

RAPPORT

**SUR LA VISITE DÉCENNALE N°2
DU RÉACTEUR 1
DU CNPE DE BLAYAIS**

Gérard GARY, Monique SENÉ, Raymond SENÉ

Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire

Octobre 2003

RELEVÉ DE CONCLUSIONS

La VD2 de Blayais 1 s'est déroulée du 19 décembre 2002 au 28 avril 2003, soit 129 jours d'arrêt. Le recouplage de la tranche a été effectif le 5 mai 2003.

Les points saillants de la VD2 de Blayais 1 sont les suivants :

Contrôle de la cuve

Le contrôle avec l'outillage MIS (Machine Inspection en Service) des soudures des viroles de la cuve et des soudures cuve/tuyauteries du CPP a été effectué. Aucun défaut n'est à signaler en zone irradiée, vérifiée par le procédé VPM.

La cuve a reçu l'aval de l'ASN jusqu'à la prochaine décennale de 2013. Les calculs d'EDF la créditent d'un temps de vie de 40 ans.

Le GSIEN signale qu'il serait plus approprié de donner cette durée de vie en pourcentage de la fluence limite (nombre maximum de neutrons pouvant être reçus par la cuve), la fluence, pour une même durée de fonctionnement étant dépendante du type de combustible, de la gestion du cœur, etc... C'est à partir de ce pourcentage que l'on devrait donner une estimation de temps de vie de la cuve.

De toute façon l'ASN **donne une autorisation de 10 ans couplée aux visites décennales. La cuve sera réexaminée lors de la visite décennale de BLA1 en 2013. C'est seulement à cette date que le réacteur pourra être autorisé à fonctionner au-delà de 30 ans et ce pour 10 ans supplémentaires :**

- si l'état de la cuve et de l'enceinte de confinement le permet et
- si la fluence maximale que peut supporter la cuve n'a pas été dépassée ou ne le sera pas avant la fin des 10 ans.

Contrôle des Générateurs de Vapeur (GV3 spécialement)

Un taux de fuite supérieur à celui des 2 autres GV a été décelé au GV3 lors de l'épreuve hydraulique. Les examens programmés ont permis de mettre en évidence un défaut. Ce défaut a entraîné des examens complémentaires (extension du programme) du GV3, mais aucun autre défaut n'a été mis en évidence. Le bouchage du tube incriminé a été réalisé et le problème est donc soldé. **Mais la DRIRE a émis "une réserve sur l'étanchéité des tubes de GV" et l'ASN autorisé le redémarrage "sous réserve d'un fonctionnement interdisant toute variation de puissance en fonction de la demande du réseau électrique et d'un contrôle renforcé des tubes de GV à chaque arrêt."**

Les GV qui ont respectivement (5,8 %/ 2,8 %/ 6,5%) de taux de bouchage sont donc équilibrés et loin de la limite des 12 %, à partir de laquelle il est impératif de prévoir le changement des GV.

Cependant l'expérience de Fessenheim a montré que même relativement loin de la limite du taux de bouchage maximal, il est parfois préférable de changer les GV (en particulier s'ils sont déséquilibrés) car le taux de production de kWh s'accroît sensiblement.

(3)- Enceinte de confinement

-Le taux de fuite de l'enceinte a peu évolué entre les deux VD (0,027 % /j en VD2 pour 0,016% /j en VD1, et une limite réglementaire de 0,162 %/j)

-Déformation du bâtiment, du dôme ;

Les déformations locales mesurées sous l'effet de la pression, lors de l'épreuve de 2003, sont tout à fait comparables à celles des essais précédents.

-Cloquage de la peau interne : Le point zéro vient d'être réalisé sur 5 tôles test. On pourra faire le point des déformations dans 10 ans en VD3.

Le GSIEN se félicite de ce suivi initié en VD2 de FES2 après un questionnaire lors de la VD2 de FES1 (voir rapport VD2 FES1, 1999), mais remarque que l'évolution des déformations de la peau reste pour le moment sans réponse puisque c'est le point zéro qui

vient d'être réalisé.

Rendez-vous en VD3 pour les premiers résultats.

(4)- La réévaluation sûreté :

Inondation

Suite à l'incident survenu sur le site du Blayais en décembre 1999, une réévaluation du risque inondation a été faite ou est en cours sur tout le parc. Le Blayais (spécifiquement les jumeaux BLA1 et BLA2) a été soumis à un examen très approfondi. Un programme de remise en état a été mis en place selon des thèmes permettant de balayer l'ensemble des problèmes qui ont pu affecter les différents équipements.

Par exemple, le suivi de la tension des câbles de précontrainte de l'enceinte est important sur la tranche 1 car c'est la tranche de référence qui comporte 4 câbles de précontrainte avec un puits à graisse. Les autres câbles noyés dans le béton, ne permettent pas d'effectuer cette mesure.

Il faudra aussi prendre en compte la désorganisation éventuelle du site suite à des agressions d'ordre naturel, externes ou internes (site non accessible à cause de routes inondées, vents violents, réseau électrique sinistré, etc.).

Si le suivi des matériels (remplacés ou nettoyés) se fait d'une façon satisfaisante, des points restent encore à corriger : par exemple l'accès au site car la route est toujours inondable, etc.

Séisme

Pour se mettre en conformité le site a terminé la mise à niveau des ancrages des supports des bâches des circuits PTR et ASG, le remplacement à titre préventif des tirants des béquilles des gros composants du circuit primaire.

Il n'en reste pas moins que certains composants, tels les DAB (dispositifs autobloquants), devront subir d'autres contrôles car la procédure actuellement mise en œuvre par EDF n'a pas fait l'objet d'un avis de l'ASN et est en test.

Antérieurement à cette VD2 les butées antisismiques du puits de cuve avaient été remises en tension (1996, 1997, 2000) pour garantir "*la conformité des installations au référentiel des exigences liées au SMS (SMS = SMHV +1) à l'instant t*"

La première campagne de mesures allégées (par ultra sons) a été réalisée en 2000 : c'est le point zéro pour le suivi dans le temps de la perte de tension de chaque tirant (une butée est fixée par 8 tirants précontraints). Il est tout de même étonnant de parler de point zéro, 20 ans après le démarrage du réacteur – donc environ 25 ans après la mise sous contrainte – mais mieux vaut tard que jamais. **Reste que l'on vérifie la perte de tension et que l'on remet en tension sans connaître la cause du détensionnement : la butée pourrait-elle se rompre ?**

Il est clair que les références sismiques ont changé. Ceci a entraîné la nécessité de revoir des ancrages, des butées, de renforcer des équipements. EDF réalise un certain suivi, mais l'apport de ce suivi reste difficile à estimer.

La remise à niveau d'un référentiel de sûreté est une opération lourde tant sur le plan des équipements qu'en dosimétrie des personnels : c'est pourquoi il est souhaitable de gérer ces opérations en se basant sur la sûreté des équipements et des personnels et non sur les facteurs économiques.

(5)- Analyse des incidents significatifs

Les fiches fournies ne permettent guère de faire une analyse approfondie des incidents. Elles ont de plus la caractéristique de trop peu s'intéresser aux précurseurs (incident niveau 0).

Il convient de s'intéresser aux incidents à caractère radiologique car leur nombre est relativement élevé sur l'ensemble des sites

Si la CLIN désire pouvoir analyser les incidents survenus sur le site, elle doit disposer

de descriptifs plus étoffés lui permettant une approche différente et complémentaire de celle des services spécialisés d'EDF.

(6)- Aspects mécaniques

Rupture brutale

Le principal type de défaut envisagé - souvent observé en situation réelle - est la fissure. Une démarche particulière consiste donc à s'assurer de la non existence de tels défauts, d'évaluer leur innocuité lorsqu'ils sont rencontrés, d'estimer une durée de vie de la centrale en fonction de l'apparition et de la croissance de tels défauts et de l'évolution des paramètres mécaniques dont dépend la sûreté vis-à-vis de ces défauts.

L'analyse de la sûreté consiste donc à détecter l'éventuelle présence de fissures, à vérifier que celles existantes sont d'une taille suffisamment petite pour ne pas entraîner la rupture sous un chargement donné et à vérifier que les cycles de chargement sont en nombre et en amplitude, suffisamment petits pour ne pas induire une propagation de la fissure par fatigue ou l'initiation d'une nouvelle fissure.

La démarche de l'exploitant vis-à-vis de ce risque s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses qu'il est sain de soumettre à une analyse constructive.

Fatigue

Le domaine de la fatigue n'est pas encore parfaitement maîtrisé comme l'ont prouvé les dommages observés sur certaines centrales dans des piquages du circuit primaire après un très petit nombre de cycles de fonctionnement. Cet exemple montre que la cause principale du problème était une sous-évaluation du chargement.

C'est peut-être dans cette direction qu'il faut d'abord rechercher à améliorer la sûreté. Que dire par exemple des chargements à faible amplitude et très grand nombre de cycles qui pourraient être négligés, la notion de limite d'endurance ne pouvant tenir compte que d'un nombre de cycles d'essais nécessairement limité.

Un pas modeste dans ce sens entrepris par l'exploitant consiste à augmenter d'une décade le nombre de cycles servant à établir la courbe de référence (dite "du code")

En conséquence

Les notions techniques et scientifiques intervenants dans l'analyse de l'aspect mécanique de la sécurité ne sont pas triviales. Nous nous sommes efforcés d'en donner une présentation aussi pédagogique que possible.

Pour des raisons d'efficacité (sans doute inévitables), de ces raisons scientifiques ont été déduites des règles - voire des règlements - dont l'application est le plus souvent aveugle, différents aspects techniquement liés étant artificiellement découplés.

Une véritable vision synthétique de la sécurité mécanique n'est donc pas possible.

Les experts doivent toutefois témoigner que, dans ce cadre, les règlements sont respectés avec rigueur par l'exploitant. Mais, est-ce suffisant ?

(7)- Fluence

Nous restons convaincus que l'estimation de l'énergie des neutrons, en particulier irradiant les éprouvettes, reste entachée d'une grosse incertitude. La représentativité des éprouvettes servant au suivi de cuve reste toujours aussi problématique.

La formule de prévision des effets ne nous paraît donc pas qualifiée pour réaliser une extrapolation de l'effet de la fluence. De plus elle ne tient compte que de manière grossière de l'influence du spectre neutronique.

L'un des points qui nous paraît toujours aussi important est le fait que, même si l'approche industrielle par courbe enveloppe semble convenir, en particulier pour ce qui concerne la saturation (les effets de la fluence augmentent de moins en moins vite) et le choix du spectre (les neutrons d'énergie inférieure à 1 MeV semblent peu efficaces, mais leur efficacité plus faible peut être compensée par leur plus grand nombre), nous aurions souhaité que soient explicitées et justifiées les incertitudes expérimentales ce qui

malheureusement n'apparaît pas dans les procédures de détermination des RTndt. Finalement s'il est certain que le suivi des cuves est une des ambitions d'EDF, sa réalisation est encore très empirique. De plus, une courbe enveloppe n'est pas une garantie de non-dépassement de limites quand certains paramètres restent inconnus.

Le GSIEN souligne les efforts réalisés par EDF dans ces domaines sensibles. Mais le GSIEN rejoint l'ASN dans sa prudence : la durée de vie semble pouvoir être de 30 ans en respectant une fluence réduite et un fonctionnement sans à-coups inconsidérés. Pour donner un accord à une durée supérieure, il convient de continuer les études et la surveillance du parc. Cependant les résultats de Tricastin (non-évolution des défauts à 25 ans) confortent au moins une des hypothèses d'EDF pour l'estimation du temps de vie dans la mesure où la fluence permise ne sera pas dépassée.

