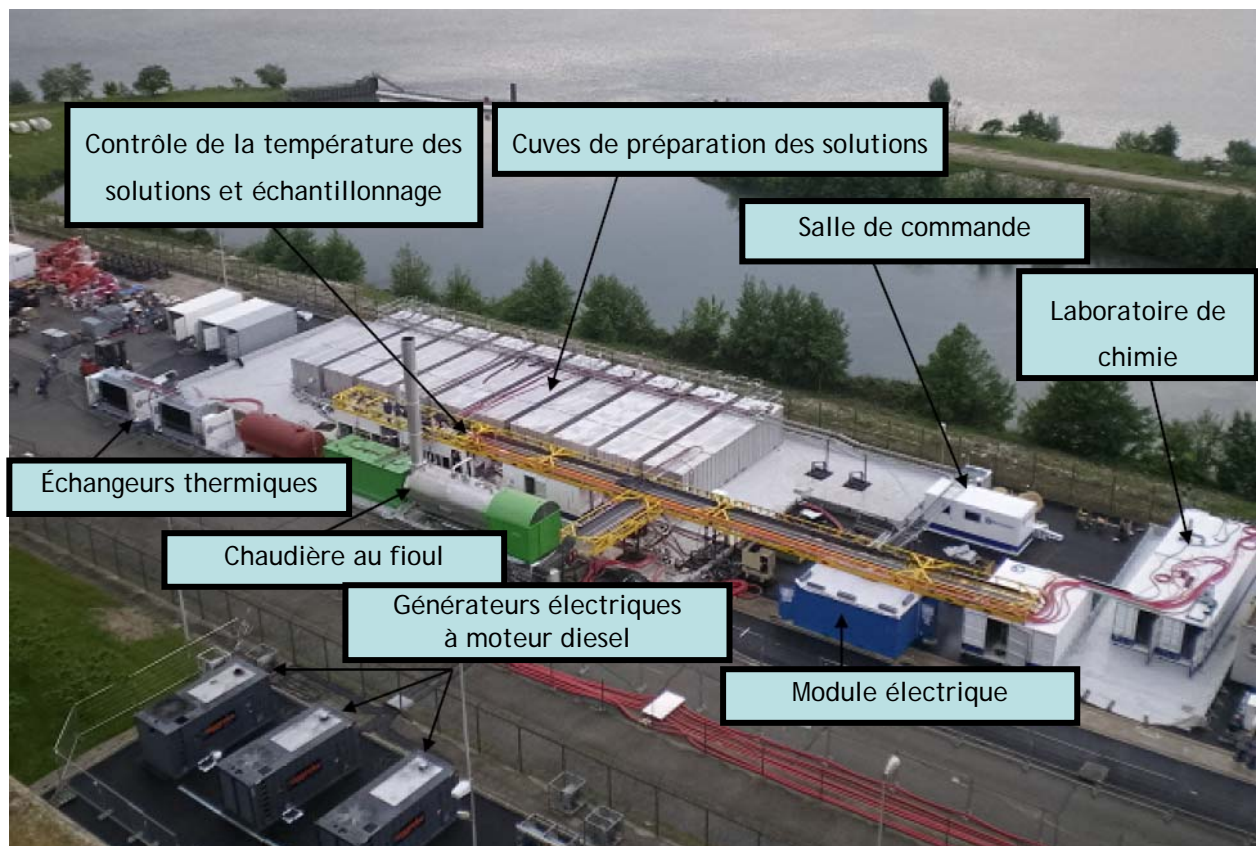


Figure 5 : Vue d'ensemble d'une installation de nettoyage chimique (image Westinghouse)

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.

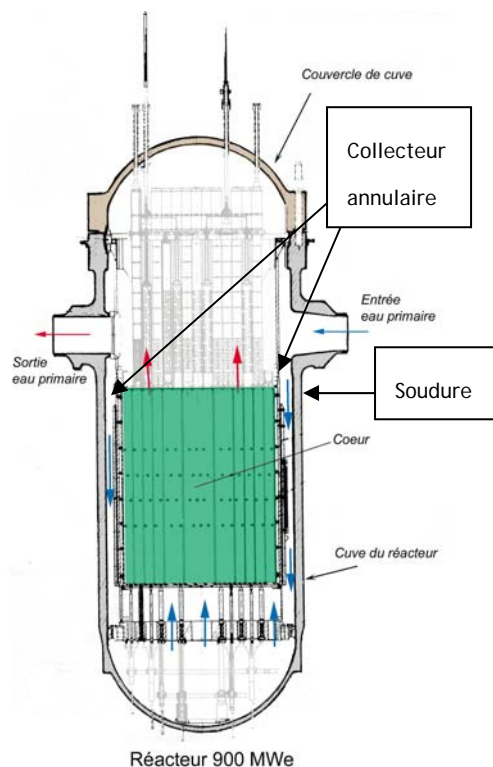
Tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe

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.