(8)- Points en questions

détecteur neutron (radioprotection du personnel)

Il n'existe pas actuellement de détecteur opérationnel. En 2000, lors d'une séance du CSSIN, cette carence avait été de nouveau constatée. À cette occasion, l'OPRI (IRSN maintenant) avait présenté un rapport pessimiste sur le sujet. Il ne semble pas que la situation se soit améliorée : il n'existe toujours pas de détecteur fiable disponible sur le marché.

Le GSIEN insiste pour que la fabrication industrielle de détecteurs de qualité se fasse dans les délais les plus brefs, sachant qu'en France les sociétés productrices de ces équipements sont, pour la plupart, des filiales des grands opérateurs de l'industrie nucléaire.

Criticité

Suite à l'accident de Tokai Mura et surtout à l'incident de Dampierre, mauvais positionnement des assemblages dans le cœur pouvant entraîner un accident de criticité (emballement ponctuel de la réaction de fission), des mesures ont été mises en place pour éviter des problèmes au chargement du réacteur. Ce point reste, donc, important.

Comme probablement des changements seront apportés au combustible (pourcentage d'uranium 235 ou pourcentage de plutonium), **un suivi devrait être fait par la CLIN**

Le rapport 2002 de l'ASN écrit à ce sujet : *"En parallèle, EDF a engagé, à la demande de l'ASN, une étude générique de réévaluation des risques de criticité pour les différentes gestions de combustible prévues à ce jour. Cette étude porte également sur (...) l'augmentation des marges à la criticité et le **renforcement des moyens de détection et de conduite, en cas d'accident de criticité.**"*

En 2000, dans le rapport concernant la VD2 de la tranche 1 de Fessenheim nous demandions déjà que les systèmes de détection neutroniques, dont ceux spécifiques aux accidents de criticité soient renforcés, voire implantés lorsqu'ils n'existaient pas.

Risque Hydrogène

Suite aux réévaluations du risque hydrogène, l'ASN a demandé à EDF de prévoir un plan d'installation de dispositifs de recombinaison à forte capacité qualifiés pour travailler en conditions « accident hors dimensionnement »

Ce plan est en cours, mais sa réalisation ne se fera pas avant courant 2005, voire 2006.

Le GSIEN se félicite que le risque hydrogène soit enfin pris en compte mais s'étonne de la lenteur de mise en place (fin équipement du parc 2007). Par ailleurs des questions restent pendantes :

- efficacité des recombineurs en APRP de dimensionnement.
- poches d'hydrogène résiduelles dans les casemates non ventilées de l'enceinte.

Procédure U5 (filtre à sable)

En ce qui concerne la procédure U5, le GSIEN a plusieurs fois évoqué ce sujet (ouverture, fermeture de la vanne et protection du personnel). En effet, c'est une procédure utilisable en cas d'accident grave *"afin d'éviter tout risque de dégradation de l'enceinte de confinement (..) Il (le dispositif de décompression-filtration) permet, d'une part, d'écrêter la pression dans l'enceinte pour éviter tout endommagement de cette dernière et, d'autre part, de réduire les rejets radioactifs à un niveau compatible avec la mise en œuvre des plans d'urgence"*.

Nous sommes d'accord avec les prémisses mais pas du tout avec le "timing" envisagé. En effet prévoir **"réglementairement"** une mise en œuvre de la procédure U5, 24 h après le début d'un accident, revient à ignorer les processus de dégradation rapide. L'expérience de Three Mile Island (1979) en a démontré la possibilité.

Or, EDF considère que la procédure U5 ne doit s'appliquer que dans le cas de processus lents et seulement dans ce cas, ce qui explique les 24 heures. Ce n'est pas une procédure destinée à "dégonfler" l'enceinte en cas de processus rapide, considéré comme improbable. Et de plus, le "dégonflage" semble impossible à mettre en œuvre efficacement compte tenu du diamètre de la tubulure de sortie.

Nous ne sommes pas non plus convaincus qu'il n'y aurait pas un problème pour le personnel uniquement parce que la réglementation a décidé que cette ouverture ne se ferait qu'après un délai minimal de 24 heures, permettant l'atténuation de la radioactivité et donc des doses.

La situation hypothétique et non improbable d'un accident qui rendrait une décompression indispensable dans la première journée nous conduit à demander que les calculs de doses soient menés en tenant compte de cette hypothèse.

Jusqu'à présent, l'ouverture du filtre ne devait se faire que lorsque la pression atteignait le seuil de 5 bar absolus (supposé pouvoir être atteint seulement 24 h après le début d'accident). EDF demande de changer ce seuil et de le porter à 7 bar absolus. Or "la pression de ruine (plus de tenue mécanique ni d'étanchéité)" est évaluée à 8,5 bar absolus dans les calculs menés par EDF en cas d'accidents grave et "à condition de remplacer les vis de fermeture du TAM" est-il précisé (exposé du 16 mai 2003).

L'épreuve enceinte est faite à 5,6 bar absolus et rien ne garantit (sauf des calculs) sa tenue jusqu'à 7 bar absolus : tenue signifiant pas de fuite à l'extérieur. La ruine est un état qu'il nous semble préférable d'éviter.

De plus, tant que les recombineurs d'hydrogène ne seront pas opérationnels, cela revient à se placer dans une situation où une simple déflagration due à l'hydrogène conduirait à dépasser la pression de ruine.

EDF a revu sa demande à la baisse et demande un seuil à 6 bar absolus pour l'ouverture du filtre à sable, seuil que nous contestons aussi.

Déchets

Le manque de site de stockage et un besoin d'assainissement des CNPE ont fait émerger ce sujet. À cet effet, des aires ont été créées sur les CNPE pour résoudre les problèmes d'entreposage de pièces radioactives (portions de canalisations, pièces métalliques, résines, ..), d'huiles usées, etc. **Ce sujet n'a pas été abordé dans nos réunions de travail au Blayais**, mais il existe, pas pour tous les déchets BLA1-VD2 évacués pour la plupart vers Soullaines (site de surface ANDRA), mais pour certains types de déchets sans filières d'évacuation.

D'ailleurs, lors de la 67^{ème} séance du CSSIN (juin 2003), il fut évoqué en ces termes : *"M. Sené remarque qu'EDF entrepose de plus en plus les déchets sur les sites des CNPE. M. Saint Raymond (ASN) indique que l'ASN proposera aux ministres le lancement d'un plan national des déchets radioactifs pour clarifier ces questions."*

Ce problème d'entreposage de déchets est une réalité. EDF a adopté une solution qui devra être incluse dans une politique générale que l'ASN est en train d'étudier.

La CLIN devra suivre cet "entreposage sur site" ainsi que les solutions envisagées pour le Blayais.

EN GUISE DE CONCLUSION :

Ce rapport ne s'applique qu'à Blayais 1 même si certains thèmes sont abordés de façon plus large et ne concernent pas seulement ce réacteur.

D'une façon générale, nous insistons toujours pour que les options techniques qui nous sont présentées voient leurs hypothèses explicitées et justifiées.

Si la phase d'explicitation commence à entrer dans les habitudes de travail, celle de la justification se limite encore trop souvent à une approche réglementaire.

Nous voulons insister sur un point : en quelques réunions et lecture de dossiers nous ne pouvons avoir qu'une vision fragmentaire d'une visite décennale. C'est pourquoi nous nous sommes attardés sur quelques points ayant besoin, à notre avis, d'un suivi particulier.

Ci-après, nous donnons une liste qui peut s'étoffer, mais, au moins pour les points actuels de cette liste un suivi de la CLIN nous semble indispensable :

Le suivi des actions post-inondation : rehaussement des protections, suivi des matériels non remplaçables (câbles de précontainte par exemple), etc.

La gestion des situations hors normes : tempête, froid extrême (moins de -10°C), chaleur excédant les 30°C, etc.

La gestion des combustibles neufs et usagés.

Le risque séisme.

Le décompte des situations dans la nouvelle nomenclature (révision G).

Le bilan des incidents et l'analyse de la composante radioprotection.

La création d'entreposage (stockage ?) sur les sites.

Le vieillissement de l'installation : remplacement de composants, suivi de l'enceinte, évolution de la cuve (fluence, défauts, ...) et radioprotection associée.

Au terme de ses inspections, la DRIRE a été conduite *"à conclure que l'état de l'installation est satisfaisant moyennant une réserve sur l'étanchéité des tubes de générateurs de vapeur."* Et l'ASN *"a donc autorisé le redémarrage du réacteur 1 de la centrale sous réserve d'un fonctionnement interdisant toute variation de puissance en fonction de la demande du réseau électrique et d'un contrôle renforcé des tubes de générateurs de vapeur à chaque arrêt."*

La CLIN doit aussi avec l'aide de la DRIRE suivre ce problème de GV.

Si nous ne partageons pas le point de vue d'EDF dans un certain nombre de cas, nous reconnaissons volontiers les efforts réalisés pour sécuriser les réacteurs, pour comprendre les phénomènes de vieillissement sous irradiation, pour diminuer la dosimétrie délivrée aux intervenants, pour analyser les incidents (mais nous aimerions avoir plus de détails sur les dits incidents).

Nous insistons sur cette analyse des incidents car la CLIN pourra y jouer un rôle important si les documents nécessaires lui sont envoyés.

En ce qui concerne les aspects mécaniques, l'empirisme domine et dans ce contexte, il est souhaitable de conserver des marges importantes de sécurité (ou d'ignorance). L'approche industrielle par courbe enveloppe semble convenir actuellement, mais nous regrettons la présentation de résultats sans une véritable mise en perspective des incertitudes.

C'est pourquoi il faudra être très prudent lors de l'élaboration des "nouvelles situations". Il est d'ailleurs essentiel de vérifier l'état des équipements avant de procéder à ces changements.

La VD2 de Blayais 1 s'est déroulée dans un climat d'échange d'informations satisfaisant.

	page
SOMMAIRE	
PRÉAMBULE	12
PLANNING	13
I- DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA VD2 BLA1	14
1- La description de la VD2	
2- Les enjeux	
3- Présentation de l'arrêt	
4- Caractéristiques du programme de modifications IPS	
Commentaire sur les GV, le combustible, la tenue aux séismes	
II- CONTRÔLES ET TESTS	18
1- Inspection de la cuve	
2- Épreuve hydraulique du circuit primaire	
3- Enceinte de confinement	
4- Autres contrôles	
III- PRINCIPALES CONCLUSIONS sur les contrôles de la VD2	23
1-Examen de la cuve	
2-Bilan des modifications IPS	
3-Programme de contrôle	
4-Epreuve enceinte	
5-Comptabilisation des situations	
6-Analyses des incidents	
7-Analyse des modifications	
*dosimétrie neutrons	
* criticité	
*Risque hydrogène	
*séisme	
*procédure U5	
IV- ANALYSE GSIEN	35
A- ASPECTS MÉCANIQUES	35
<u>Sûreté de la cuve d'un réacteur nucléaire</u>	
<u>vis-à-vis du risque de rupture brutale.</u>	
Mécanique de la rupture	
Fatigue	
Schéma méthode VPM et TPM	52
B- ASPECTS NEUTRONIQUES	53
B-I) Problèmes de criticité	53
B-II) Fluence, dpa, RTndt	54
C- ANALYSE DES INCIDENTS	71
ANNEXES	
ANNEXE 1	76
Présentation des résultats de la VD2	
Cuve	77
A-RÉSULTATS CUVE	77
B-Circuit Primaire	77
GV	80
Enceinte	82
C-Comptabilisation des situations	85
ANNEXE 2	89
Visites du réacteur	
ANNEXE 3	
Réponses aux questions GSIEN	
I DOSIMÉTRIE	91

II TIRANTS des butées du puits de cuve	92
III REMISE EN CONFORMITÉ suite aux inondations	93
IV DÉCHETS SOLIDES	95
V SÉISME	98
A-ASN	98
B-IRSN	101
C-Remise en état des cardans	103
VI DÉFAUTS À SUIVRE	104
ANNEXE 4	
Bilan des incidents	107
ANNEXE 5	
Définitions	
Examen non destructif	110
Fuites	112
Ressuage	114
Examen des situations	114
ANNEXE 6	
GLOSSAIRE	117

RAPPORT SUR LA VD2 de BLAYAIS 1

Gérard GARY, Monique SENÉ, Raymond SENÉ

Groupeement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire

PRÉAMBULE

La Commission Locale de Surveillance a confié au GSIEN le soin de faire une expertise de la deuxième visite décennale du réacteur 1 du site de Blayais (dénommée VD2 Blayais1 ou BLA1, dans la suite du texte), selon les termes d'une convention, reproduite ci-après :

2-1-Analyse du vieillissement des installations

Cette étude s'appuiera sur l'analyse critique des données produites par l'exploitant – dossier spécifique de la cuve y compris s'il existe - à l'occasion de la deuxième visite décennale de la tranches 1 et ce, dans les domaines suivants :

2-1-1-Etat de la 2^{ème} barrière

Étude de vieillissement, analyses des contrôles réalisés par l'exploitant, acceptabilité des résultats.

La cuve et les grappes de commandes

État des grappes de commande : examen.

État spécifique de la cuve du réacteur.

- 1) Examen des viroles de cuve, des éprouvettes de cuve, soudures et fluence intégrée.
- 2) Examen de la visserie et de tout composant des internes.
- 3) Résultats.

Le circuit primaire

État spécifique de la cuve du réacteur.

- 1) Examen des niveaux de sollicitation en fatigue des zones sensibles du circuit primaire.
- 2) Examen des soudures du circuit primaire et épreuve hydraulique.
- 3) Résultats.

Les générateurs de vapeur

État des générateurs de vapeur

- 1) Examen des faisceaux tubulaires des GV.
- 2) Examen des taux de fissuration.
- 3) Résultats.

Les lignes vapeur

État des lignes vapeur

- 1) Examen des tronçons des lignes vapeur dans l'enceinte.
- 2) Examen des tronçons protégés des lignes vapeur hors enceinte jusqu'aux vannes d'arrêt vapeur.
- 3) Examen des deux lignes d'implantation des soupapes de sécurité hors de l'enceinte.
- 4) Résultats.

2-1-2-Etat de la 3^{ème} barrière

Étude du programme de surveillance, analyses des contrôles réalisés par l'exploitant, acceptabilité des résultats.

Enceinte de confinement (tranche 1)

État de l'enceinte

Auscultation de l'enceinte et comportement mécanique du béton.

Surveillance de l'hydrogène.

- 3) Épreuve enceinte.
- 4) Résultats.

2-1-3-Analyse des incidents significatifs, de la conduite du réacteur, et des éventuels dysfonctionnements pouvant altérer la durée de vie des équipements.

Examen des événements significatifs.

2-2-Mise en évidence des lacunes ou incertitudes dans les données de la visite décennale sur le plan de la sûreté de l'installation.

L'analyse critique des données issues de l'expertise est susceptible de révéler des lacunes ou des incertitudes quant à la sûreté des installations. L'étude consistera en leur mise en évidence et en l'élaboration de recommandations scientifiques sous la forme de propositions à l'égard tant du suivi du vieillissement (points critiques notamment) des installations que du suivi des modalités de conduite du réacteur pouvant avoir un impact sur la durée de vie des équipements.

2-3- Planning

La tranche sera mise à l'arrêt le 21 décembre 2002, pour redémarrer selon un calendrier prévisionnel à la mi-mars 2003 (90 jours d'arrêt). Cette prévision est faite hors aléas matériels et sociaux.

Le GSIEN s'engage à produire son rapport final 1 mois après la dernière réunion de travail qui se situera à la

fin de la révision décennale, soit une remise du rapport final qui clôturera la prestation pour la fin avril 2003.
Le GSIEN a prévu la production d'un rapport intermédiaire qui sera présenté en comité de pilotage.
D'autre part, il est à prévoir une réunion de présentation de l'arrêt de tranche, dont le contenu sera défini entre le GSIEN et le CNPE.

PLANNING

Voici le planning de notre expertise telle qu'elle s'est déroulée :

- 5 décembre 2002** : rédaction de la convention
- 19 décembre 2002** : réunion sur le site du Blayais ; présentation de la visite décennale et visite de la digue
- 30 décembre 2002** : envoi des premiers documents
- 6 mars 2003** : réunion au Blayais avec visite du bâtiment réacteur
- 21 mars 2003** : réunion à Bordeaux avec la DRIRE
- 15 mai 2003** : réunion à Cap Ampère
- 16 mai 2003** : réunion à Cap Ampère
- juin 2003** : envoi des derniers documents
- 19 septembre 2003** : réunion avec EDF
- 9 octobre 2003** : présentation au Comité Scientifique

I- DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA VD2 DE BLA1

1- Les enjeux de la VD2

- Vérifier l'état des composants principaux (cuve, enceinte de confinement et GV)
- Réaliser les travaux de modifications suite aux réévaluations de sûreté
- Réaliser des travaux de maintenance lourde pour améliorer ou maintenir l'outil de production

2- Les chiffres clés de la VD2

-temps : 87 jours planifiés

- * 15 jours de travaux en Génératrice Inférieure (GI),
- * 12 jours passage de la MIS au niveau de la cuve,
- * 15 jours de travaux en GI.

Finalement, la VD2 a duré 129 jours suite à un mouvement social : la tranche 1 a été recouplée au réseau le 29 avril 2003.

-dose : 1850 mSv planifiés

1597 au terme de l'arrêt VD2 BLA1 (voir annexe 2 pour les détails).

*Le poste le plus pénalisant a été la logistique de chantiers, mais les prévisions étaient plus pessimistes (569) que la réalité (490)

*Un poste (chantiers particuliers dont bouchage des tubes GV) a dépassé les prévisions (249) pour 271 réalisés, mais la mise en évidence d'une fissure sur un tube du GV3 a conduit à une nouvelle vérification de ce GV, d'où cette sous-estimation des prévisions.

-Déchets

fûts en tôle : La production des déchets suite aux opérations de maintenance réalisées lors de la VD2 de la tranche 1 a conduit à la réalisation de 288 fûts en tôle représentant un volume de 55 m³ (voir détail en annexe 2).

Fin avril, le nombre de fûts stockés sur le site était de 743 fûts, l'objectif à atteindre est d'avoir moins de 300 fûts stockés en fin d'année.

Coques en béton : elles sont destinées à recevoir les déchets de procédés et les déchets technologiques. Pour les déchets de procédés, 2 filtres TEU (Traitement des Effluents usés) ont été produits en Janvier et 2 filtres TEU en Février.

Fin avril, 131 coques sont entreposées sur le site.

3 - Présentation de l'arrêt

ÉPREUVE ENCEINTE

Le top de mise en pression de l'enceinte a été donné le samedi 15 mars à 6h15. Le palier de 4 bars relatifs a été atteint le lundi 17 mars à 6h et enfin, la décompression du BR s'est terminée le mercredi 19 mars à 9h.

Le débit de fuite observé à la pression de 4 bars est de :

-2,67 Nm³/h $\pm$ 1 Nm³/h pour un critère de -15,9 Nm³/h (Nm³=m³ normalisés)

Le comportement mécanique de l'enceinte est satisfaisant et proche de celui obtenu lors de la VD1 et les examens réalisés avant et après EE sur la peau métallique d'étanchéité n'ont pas mis en évidence d'anomalie.

TENUE AU SÉISME DES RÉSERVOIRS :

"En situation de SDD, les efforts sont dus à la fois au chargement sismique et à l'état de la précontrainte ; les états effectifs de précontrainte relevés sur les ancrages des bâches ASG et les tirants des bâches PTR sont trop élevés, ils ont donc été repris."

Suite à la mise en place d'une nouvelle règle concernant les séismes (voir annexe 3), l'ASN avait demandé, à tous les sites, d'une part une revue des matériels pouvant ne pas répondre aux nouvelles normes et d'autre part la mise en œuvre des modifications le plus vite possible.

C'est donc dans ce cadre que sont revus les systèmes d'ancrage des réservoirs (bâches) ASG (relatifs aux GV) et ceux des bâches PTR.

CONTRÔLE DES ANCRAGES DES SUPPORTS DES TUYAUTERIES IPS

Conformément à la demande du parc, le contrôle de l'implantation des chevilles de type A2 des tuyauteries IPS a bien été réalisé en tranche 1, tranche classée pilote. Les contrôles par US de la profondeur des ancrages de ce type de chevilles ont fait apparaître une sous-implantation et conduit à l'ouverture de 6 fiches d'écart selon les modalités définies dans la DI 55 (DI = Directive).

Ces fiches permettront un suivi de la sous-implantation et de son évolution.

Aucune anomalie n'a été décelée au niveau des supports du circuit EAS intérieur enceinte (supports soudés)

4 - Caractéristiques du programme de modifications IPS

Extrait du document EDF (Principales modifications à intégrer lors de la VD2 de BLA1)

- Modifications programmées en lot VD2 :

Les modifications réalisées pendant ou autour des deuxièmes visites décennales sont programmées en "lot VD2". Cette politique de lotissement vise à maintenir un état de cohérence au niveau des modifications effectuées et à stabiliser les conditions d'exploitation sur de longues périodes.

Les modifications intégrées dans le lot VD2 contribuent :

- À mettre les tranches en conformité avec le référentiel défini à l'occasion du réexamen de sûreté des tranches.

- À obtenir des améliorations dans l'exploitation des tranches.

Le lot VD2 est constitué des modifications de 3 types :

*a) **Modifications qualifiées de fonctionnelles**, raison d'être des lots de modifications telles que la restructuration des alarmes en salle de commande, la ré-étude de la ligne de décharge RCV, l'isolement décharge RCV sur perte RRI...*

*b) **Modifications issues du réexamen de sûreté**, raison d'être du lot VD2 comme la qualification des matériels, la tenue au séisme des matériels non classés...*

*c) **Modifications non fonctionnelles** visant à améliorer l'état général des installations (sûreté ou disponibilité) intégrées au lot VD2 en vue de réduire le nombre de modifications PIS2 en dehors des VD : exemple, les modifications des supports...*

- Modifications classées en PIS2 :

En règle générale, les modifications classées en PIS2 (Programmation Individuelle Spécifique) sont non fonctionnelles ; elles sont réalisées pendant les VD2 ou pour certaines anticipées avec une cadence d'intégration généralement différente de celle du lot VD2.

Sont intégrées dans cette catégorie PIS2 :

- les modifications qui concernent la maintenance exceptionnelle, les gros composants, les prototypes ainsi que les modifications qui ne seront à réaliser que sur quelques tranches.

- les modifications qualifiées "d'Urgentes" ou déjà en cours de réalisation

*** Les gros dossiers IPS**

Quelques dossiers sont lourds en charge de travaux et/ou contraintes de réalisation :

- accroissement de la capacité d'alarmes en SDC
- remplacement des boîtes à eau des échangeurs RRA
- remplacement des orifices de détente RCV par une vanne réglante
- revêtement des puisards RIS/EAS

La réalisation des dossiers PAI a débuté lors des derniers arrêts et surtout hors arrêt durant l'année 2002

*** Volume des modifications à intégrer en VD2**

Sur un total de **71** dossiers de modifications programmées en VD2

- 55 modifications sont IPS

Les autres modifications se répartissent de la façon suivante :

- 5 dossiers ont un caractère non IPS

- 5 dossiers sont des soldes de modifications réalisées antérieurement

- 6 dossiers sont des modifications concernant l'amélioration de la disponibilité ou modifications mineures.

COMMENTAIRES

Combustible :

La recharge initialement prévue avec 24 UO2 et 16 MOX est en fait de 32 UO2 et 8 MOX.

Lors des contrôles du temps de chute des grappes, sur 5 assemblages, ce temps a été mesuré supérieur au critère.