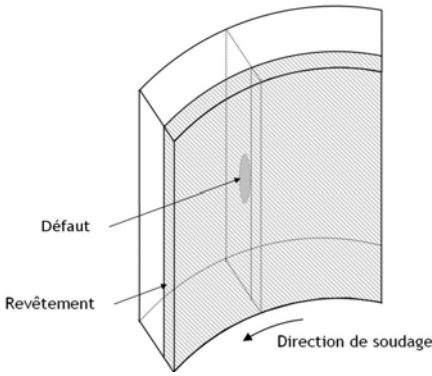
La cuve est constituée de pièces forgées en acier ferritique soudées entre elles et protégées de la corrosion par un revêtement mince en acier inoxydable déposé par soudage sur la surface intérieure. L'épaisseur de la partie cylindrique de la cuve atteint 200 mm.

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.

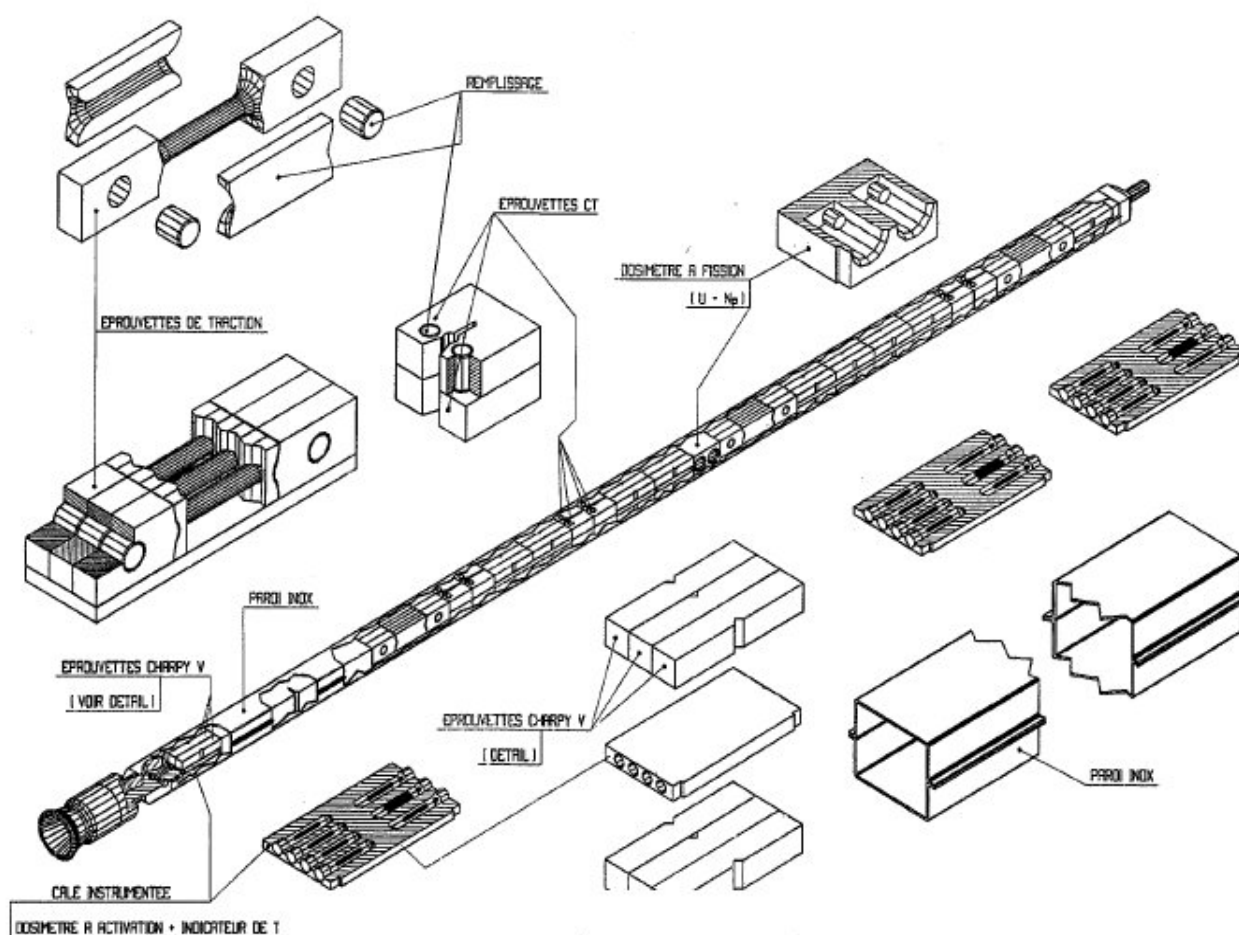


Figure 2 : le programme de surveillance d'irradiation (PSI)