Ces assemblages ne sont pas rechargés sous grappe pour la nouvelle campagne.

GV :

Un taux de fuite supérieur aux 2 autres GV décelé au GV3 lors de l'épreuve hydraulique, a conduit à une extension du programme des contrôles en branche froide du GV. Cet examen a entraîné une dosimétrie supplémentaire du personnel. Cependant aucun autre défaut n'a été mis en évidence, hormis celui déjà mis en évidence.

Mais la DRIRE a émis "*une réserve sur l'étanchéité des tubes de GV*" et l'ASN autorisé le redémarrage moyennant "*un contrôle renforcé des tubes de GV à chaque arrêt.*"

Les GV ont un taux de bouchage relativement équilibré et assez faible, moins de 6%.

Tenue séisme :

Une revue générale des supportages, des ancrages, des butées a été menée. Cela a conduit à l'ouverture de fiches de suivi. En effet, il s'agit pour toute une série de contrôles du point zéro (un peu tardif après 20 ans de fonctionnement). À défaut d'autre chose, ces contrôles serviront au moins de référence.

Le contrôle "*des tirants antisismiques de maintien des équipements de couvercle de cuve*" a été effectué. Il n'y a pas d'anomalie sur le réglage des tirants de BLA1. Cependant l'ASN (rapport 2002 page 295) déclare :

"En 2002 EDF a transmis à l'ASN la nouvelle doctrine de maintenance de ces matériels qui sont soumis à l'arrêté du 10 novembre 1999.

Après examen du retour d'expérience du précédent programme de maintenance, l'ASN a considéré que la conformité aux exigences fonctionnelles des DAB installés sur le parc n'était pas démontrée et que la programmation prévisionnelle des nouvelles actions de maintenance n'était pas acceptable.

La nouvelle planification des actions de maintenance des DAB transmises par l'exploitant en septembre 2002 fait l'objet d'une analyse par l'ASN."

Il s'agit d'un programme test, il faudra attendre l'avis de l'ASN sur le bien fondé de ce programme de maintenance.

La CLIN devra faire un suivi de ce problème de maintenance des DAB.

Solde des séquelles inondation :

Il reste encore à

- sauvegarder l'accès au site car la route est toujours inondable,
- s'assurer de la protection du site en cas d'événements exceptionnels externes : chaleur, incendie, etc.

- suivre le comportement mécanique de l'enceinte (déformation, tension des câbles,...). Car si sur BLA1 quatre câbles particuliers (dit sous graisse) sont effectivement accessibles et contrôlables, les autres câbles de contrainte de cette enceinte et la totalité des câbles des enceintes des trois autres réacteurs du site sont injectés au ciment. Ils ne peuvent être contrôlés en tension : on peut juste suivre l'état des bouchons. Ce sont ces quatre câbles qui servent de référence pour l'ensemble du site et malheureusement leurs têtes d'ancrage ont baigné dans l'eau de mer lors de l'inondation due à la tempête de décembre 1999.

Difficile pour le moment de se faire une idée sur l'impact de l'inondation ; EDF a mis en place un programme de suivi efficace, mais on ne peut conclure encore que tout est soldé. Tout est soldé au sens EDF c'est-à-dire qu'un programme de maintenance a été mis en place et qu'un suivi se fait à tous les arrêts de tranche.

Ce point devra faire l'objet d'un suivi fin par la commission locale.

II - CONTRÔLES ET TESTS

Les enjeux d'une visite décennale sont très importants. En effet, le suivi d'un réacteur comporte plusieurs volets (rapport de l'ASN –2002 page 266) :

Les réévaluations de sûreté,

- *Comparer le niveau de sûreté de l'installation à celui des paliers en exploitation les plus récents : c'est la phase dite "de réévaluation de sûreté", destinée à relever le niveau de sûreté des réacteurs en prenant en compte en particulier le retour d'expérience en exploitation, l'amélioration des connaissances, et en utilisant des méthodes et des outils d'analyse (nouveaux codes, études probabilistes). Cette phase conduit généralement à des modifications en profondeur des installations dont les principes sont examinés par le Groupe Permanent d'experts et qui sont mises en place lors des visites décennales.*

Les examens de conformité,

- *S'assurer que l'installation demeure conforme à son niveau initial, et donc vérifier que les exigences sur lesquelles repose l'autorisation d'exploitation sont toujours satisfaites : c'est la phase dite "examen de conformité" dont le but est d'identifier les éventuelles dégradations ou points faibles nécessitant des compléments d'analyse, de nouvelles justifications ou des modifications de l'installation.*

Les visites décennales,

3 points sont incontournables :

- contrôle de la cuve,
- épreuve hydraulique du circuit primaire,
- surveillance de l'enceinte de confinement.

Ce sont quelque 2764 zones et/ou repères qui ont été contrôlés

Et, de plus, certains programmes sont mis en œuvre : réévaluation de la tenue aux séismes des équipements IPS, suite de l'inondation de 1999 (spécialement au Blayais), protection contre l'incendie, lutte contre l'incendie, etc.

L'ASN a suivi la VD2 et les inspecteurs ont effectué plusieurs visites du site. Le site a aussi été soumis à une inspection de revue dont voici les conclusions :

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a mené une inspection de revue sur la centrale du Blayais, du 2 au 6 juin 2003.

Cette inspection portait sur la réalisation des secondes visites décennales de maintenance des réacteurs 1 et 2 (la centrale du Blayais comporte 4 réacteurs).

L'équipe d'inspection était composée de 7 inspecteurs de l'ASN, de 4 experts de l'IRSN et d'un inspecteur stagiaire. Ces inspecteurs provenaient des différentes entités de l'ASN, à savoir des divisions de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) de Bordeaux et de Lyon, de la direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, et du bureau de contrôle des chaudières nucléaires.

Les inspecteurs, répartis en plusieurs équipes, ont examiné les thèmes suivants :

- organisation du site et management de la sûreté lors des arrêts de réacteurs pour maintenance et rechargement en combustible ;*
- mise en œuvre des programmes d'essais et de maintenance ;*
- réalisation des modifications des installations et suites données à l'examen de conformité des installations ;*
- application de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif au suivi en exploitation de la chaudière nucléaire ;*
- organisation de la radioprotection et mise en œuvre de la démarche ALARA.*

Les inspecteurs ont été accueillis dans de bonnes conditions par l'exploitant qui avait fortement investi dans la préparation de l'inspection et la disponibilité de ses agents.

Les principales conclusions en sont les suivantes :

- la réalisation des opérations de contrôle et de maintenance des secondes visites décennales est fondée sur de bonnes pratiques, mais ces pratiques reposent toutefois davantage sur les savoir-faire et l'expérience des agents que sur des organisations structurées et formalisées ;*
- la coordination et l'harmonisation du fonctionnement des différents services du site est encore perfectible ;*
- malgré les améliorations constatées, la tenue des installations doit encore beaucoup progresser pour atteindre le niveau d'exigence requis par les standards internationaux ;*

L'ensemble des demandes de correction et les observations de l'ASN feront l'objet d'une lettre à l'exploitant qui sera publiée sur le site de l'autorité de sûreté dès son envoi à EDF.

L'exploitant devra prendre en compte, certaines de ces demandes et observations pour le redémarrage du réacteur 2 et les autres pour la préparation de la visite décennale du réacteur 3 programmée en 2004.

Commentaire

Dans Contrôle n° 153, page 5 la DRIRE précise sur quels points a porté plus particulièrement son attention :

- "-l'organisation mise en place par EDF pour piloter l'ensemble des opérations,*
- les résultats des contrôles réalisés par des méthodes d'examen non destructifs,*
- les tests de résistance à la pression du circuit primaire et d'étanchéité de l'enceinte de confinement,*
- la qualité des interventions effectuées par des entreprises prestataires et leur surveillance par l'exploitant,*
- l'intégrité du combustible nucléaire et celle du circuit de refroidissement primaire,*
- la radioprotection et la sécurité des travailleurs,*
- l'absence de conséquence sur l'installation du mouvement social qui s'est développé à l'occasion de cette visite décennale.*

Le bilan des opérations de maintenance et contrôle réalisées par la DRIRE a conduit à conclure que l'état de l'installation est satisfaisant moyennant une réserve sur l'étanchéité des tubes de générateurs de vapeur"

Selon sa conclusion, les inspections de la DRIRE ont porté des fruits.

Cependant les problèmes de suivi des chantiers et de prise en charge des entreprises prestataires sont souvent évoqués et l'inspection d'EDF le souligne aussi.

Un point important est d'ailleurs explicité dans le rapport 2002 de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection : "... le manque de surveillance de leurs travaux. J'ai été surpris de voir à quel point de nombreux prestataires étaient demandeurs de davantage de contrôle et de surveillance afin, d'une part, de leur éviter de faire fausse route et de redresser leurs éventuelles dérives et, d'autre part, de pouvoir évaluer objectivement la qualité de leurs travaux, un des critères déterminant pour le choix du mieux-disant."

1- INSPECTION DE LA CUVE (voir schéma en annexe 1)

a) Le contrôle avec l'outillage MIS (Machine Inspection en Service) des soudures des viroles de la cuve et des soudures cuve/tuyauteries du CPP pratiqué au titre du PBMP-AM-411.01 a été effectué. Il est dénombré 10 fiches de suivi d'indication.

- 2 indications, dans les soudures d'embout des tubulures,
- 6 indications hors soudures dans la calotte fond de cuve (défauts de forgeage lors de l'élaboration des lingots),
- 2 indications soudure B/C1

Aucune indication à caractère plan n'a été décelée en zone cœur lors des VD1 et VD2. Les indications mentionnées font l'objet d'un suivi et aucune de ces indications ne présente d'évolution depuis les visites antérieures.

Lorsqu'une fiche de suivi est établie, un contrôle est effectué selon un calendrier pré-établi, au moins décennal.

Il n'y a aucun défaut en zone cœur. Les résultats du Programme de Suivi Irradiation (PSI) conduisent EDF au diagnostic : **"La cuve du Blayais 1 est apte pour au moins 40 ans"**.

b) mise en place de capsules

Extrait du rapport EDF: *"Dans le cadre de la stratégie durée de vie des cuves, nous avons introduit deux capsules d'irradiation repères W et X en lieu et place de U et Z ; ces capsules qui resteront en cuve de 14 à 16 ans permettront d'avoir une projection du comportement de la cuve au-delà de 40ans."*

Commentaire

a) Rappelons que l'autorisation donnée à BLA1 est valable pour les 10 ans à venir. Le réacteur devra subir un nouvel examen en 2012.

Par ailleurs nous pensons qu'il serait plus judicieux de donner la fluence que peut éventuellement supporter la cuve. En effet, cette fluence est le bon paramètre et elle peut varier selon les assemblages placés dans le cœur (MOX ou UOX) et leur taux de combustion. Elle dépend aussi des protections de la cuve (lame d'eau, ...) donc de l'agencement des combustibles. Dans ces conditions la durée de vie du réacteur pourrait être raccourcie ou allongée.

b) L'information que les quatre capsules apportent pour une extrapolation à 40 ans est entachée d'une incertitude importante, compte tenu du changement de gestion du cœur. Les nouvelles vont donner une information extrapolée à 40 ans d'un mode de fonctionnement correspondant à celui en MOX qui a été mis en œuvre en 1996 ou bien à un nouveau démarré en 2003.

2-ÉPREUVE HYDRAULIQUE DU CIRCUIT PRIMAIRE PRINCIPAL (CPP)

Voici les résultats de l'épreuve :

- le débit total de fuite était de 65,98 l/h pour un critère de 230 l/h.
- le débit de fuite non identifié était de 45,51 l/h pour un critère de 50 l/h."

Ce débit de fuite, certes en dessous du critère 50l/h pour fuite non identifiée, a conduit EDF à engager des vérifications complémentaires. Il a alors été mis en évidence une fuite au niveau GV.

"Les débits de fuite au niveau des faisceaux tubulaires des GV, collectés par le dispositif APG à la pression de 155 bars, s'établissent aux valeurs suivantes :

- GV n° 1: 1,4 l/h ,
- GV n° 2: 6 l/h ,
- GV n° 3: 12 l/h.

Une visite du GV 3 a donc été programmée : cette visite a permis la mise en évidence d'"un défaut longitudinal de longueur libre = 13 mm en Branche Froide (BF) du GV3" mais aucun autre défaut n'a été repéré.

Cependant la DRIRE a recommandé un suivi, à chaque arrêt, des tubes de GV.

3- ENCEINTE DE CONFINEMENT

Avant le test enceinte, il a été procédé à un relevé des anomalies (cloquages) de la peau de l'enceinte, et une vérification a été faite pour suivre leur évolution, après épreuve.

Évolution du taux de fuite de l'enceinte (51350 m³)

	Taux en %/j	débit (Nm³/h)
Avant mise en service	0,016	1,59
VC1	0,009	0,9
VD 1	0,016	1,59
VD2	0,027	2,7

Contrôle de l'étanchéité

L'étanchéité de l'enceinte est régulièrement suivie au cours de la vie de l'ouvrage par :

- des essais « complets » lors de l'épreuve pré opérationnelle, du premier rechargement et des visites décennales comprenant :

- un essai global de type A (taux de fuite global de l'enceinte et de ses composants à la pression de calcul de l'enceinte)
- des essais partiels de type B (fuites locales à travers les pénétrations singulières)
- des essais partiels de type C (fuites des organes d'isolement)
- des essais partiels plus fréquents portant sur les éléments les plus critiques (pénétrations)

Le taux de fuite en fonctionnement normal ne doit pas excéder 5 Nm³/h.

Comportement mécanique

Aucune anomalie dans l'évolution du comportement mécanique de l'enceinte depuis sa construction.

Comportement mécanique satisfaisant lors des différents essais de résistance.

Contrôle de la peau métallique

Une inspection visuelle de l'ensemble du parement interne de l'enceinte (densité de cloquage, soudures, corrosion) a été faite, avant épreuve.

Une auscultation plus précise sur 5 tôles de référence (position des cloques, amplitude, mesure d'épaisseur de la tôle par US)

Puis il a été noté l'évolution de l'état de la peau métallique sous l'effet :

- du retrait fluage et des contraintes thermiques (vieillissement) avant épreuve,
- de l'épreuve (sollicitations de pression et dégonflage) après épreuve

4- AUTRES PRINCIPAUX CONTRÔLES

- **Les générateurs de vapeur** : tubes, boîtes à eau,

Le programme des contrôles par courant de Foucault sur les GV s'est terminé le 12/03/03 sur le GV2 .

Suite au programme de contrôle réalisé, le bouchage des tubes se répartit de la façon suivante :

20 tubes sur le GV 1

7 tubes sur le GV 2
33 tubes sur le GV3

Suite à la découverte d'un défaut longitudinal de longueur libre = 13 mm en Branche Froide (BF) du GV3, il a été décidé de procéder à une extension du programme de contrôle ; l'ensemble des tubes côté BF de ce GV ont été contrôlés par Sonde Tournante longue (STL). Aucun autre défaut n'a été découvert.

- Le programme de suivi consécutif à la tempête de fin 1999

Lors de la tempête de décembre 1999, le site du Blayais a été partiellement inondé.

Pour mémoire :

- environ 100000 m³ d'eau sur le site,
- environ 80 locaux inondés,
- 4 mois et demi de travail pour changer l'électronique et tout ce qui avait séjourné dans l'eau et pouvait être corrodé,
- 1,8 millions d'euros (sur 10,8 budget total tempête),
- 600 hommes x jours

Les résultats de la surveillance durant les 2 ans qui ont suivi la remise en état "*confirment l'absence de dégradation des matériels concernés*" et "*la disponibilité des matériels est donc considérée comme définitivement acquise*"

De plus une série de contrôles non destructifs ou END "*confirment l'absence de Corrosion Sous Contrainte pour tous les matériels faisant l'objet d'une surveillance complémentaire.*"

Il s'agit de contrôle par échantillonnage de certains matériels tels des assemblages par brides des pompes RIS et EAS, la goujonnerie EAS de la double enveloppe et les tuyauteries sous les clinquants des supports RIS.

Les dernières expertises ont donc été réalisées lors de la VD2 et pour EDF le problème est soldé.

La CLIN devra tout de même se soucier des suites encore possibles de cette inondation.

III- PRINCIPALES CONCLUSIONS sur les contrôles de la VD2

1-EXAMEN DE LA CUVE

Il n'y a aucun défaut critique pleine virole sur la cuve BLA1. Elle est donc, au sens EDF, qualifiée pour 40 ans. De fait l'autorité de sûreté impose une nouvelle vérification en VD3 avant de statuer.

Par contre, suite aux contrôles, un certain nombre d'indications ont été détectées.

Indications dans les viroles et joints soudés (voir schéma annexe 1)

Soudure/viroles	date	azimut cuve en °	
B/C1 ext soudure	92/03	188,48	revu en 2003 sans évolution
B/C1 vol/int soudure	92/03	93,08	revu en 2003 sans évolution
F	92/03	177,72	revu en 2003 sans évolution
F	92/03	184,16	revu en 2003 sans évolution
F	92/03	194,52	revu en 2003 sans évolution
F	92/03	196,32	revu en 2003 sans évolution
F	92/03	160,62	Pas d'évolution
F	92/03	182,67	Pas d'évolution

Indications dans les soudures tubulaires/embouts

Soudure/tubulures	date	azimut tubulure en °	
S10G1	92	183,3 et 187,3	revu en 2003 sans évolution
S10H3	92/03	68,4	pas d'évolution

Le bilan des analyses de nocivité permet à EDF de conclure "*Les défauts révélés par l'inspection en service de la cuve de BLA1 lors de la VC20/02 sont stables en toute catégorie de situation pour 40 ans d'exploitation.*".

La stabilité pour 40 ans peut-être mais l'autorisation ... Il faudra tout de même attendre les résultats des examens de la VD3 en 2012.

2- BILAN DES MODIFICATIONS IPS

Sur un total de 71 dossiers de modifications programmées en VD2

- 55 modifications IPS

Les autres modifications se répartissent de la façon suivante :

- 5 dossiers ont un caractère non IPS

- 5 dossiers sont des soldes de modifications réalisées antérieurement

- 6 dossiers sont des modifications concernant l'amélioration de la disponibilité ou modifications mineures.

Des fiches de suivi permettent de suivre l'évolution éventuelle de la nocivité d'un défaut décelé lors des contrôles.

3- PROGRAMME DE CONTRÔLE

Voici le programme de la VD2 tel qu'il est résumé par EDF dans son document (bilan VD2)

Les PBMP concernés sont les suivants :

-Cuve des réacteurs 900MW

-Tuyauteries auxiliaires et lignes de faible diamètre des paliers 900MW

-Tuyauteries primaires principales des paliers 900MW

-Volute de la pompe primaire 900MW

-Partie primaire du GV hors faisceau tubulaire

-Pressuriseur du palier 900MW

Les parades de l'analyse de risques liées à la manutention combustible (REX-Dampierre) seront reconduites pour le rechargement conformément aux documents en référence

4 - ÉPREUVE ENCEINTE

Conception de l'enceinte :

-*En conditions normales*

*fonctionnement normal (charges permanentes, surcharges, sollicitations climatiques normales)

*séisme normal admissible (DSD)

*APRP (Pmax = 4 bar relatifs ou 5 bar absolus, T max = 140 °C)

*épreuve à froid (1,15 Pmax = 4,6 bar relatifs ou 5,6 bar absolus)

-*En conditions majorées*

*séisme majoré (SDD)

*APRP + séisme majoré

*charges climatiques exceptionnelles

*projectile (Lear jet, Cessna, morceau de turbine)

*explosion

*rupture de tuyauterie secondaire

La pression de ruine (tenue mécanique et étanchéité) a été évaluée à 8,5 bar absolus moyennant le remplacement des vis de fermeture du TAM (Tampon Accès Matériels)

Réponses EDF sur le suivi des déformations enceinte et dôme :

A- Suivi de la peau métallique et des cloquages

À la suite de la VD2 de FES 1 il avait été conclu à la nécessité d'effectuer un suivi de la peau d'étanchéité. Pour réaliser un tel suivi il faut réaliser un contrôle des tôles formant

cette peau. Au Blayais, un premier relevé partiel des cloquages de la peau interne avant et après épreuve a donc été mis en œuvre.

CARTOGRAPHIE DE LA PEAU MÉTALLIQUE DU BR1

1) Synthèse générale des contrôles

Les relevés des déformations des tôles constitutives du gousset (tôles C) et du fût (tôles V) ainsi qu'un constat visuel des tôles du dôme du bâtiment-réacteur effectués lors de la VD2 de la tranche 1 constituent la **cartographie point zéro de la peau métallique** d'étanchéité de ce BR.

5 tôles de référence ont été choisies en fonction de leur position altimétrique, de leur accessibilité, des points singuliers, des relevés effectués avant EE (les plus cloquées), Le bilan global des constats effectués avant et après EE est donné en Annexe 1 pour les tôles du bâtiment et du dôme :

En conclusion *"on pourra noter que les relevés effectués après l'EE l'ont été entre 1 et 5 jours après l'ouverture du bâtiment-réacteur et compte tenu de ce délai rapide, l'augmentation du taux des cloquages constatés toutes tôles confondues est cependant inférieur à 1%. (1,2% sur les tôles de référence)*

L'ensemble des relevés dimensionnels et photographiques réalisés lors de cette VD2 consigné dans le RFI constitue le " point zéro " auquel il sera fait référence."

2) déformation du dôme

Pour suivre les contraintes dans le béton du bâtiment réacteur, celui-ci est notamment équipé de 20 témoins sonores (TS) et de 18 Thermocouples (TC) situés dans la jupe et le dôme du BR.

Les témoins sonores (extensomètres) sont groupés par deux et sont associés à un thermocouple. Cet ensemble constitue un "point de mesure". Dans le fût et le dôme de l'enceinte à un point situé côté intrados correspond un point situé côté extrados.

L'ensemble des relevés est effectué à partir du puits d'auscultation où sont regroupés les coffrets de mesures des témoins sonores et des thermocouples.

Commentaire :

L'épreuve enceinte a été conduite par une entreprise prestataire avec compétence.

La vérification de l'état de la peau interne a conduit à la définition de 5 plaques témoin. Les mesures réalisées lors de cette VD2 serviront de "point zéro"

L'essai décennal d'étanchéité de l'enceinte n'est pas le seul test qui permet de s'assurer de la bonne santé de l'enceinte de confinement.

5 - COMPTABILISATION DES SITUATIONS

Si on compare Fessenheim (situations avant révision) et Blayais (situations après révision), on constate :

174 situations au Blayais contre 171 à Fessenheim.

63 sont identiques entre Fessenheim et le Blayais.

Il n'y a pas recouvrement total entre les situations ce qui rend la comparaison difficile.

Contrairement à Fessenheim, aucun dépassement n'est mis en évidence entre les situations calculées et les situations dénombrées, mais :

5 situations sont à	30%
2 situations sont à	33%
1 situation est à	35%
2 situations sont à	39%
1 situation est à	40%

2 situations sont à 42%
1 situation est à 60%

9 situations (60, 2 x 42, 40, 2 x 39, 2 x 33, 30) concernent les "piquages du CPP",
3 situations (3 x 30) concernent les transitoires du CPP,
2 situations (30 et 35) concernent les incidents courants de fonctionnement.
EDF peut donc écrire **"le bilan de la comptabilisation des situations selon la révision G ne met pas en évidence de dépassement du nombre d'occurrences"**.