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.

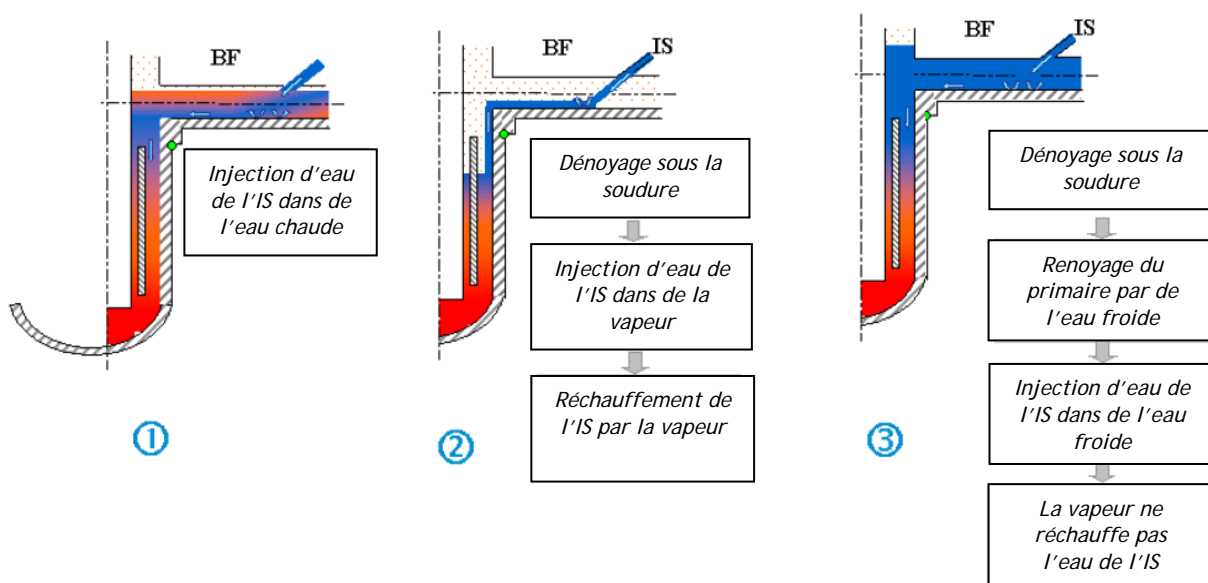


Figure 3 : les trois types d'écoulement possibles à l'entrée de la cuve

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

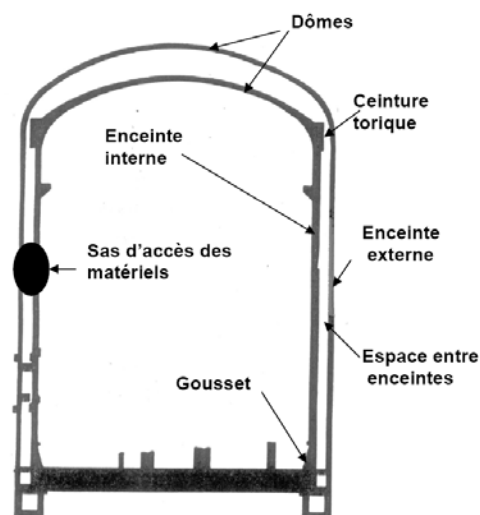


Schéma d'une enceinte à double paroi

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.

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 **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.