Mais rappelons certains points de la conclusion de notre analyse "Aspect mécanique"

Le domaine de la fatigue n'est pas encore parfaitement maîtrisé comme l'ont prouvé les dommages observés sur certaines centrales dans des piquages des circuits connectés au circuit primaire après un très petit nombre de cycles de fonctionnement. Cet exemple montre que la cause principale du problème était une sous-évaluation du chargement.

C'est peut-être dans cette direction qu'il faut d'abord rechercher à améliorer la sûreté. Que dire par exemple des chargements à faible amplitude et très grand nombre de cycles qui pourraient être négligés, la notion de limite d'endurance ne pouvant tenir compte que d'un nombre de cycles d'essais nécessairement limité. Un pas modeste dans ce sens entrepris par l'exploitant consiste à augmenter d'une décade le nombre de cycles servant à établir la courbe de référence (dite "du code")

6 - ANALYSE DES INCIDENTS

L'étude des incidents, loin d'être une mise en cause de l'exploitant, voire du concepteur, peut être un outil permettant :

- de mettre en évidence un manque dans le fonctionnement humain de la centrale,
- de démarrer un programme d'investigation concernant la sûreté,
- de mettre en évidence un vieillissement soudain...
- de faire de la prévention, dans tous les cas.

En effet, l'analyse met en évidence les points communs des incidents et permet la rédaction de consignes plus adaptées, la mise en place de maintenance préventive, la découverte de matériels fragiles, la révélation d'une erreur de conception...

Les incidents classés niveau 0, sont d'ailleurs très instructifs et doivent être analysés avec autant de soin que les incidents de niveau plus élevé. Ils peuvent permettre de mettre en évidence des erreurs que l'on peut corriger ce qui évite d'enclencher un incident plus grave. L'analyse des incidents par plusieurs instances dont la CLIN permet de mieux prévenir le problème et, s'il arrive éviter qu'il se reproduise.

La CLIN peut avoir un apport très intéressant dans le décryptage des causes et du déroulement incidentels, mais pour cela, il faut qu'elle ait accès à plus de détails que les communiqués laconiques d'EDF ou de l'ASN.

L'Inspecteur Général (rapport 2002) s'inquiète de la répétition d'incidents : *"Une volonté existe de tirer parti de l'expérience des autres, et les réalisations sont encourageantes. Un*

retour d'expérience pourtant bien formalisé et diffusé n'a cependant pu éviter que des domaines où s'étaient produits des incidents sérieux ne soient à nouveau concernés. En maintenance, certains aléas, connus comme répétitifs, appellent des réponses plus méthodiques." Il ajoute "J'ai observé sur un site étranger, que pour les opérations de maintenance répétitives, il était tenu à jour un catalogue des événements fortuits déjà maintes fois observés, avec en regard la conduite à observer et les dispositions palliatives. En la matière, les entreprises prestataires régulièrement impliquées dans les opérations précitées et intervenant sur plusieurs sites **sont dépositaires d'une partie de l'expérience. Leurs intervenants sont peu sollicités pour en faire mention**, sans doute en partie à cause de la disparité des organisations entre sites." (soulignement GSIEN)

Il termine "En conclusion, je considère que les constats précédents sont décevants, au regard de l'expérience accumulée (venant de France et d'ailleurs) et des efforts accomplis par les services centraux pour rassembler et analyser les faits, et ensuite pour formaliser et mettre à dispositions les enseignements correspondants."

C'est pourquoi nous insistons sur la nécessité de faire participer la CLIN à l'analyse des incidents. Son apport peut être très intéressant pour améliorer la sûreté du site.

7- ANALYSE DES MODIFICATIONS

EDF effectue son retour d'expérience selon 4 axes

- 1) La remise en cause de la conception initiale (ou dispositions constructives)
- 2) Les faits techniques ne remettant pas en cause les dispositions constructives
- 3) Les difficultés rencontrées au cours d'essais de qualification
- 4) Les difficultés de chantier

Notre questionnaire sur le retour d'expérience est différent. C'est pourquoi nous allons énumérer les problèmes qui, à notre avis, doivent encore faire l'objet d'études.

Dosimétrie neutrons

Les dosimètres neutrons actuels présentent un défaut majeur, une réponse très inhomogène en fonction de l'énergie des neutrons.

Il a été vérifié que sur les postes de travail du bâtiment combustible, lors du chargement des châteaux de transport du combustible usé, les champs de rayonnement neutronique étaient fortement inhomogènes en énergie et en fluence, conduisant à de fortes variations de l'équivalent de dose neutron en fonction de la localisation.

Donc les mesures des doses aux personnels sont entachées d'une très importante erreur.

Cette situation va empirer avec l'utilisation des combustibles pouvant atteindre de hauts taux de combustion (CYCLADES pour Fessenheim et Bugey, GARANCE pour Blayais 1 et 2). Quant à la gestion "Parité MOX", dans le rapport 2002 de l'ASN, il est précisé " l'ASN a formulé ses remarques sur la faisabilité de la gestion "Parité Mox" en septembre 2002. Ce courrier mentionne notamment la nécessité de qualifier les chaînes et les codes de calcul utilisés dans la démonstration de sûreté préalablement à la mise en œuvre de cette gestion."

Il est donc urgent de prendre la mesure du problème et la CLIN devra le suivre.

D'ailleurs ce point est une préoccupation de l'Inspecteur Général (Rapport 2002) :

"La dosimétrie neutrons de nos intervenants mériterait un sérieux effort de gestion et de rigueur. Cette dosimétrie résulte principalement des opérations de manutention du combustible nucléaire. La dispersion des résultats entre sites ne peut pas être uniquement corrélée à la réalité de l'activité industrielle et tient à d'autres facteurs (techniques de mesure, gestion des doses)."

Une note de l'OPRI a fait le point sur la dosimétrie neutron en 2000 :

"Aucun dosimètre existant sur le marché ne répond parfaitement aux normes, ce qui justifie, d'une part, la mise en œuvre d'une surveillance d'ambiance sur les lieux de travail, en parallèle avec la dosimétrie individuelle, et, d'autre part, la poursuite des recherches pour la mise au point de nouveaux détecteurs.

(...)

Les travailleurs susceptibles d'être exposés aux neutrons en France sont au nombre de 16000 soit moins de 10 % de l'ensemble des travailleurs exposés aux rayonnements ionisants."

(.....)

"Pour la majorité des installations connues, la dose-neutron n'apporte qu'une contribution faible à la dose totale reçue par les travailleurs exposés. Toutefois dans quelques installations du cycle du combustible nucléaire, la composante neutron peut atteindre 50% de la dose totale."

(...)

" Un premier détecteur répondant aux spécifications des normes a été mis au point et devrait être commercialisé d'ici le début de l'année 2001. Un second détecteur est également à l'étude en vue de disposer dans les prochaines années d'une nouvelle génération de dosimètres, encore plus élaborés."

Notre questionnement sur la problématique de la détection neutronique perdure et nous souhaitons que ce problème délicat soit résolu. Selon le rapport d'activité du DPHD de l'IPSN (année 2000 et 2001) des travaux sont en cours mais ne semblent pas encore avoir abouti à un appareillage produit industriellement et disponible sur le marché

Où en est-on en 2003 ?

Criticité

Lors de l'analyse de la VD2 de Fessenheim, nous avons posé des questions sur les problèmes de criticité, questions recoupant les préoccupations de l'ASN concernant le retour d'expérience suite à l'accident de TOKAI MURA

Comme pour la dosimétrie neutron, le GSIEN persiste à penser que le problème "criticité" a été trop longtemps insuffisamment pris en compte parce que l'on pensait qu'il était sans objet. Cependant les échanges que nous avons eus avec les spécialistes d'EDF sur le sujet nous ont conduit à reposer nos questions.

En effet, le changement des combustibles (enrichissement plus élevé en uranium 235, présence de plutonium dans les MOX) a conduit à l'obligation de revoir non seulement la manutention et l'entreposage des combustibles neuf mais aussi le problème des combustibles usés. L'incident de Dampierre (mauvais positionnement des assemblages dans le cœur lors d'un chargement) a conduit aussi à revoir les règles de chargement-déchargement des assemblages combustible.

Risque hydrogène

Dans le rapport de la VD2 de FES 1, nous avons posé des questions à propos du risque hydrogène, questions récurrentes qui, avaient déjà été posées lors de la première visite décennale en 1989 et qui étaient restées sans réponse satisfaisante. Nous les rappelons parce qu'elles sont toujours d'actualité puisque la fin de l'installation des recombineurs n'est pas prévue avant 2007.

Pour le Blayais, la réponse est la suivante :

En ce qui concerne l'installation de recombineurs catalytiques dans le BR.

Dans la situation d'un accident grave avec fusion du cœur, le dégagement d'hydrogène pourrait conduire à une explosion portant atteinte à l'intégrité de l'enceinte de confinement.

Afin de réduire les conséquences d'un tel accident EDF s'est engagé auprès de l'Autorité de sûreté à équiper ses installations de recombineurs auto-catalytiques passifs d'hydrogène.

La date prévisionnelle de cette modification à Blayais se situe à partir des arrêts de tranche de 2005.

De nouveau nous conseillons à la CLIN. du Blayais de suivre cette question à laquelle l'établissement EDF semble indifférent depuis de nombreuses années.

Séisme

Ce point n'a pas été vraiment abordé pendant la décennale même si un certain nombre d'actions relève de ce point (voir en annexe 3).

Nous avons posé plusieurs questions concernant :

-L'état des butées et tirants du puits de cuve (voir annexe)

-Le contrôle et la mise à niveau éventuelle des cardans des vannes IPS

Voici un extrait de la note ASN (texte complet en annexe)

"En cas de séisme de forte intensité, il existe un risque de déboîtement des cardans des commandes à distance concernées, ce qui pourrait entraîner la perte d'opérabilité des robinets associés.

L'ASN a demandé à EDF de mettre en œuvre, dès le prochain arrêt pour maintenance et rechargement des réacteurs concernés, les mesures nécessaires à l'élimination du risque de déboîtement pour l'ensemble des robinets IPS dont l'opérabilité est requise en cas de séisme.

La date limite de remise en état des matériels a été fixée au 31 août 2004.

En ce qui concerne BLA1, voici l'état de la question :

"Sur quatre robinets, les contrôles visuels effectués fin 2002 (tranche en fonctionnement) sur les cardans visibles représentent 100% des contrôles prévus et ont permis de déceler la non-possibilité d'un déboîtement en cas de séisme (EAS et RIS).

Sur les sept autres robinets, les contrôles déjà effectués sont partiels. En effet, les parties non visibles des cardans ou nécessitant démontage (cardan situé dans voile de béton, mur biologique, cardan dans soufflet) n'ont pas été contrôlées à ce jour et les données ne sont pas suffisantes pour se prononcer sur l'opérabilité des vannes en cas de séisme.

L'ensemble du contrôle sera donc repris lors de l'arrêt pour rechargement en début 2004."

Donc affaire à suivre par la CLIN.

Procédure U5 ou dispositif d'ouverture de la vanne de dépressurisation de l'enceinte à travers le filtre à sable.

Rappelons la définition EDF qui nous avait été donnée lors de la VD2 de FES 1 :

"Le filtre à sable est une installation destinée à permettre, en cas d'accident grave conduisant à une montée de pression dans le bâtiment réacteur, de faire chuter cette pression par une décharge à l'air libre via un filtre à sable situé à l'extérieur de ce bâtiment. Cette opération serait exécutée par l'ouverture d'une vanne à manœuvre manuelle située à l'extérieur du bâtiment réacteur.

Tant que la vanne n'a pas été ouverte, le conduit n'est pas contaminé. Mais une fois l'ouverture effectuée, les gaz transitant par cette vanne étant très fortement chargés de produits radioactifs, la vanne devient un objet irradiant interdisant son approche. Or la fermeture de cette vanne est indispensable pour assurer le confinement du bâtiment."

Lors de la réunion de travail du 16 mai 2003 à Cap Ampère, la définition a été précisée :

-décompression filtrée de l'enceinte de confinement en cas d'accident grave avec fusion du cœur,

-protection des populations en cas de montée lente en pression dans l'enceinte de confinement suite à un tel accident par ;

*limitation de la pression dans l'enceinte de confinement pour en conserver l'intégrité.

*filtration des rejets effectués (préfiltre métallique + filtre à sable)

Cette procédure n'est pas envisagée avant un délai réglementaire de 24 heures. Nous ne sommes pas du tout en accord avec cette procédure

En effet nous avons déjà signalé dans le rapport de la VD2 de FES 1 :

"Les dernières analyses de l'IPSN, suite aux expérimentations Phébus (FPT-0 et FTP-1) montrent la nécessité de revoir les hypothèses sur la vitesse de production d'hydrogène en cas d'accident (pic de production environ 3 heures après le début de la séquence accidentelle). Ces résultats rejoignent la constatation qui avait été faite lors de l'accident de Three Mile Island (explosion hydrogène dans l'enceinte 10 heures après le début de l'accident) et contredisent la "doctrine française" ne prenant en compte qu'un processus lent de production d'hydrogène (pouvant s'estimer en jours)". Rapport VD2 FES1

Il faut noter que dans son rapport 2002 l'ASN écrit :

"l'autorisation d'ouverture du filtre U5 intervient, après un délai d'au moins 24h suivant le début de l'accident lorsque la pression dans l'enceinte atteint le seuil de 5 bar absolus. Ce délai permet de laisser aux autorités compétentes un temps suffisant pour la mise en œuvre avant ouverture du dispositif de décompression-filtration, des mesures éventuelles de protections des populations et de bénéficier d'une diminution suffisante de la quantité d'aérosols dans l'enceinte par décroissance radioactive et surtout par redéposition de façon à limiter les rejets à l'extérieur.

Il nous semble que, en 2003, année où les recombineurs d'hydrogènes ne sont pas encore implantés, cette façon d'opérer permet de contourner la non-accessibilité de la vanne d'ouverture au moment où il s'avérerait indispensable de la manœuvrer. En effet, en conditions accidentelles, il pourrait être nécessaire de décompresser l'enceinte pour ne pas atteindre ou même dépasser son seuil de ruine en cas d'explosion déflagrante d'hydrogène.

Les calculs de dose aux opérateurs, pour une ouverture au bout de 24h, bénéficient de facteurs d'atténuation importants (décroissance radioactive des radio-isotopes à vie courte – famille des iodes (127 stable, 128 à 141 entre qq. minutes à 8 j et 16 millions d'années pour le 129) -, dépôts sur les parois, ...).

Afin de prendre en compte une ouverture plus précoce, il nous paraîtrait judicieux de reprendre les codes de calcul pour divers délais d'ouverture plus courts afin de disposer des estimations. Cette question nous semble très importante pour les travailleurs du site qui pourraient être impliqués dans cette manœuvre des vannes, tant à l'ouverture qu'à la fermeture.

Quant à la problématique de la mise en place des mesures de protection des populations, et en particulier pour la prise d'iode stable, nous avons signalé depuis de nombreuses années que l'anticipation la plus efficace consisterait de larguer de l'iode stable au niveau de la cheminée de la centrale, dès le début de l'incident. Cette action assurerait une distribution aux populations sous le vent à cette période, donc à celles qui seraient les premières atteintes au moment d'une éventuelle décompression de l'enceinte.

La réponse apportée par EDF le 16 mai 2003 " *La pression de ruine (tenue mécanique et étanchéité) des enceintes CP 1/2 a été évaluée, dans le cadre des études Accidents Graves, à 8,5 bar absolus (moyennant le remplacement des vis de fermeture du TAM)*", **repose seulement sur des calculs car l'enceinte n'a jamais été testée à cette valeur, et pour cause...**

Dans le rapport de l'ASN (page 288, rapport 2002) il est écrit :

"EDF a demandé une extension de la plage d'ouverture du filtre U5 à 7 bar absolus pour les réacteurs du palier 900 MWe et 6 bar absolus pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4 afin de différer dans le temps la décompression de l'enceinte. Ce délai supplémentaire augmente le temps d'intervention pour la restauration des systèmes et la maîtrise de l'accident." (..)

"En 2001, sur la base d'un avis du Groupe Permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, l'ASN a donné l'autorisation sous réserve de la mise en place de capteurs de pression à gamme de lecture comprise entre 0 et 7,5 bar.

Afin d'encadrer la mise en place de ces capteurs de pression dans l'enceinte, l'ASN a pris le 17 mai 2002, une décision fixant à la fin de l'année 2005 la date limite pour leur implantation sur l'ensemble des 58 réacteurs nucléaires d'EDF en exploitation."

Dans l'hypothèse d'un accident grave conduisant à une montée de pression dans l'enceinte et un dégagement d'hydrogène (oxydation des gaines de zircaloy) la décision de dégonflage de l'enceinte ne devrait pas être soumise à un "délai réglementaire" mais à un suivi de la situation réelle dans cette enceinte.

À cette fin, les capteurs de pression jouent leur rôle, mais il semble manquer des appareils de mesure de la concentration en hydrogène.

La phase de production d'hydrogène a une dynamique qui excède largement la capacité des recombineurs.

La mesure de la concentration en hydrogène est essentielle pour éviter qu'une combustion en régime détonnant, dans un volume limité et mal brassé d'une casemate, conjugué à l'augmentation de pression conduise à la ruine, même locale, de l'enceinte.

En conséquence, d'une part, nous pensons que la procédure U5 destinée au dégonflement de l'enceinte en cas de montée de pression ne peut pas être "réglementairement" utilisée seulement après 24h. Il existe (et Three Mile Island, réacteur américain accidenté en 1979 l'a prouvé) des processus beaucoup plus rapides (explosion hydrogène au bout de 10h à TMI et test au réacteur expérimental Phébus).

D'autre part nous nous étonnons de cette autorisation de montée en pression dans l'enceinte de 5 à 7 bar absolus car la raison invoquée d'augmenter le temps d'intervention est surprenante. En quoi l'ouverture du filtre empêche de continuer à travailler sur le réacteur ? Ne peut-on plus jamais le fermer ? radioprotection ? autre raison ?

De plus cette autorisation est donnée alors même que les recombineurs ne sont pas installés. Les capteurs de pression sont certes sur Blayais 1, pas les recombineurs et a-t-on prévu des appareils de mesure de l'hydrogène ?

Il y a une incohérence entre les retards successifs apportés à la mise en œuvre des recombineurs et la demande d'EDF de repousser la phase de décompression de l'enceinte jusqu'à une pression limite de 7 bars absolus (de fait EDF s'oriente plutôt vers une demande de pression limite à 6 bar absolus pour tout le parc et pas seulement le palier 1300).

La CLIN doit faire un suivi de ces problèmes

Test Phébus
FTP 1

IV - ANALYSE GSIEN

Pour la partie mécanique, on reviendra sur les points évoqués en conclusion des rapports d'expertise de Fessenheim 1 et 2.

Les questions de fatigue seront précisées alors de manière approfondie.

Pour l'estimation de la fluence, l'analyse de la détermination du spectre des neutrons et de l'estimation de leur nombre a fait l'objet de réunions et nous préciserons notre position sur ce sujet très sensible.

A. ASPECTS MÉCANIQUES

Dans l'examen de la sûreté nucléaire, la rupture brutale d'éléments des différents circuits pressurisés, et au premier chef le circuit primaire, constitue l'essentiel des études mécaniques liées à la sécurité. Dans ce cadre, plusieurs scénarios sont envisagés conduisant à des accidents de diverses gravités.

Une des pires situations serait celle qui pourrait conduire à une rupture brutale de la cuve produisant une brèche importante. Il s'en suivrait une perte de l'eau du circuit primaire pouvant provoquer la fusion du cœur et donc un accident majeur.

Les installations sont surdimensionnées vis-à-vis d'un tel risque donc on peut raisonnablement l'écarter tant que l'intégrité de la structure est certaine.

Le principal type de défaut envisagé - souvent observé en situation réelle - est la fissure. Une démarche particulière consiste donc à s'assurer de la non existence de tels défauts, d'évaluer leur innocuité lorsqu'ils sont rencontrés, d'estimer une durée de vie de la centrale en fonction de l'apparition et de la croissance de tels défauts et de l'évolution des paramètres mécaniques dont dépend la sûreté vis-à-vis de ces défauts.

L'analyse de la sûreté consiste donc à détecter l'éventuelle présence de fissures, à vérifier que les fissures existantes sont d'une taille suffisamment petite pour ne pas entraîner la rupture sous un chargement donné et à vérifier que les cycles de chargement sont en nombre et en amplitude, suffisamment petits pour ne pas induire une propagation de la fissure par fatigue ou l'initiation d'une nouvelle fissure.

La démarche de l'exploitant vis-à-vis de ce risque s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses qu'il est sain de soumettre à une analyse constructive.

Les deux disciplines de la Mécanique qui traitent de ces sujets sont la « *mécanique de la rupture* », où est étudié le potentiel de nocivité des fissures - et la « *fatigue* » dédiée à l'étude de l'initiation et de la propagation des fissures sous chargement cyclique (cycles alternés de charge et de décharge mécanique).

Mécanique de la rupture.

Introduction, Présentation simplifiée.

La théorie de la mécanique de la rupture est correctement maîtrisée dans le cadre de l'élasticité, c'est-à-dire lorsqu'on suppose élastique et réversible le comportement du matériau constituant la structure sous les chargements considérés. Ceci revient à dire qu'après chargement et déchargement, la structure et le matériau retrouvent leur état initial.

Les métaux en général et les aciers en particulier ont un comportement élastique tant que les contraintes induites par le chargement ne dépassent pas un certain seuil. La plupart des structures industrielles sont dimensionnées pour rester dans le domaine élastique.

Il existe des modèles pour décrire le comportement des matériaux fragiles. Ces modèles conduisent à la définition d'une grandeur mécanique, le *facteur d'intensité des contraintes* K , qui caractérise le chargement à l'extrémité d'une fissure. La rupture n'intervient pas tant que le *facteur d'intensité des contraintes* K ne dépasse pas une grandeur caractéristique du matériau appelée *ténacité* et notée K_c . (réf 1).

Le principal résultat de la théorie associée est que le *facteur d'intensité des*

contraintes augmente comme la longueur de la fissure. Autrement dit, la possibilité de rupture est directement liée à la taille du défaut (comme nous le dit l'intuition). Elle dépend aussi, bien sûr, de l'intensité du chargement et donc de l'état de la structure dans laquelle elle se trouve.

Une fissure est dite stable (et donc sans danger) si le *facteur d'intensité des contraintes* est inférieur à la *ténacité* du matériau pour le chargement (maximum) considéré.

La théorie est bien vérifiée pour les matériaux fragiles (le verre par exemple) et ses résultats sont conservatifs (vont dans le sens de la sécurité) lorsqu'on l'applique à des matériaux ductiles (l'acier doux par exemple). Ceci ne veut pas dire que la rupture est impossible lorsque le matériau est ductile. Cet aspect important pour comprendre (et critiquer) l'approche sûreté de l'exploitant est illustrée de manière simplifiée sur les figures de la page suivante.

La *contrainte* est une grandeur mécanique proportionnelle à la force.

La *déformation* est une grandeur proportionnelle au déplacement.

On observe que si on applique une contrainte inférieure à la contrainte de rupture, (en mécanique de la rupture, cela peut se traduire par le fait que *facteur d'intensité des contraintes* est inférieur à la *ténacité*) aucun des deux matériaux ne casse et qu'ils cassent tous les deux si on applique une contrainte supérieure à la contrainte de rupture.