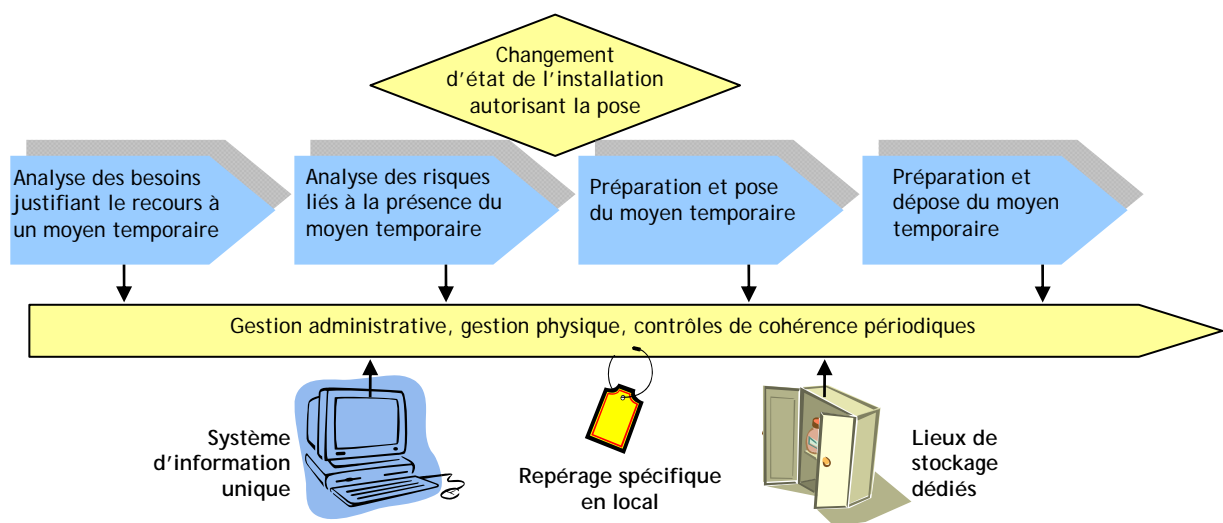
Les exigences définies par EDF pour la gestion des moyens temporaires

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

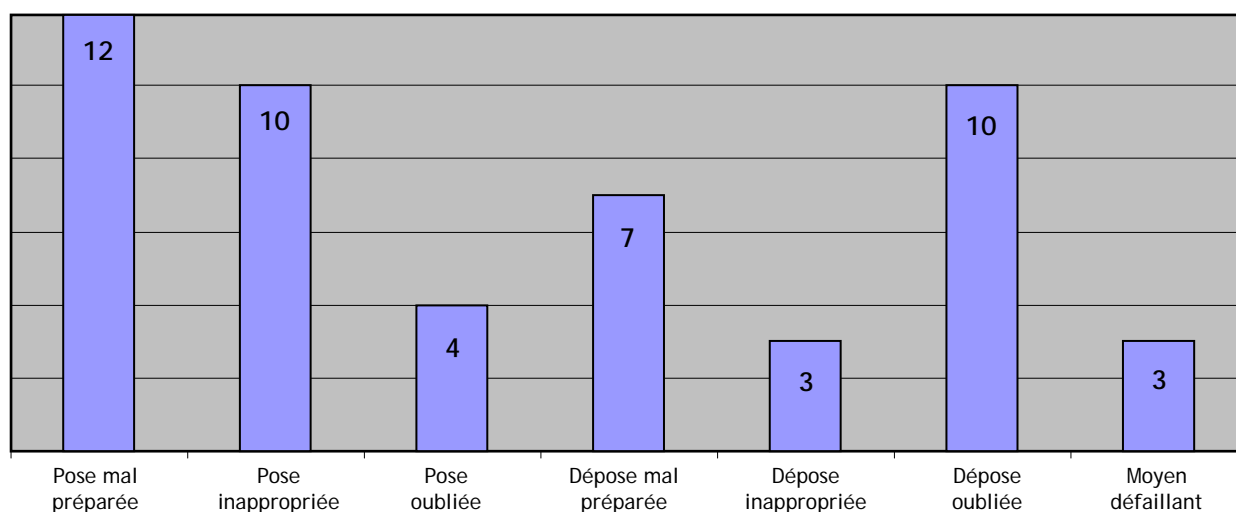
Pour EDF, les objectifs de ce processus sont de connaître l'état des installations à tout moment, de maîtriser les risques associés au recours à des moyens temporaires, d'assurer la traçabilité de ces moyens temporaires et de réduire à terme leur nombre.

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