Cependant, le matériau ductile va d'abord s'allonger avant de rompre, ce qui va nécessiter un apport de travail supplémentaire.

Ainsi, si on décrit de cette façon simplifiée ce qui se passe au bout de la fissure, on peut espérer, pour le matériau ductile, que la contrainte de rupture peut être atteinte sans provoquer la rupture si l'énergie disponible dans la structure est insuffisante.

C'est en ce sens que, toutes choses égales par ailleurs, l'application de la mécanique de la rupture à un matériau ductile est conservative.

Matériau FRAGILE

Figure IV-1

INCORPORER Word.Picture.8

Matériau DUCTILE

Figure IV-2

Catalogue des incertitudes de l'analyse de sûreté.

On se place, en suivant l'exploitant, dans le cadre de modélisation de la mécanique linéaire de la rupture. Dans ce cadre, rappelons le, le comportement du matériau est supposé élastique.

On doit vérifier que le *facteur d'intensité des contraintes* est inférieur, **en tout point**, à la *ténacité* du matériau.

A. La ténacité

La ténacité caractérise la résistance locale du matériau. Il est donc naturel d'attendre que la ténacité varie comme le degré d'inhomogénéité du matériau. Or, la mesure de la ténacité d'un matériau est réalisée au moyen d'essais destructifs. **On ne peut donc directement mesurer la ténacité en place** mais seulement dans une éprouvette considérée comme représentative du matériau.

Pour le métal de base, on extrait les éprouvettes d'un élément (recette) situé à la base du lingot servant à fabriquer une virole. Les natures métallurgiques de la recette et de la virole peuvent être différentes (figure IV-3)

Un élément important de l'évaluation des incertitudes de l'analyse de sûreté va donc être d'estimer la représentativité des éprouvettes utilisées pour mesurer la ténacité.

La ténacité dépend principalement :

- a) de paramètres dont la connaissance n'est pas précise.
 - 1 - la composition chimique initiale du matériau.
 - 2 - les procédés de fabrication (type d'usinage, traitements thermiques).
 - 3 - la température.
 - 4 - l'état de vieillissement sous l'effet de l'irradiation neutronique (la fluence).
- b) de paramètres dont l'influence est mal connue.
 - 1 - la vitesse de sollicitation
 - 2 - l'état de triaxialité des contraintes.
 - 3 - la position de l'état métallurgique par rapport à la température de transition.

Examinons la façon dont interviennent ces différents paramètres.

CAS DES PARAMÈTRES DONT LA CONNAISSANCE N'EST PAS EXACTE.

La prise en compte des paramètres "a1 et a2" est faite par la mesure de la ténacité initiale du matériau. Au cours de cette mesure, on évalue l'influence de la température "a3" en réalisant des essais sur une large gamme de températures.

Cette mesure doit être faite pour tous les matériaux concernés et typiquement : le métal de base, le métal constituant les soudures, la zone affectée thermiquement -ZAT-- (aux propriétés variables) qui relie la soudure au métal de base.

Principalement à cause de l'inhomogénéité du matériau, la détermination expérimentale de la ténacité, réalisée au moyen d'éprouvettes de type normalisé (dites éprouvettes "CT"), donne lieu à une dispersion non négligeable, d'environ plus ou moins 30% autour de la valeur moyenne (figure IV-4).

L'évolution de la ténacité en fonction de la température révèle une très forte augmentation de cette dernière sur une plage de température d'amplitude 100°C environ. Cette zone est dite **zone de transition entre la rupture fragile et la rupture ductile**. On peut **par convention** définir dans cette zone (en toute rigueur dès que la ténacité augmente) une **température de transition**. Cette augmentation s'accompagne d'une légère diminution de la limite d'élasticité de l'acier.

Il faut signaler que la notion de ténacité va de pair avec la rupture fragile. Son augmentation avec la température correspond à la mise en jeu de déformations plastiques de plus en plus importantes qui fait précisément perdre son sens à cette notion.

On entre alors dans le domaine de la **rupture ductile**. Dans ce domaine, on sait que la propagation rapide de la fissure consomme de l'énergie et qu'en général, l'énergie élastique accumulée dans la structure (ce qui est le cas dans toute structure chargée) ne suffit pas à provoquer une rupture brutale. Pour qu'une rupture brutale puisse se produire, il faut que le chargement soit maintenu (par exemple parce qu'il y a une réserve d'énergie extérieure comme une pression de vapeur dans une enceinte) ou que la fissure ait une taille importante (par exemple du quart de l'épaisseur dans une cuve de réacteur).

Pour éviter les risques de rupture fragile, on doit s'assurer que la température est supérieure à la température de transition. La détermination de la température de transition joue donc un rôle essentiel.

Détermination de la température de transition.

On détermine d'abord la température de transition pour les matériaux non irradiés (métal de base, soudure, ZAT).

Les essais de mécanique de la rupture étant trop lourds, on leur substitue des essais de **résilience**. Ces essais consistent à mesurer l'énergie dissipée par la rupture d'une éprouvette de flexion normalisée de dimensions centimétriques.

La corrélation entre la NDTT (température de transition mesurée pour la ténacité) et la RTNDT (température de transition mesurée pour la résilience) *"n'est qu'approximative et est erronée dans le cas d'aciers présentant une limite d'élasticité assez élevée. En particulier, pour les aciers trempés revenus utilisés maintenant pour les cuves de réacteur, cette corrélation est mal définie"* (d'après [1], et cette remarque de 1974 reste encore largement valide aujourd'hui).

Des études, récemment entreprises par l'exploitant, indiquent que le décalage estimé à partir des essais de résilience est voisin du décalage observé à partir des essais de rupture réalisés sur des éprouvettes irradiées.

D'autre part, la zone d'élaboration de l'éprouvette de résilience étant petite, la dispersion des résultats révèle les inhomogénéités du matériau testé. La dispersion est aussi grande que pour la mesure de ténacité (figure IV-5).

L'obtention de la courbe donnant l'évolution de la résilience avec la température nécessite autant d'essais que de points pour la définir. Elle n'a pas de sens physique précis puisque c'est une courbe en "S" qui passe au plus près des résultats expérimentaux. Par mesure de conservatisme, on choisit en général une courbe calée sur les points les plus pénalisants.

Cette courbe étant supposée connue pour le métal non irradié, il est essentiel d'estimer son évolution sous l'effet de l'irradiation neutronique, **la fluence** (« a4 »).

On reste dans la logique des essais de résilience car la *"mesure de la ténacité sur matériau irradié est difficile compte tenu de la taille des éprouvettes"* (d'après [2]). Pour un acier donné, le nombre d'éprouvettes disponibles pour évaluer la température de transition associée à une fluence donnée (son décalage par rapport à la température de transition initiale) est limité, par comparaison au nombre d'éprouvettes utilisées pour le métal à l'état initial. La température de transition est donc déterminée de manière moins précise.

Ne perdons pas de vue, en outre, que l'influence de la fluence sur la résilience n'est pas forcément identique à son influence sur la ténacité.

La difficulté de suivre en temps réel l'évolution de la température de transition avec la

fluence conduit à utiliser une formule de prédiction de son effet. Comme des considérations de microphysique mettent en évidence l'influence de la présence d'éléments chimiques à faible dose (comme le cuivre et le phosphore) on construit une formule empirique calée sur des résultats d'essais de résilience réalisés avec des éprouvettes de compositions chimiques variées ayant subi des fluences variées. La formule résume un résultat enveloppe dans le sens conservatif. Cependant, bien que de nombreux essais soient pris en compte, la valeur statistique de l'approche n'est pas parfaite car le nombre de paramètres intervenant dans la formule est également grand - fluence, cuivre, phosphore, cuivre, cupronickel, reliés par six constantes.

Enfin la formule cherche à décrire l'enveloppe supérieure des points du diagramme <température de transition>-<fluence>. **Cette procédure nous paraît biaisée.**

La formule de prévision des effets ne nous paraît donc pas qualifiée pour réaliser une extrapolation de l'effet de la fluence. De plus elle ne tient compte que de manière grossière de l'influence du spectre neutronique.

Une approche naturelle qui semble plus physique consisterait à extrapoler les résultats en fluence à partir d'une courbe passant au plus près des essais. Cette courbe devrait être alors décalée (translatée) pour qu'elle enveloppe les points extrêmes. À la vue des résultats expérimentaux (figure IV-6), cette démarche serait nettement plus conservative. De plus, la teneur en élément chimique prise en compte pour l'éprouvette n'est pas à coup sûr la même que dans la zone d'élaboration de l'essai, beaucoup plus petite que l'éprouvette elle-même. Il serait intéressant de comparer le volume représentatif ayant servi à déterminer la teneur en éléments chimiques avec le volume d'élaboration de l'essai de résilience. Ceci pourrait expliquer pourquoi, après coup, des résultats sortent de l'enveloppe donnée par la formule.

Cette question a fait l'objet d'une réunion avec des scientifiques d'EDF et de Framatome et d'une présentation approfondie de l'origine physique de la fluence (d'une part) et d'une analyse critique du choix du spectre neutronique de référence (d'autre part).

Les informations obtenues donnent un certain crédit à l'approche industrielle, en particulier pour ce qui concerne la saturation (les effets de la fluence augmentent de moins en moins vite) et le choix du spectre (les neutrons d'énergie inférieure à 1 MeV semblent peu efficaces, mais leur efficacité plus faible peut être compensée par leur plus grand nombre, voir la partie "aspect neutronique" page 58).

Les remarques sur l'approche statistique restent valides. Il faut noter toutefois, que les mesures réalisées dans le programme de surveillance sont en bon accord avec les prévisions théoriques.

CAS DES PARAMÈTRES DONT L'INFLUENCE EST MAL CONNUE.

Vitesse de sollicitation.

Les matériaux (et les aciers en particulier) ont un comportement qui varie en fonction de la vitesse à laquelle ils sont sollicités. Le paramètre mécanique pertinent est la *vitesse de déformation*. Il existe en général une vitesse de déformation à partir de laquelle l'effet de ce paramètre augmente sensiblement.

On met en évidence, au moins de manière qualitative, une équivalence temps-température selon laquelle un essai à vitesse élevée à une température moyenne donne des résultats comparables à ceux d'un essai à température plus basse réalisé à vitesse moindre. Dans la logique de la température de transition, on peut donc craindre qu'un chargement de type transitoire puisse induire en effet de fragilisation du matériau. Des études, financées par l'exploitant, sont entreprises pour estimer l'effet et l'importance des aspects dynamiques.

État de triaxialité des contraintes.

Les mesures de ténacité sont réalisées avec des éprouvettes de dimensions centimétriques plus faibles que l'épaisseur de la cuve. Or, à cause du confinement de la déformation plastique qui augmente avec l'épaisseur (on en trouvera une explication détaillée dans [1]), la ténacité diminue quand l'épaisseur augmente. Cet effet ne va pas dans le sens de la sécurité et nécessite donc une correction.

Cette correction, qui est raisonnablement maîtrisée en termes de "ténacité", est utilisée par le constructeur. Comme elle est établie dans le domaine fragile, son extension au domaine de transition, fragile-ductile est quantitativement discutable.

Position de l'état métallurgique par rapport à la température de transition.

La correction proposée par le constructeur n'est pas une correction de ténacité mais une correction du facteur d'intensité des contraintes. On peut donc dire qu'il n'y a pas de correction apportée à la ténacité prenant en compte le caractère éventuellement ductile de la rupture. Il n'y a d'ailleurs pas lieu de s'en étonner puisque, avec l'apparition significative de la plasticité, on est dans une situation mécanique où la notion de "ténacité" perd son sens.

B. Le facteur d'intensité des contraintes.

Le facteur d'intensité des contraintes est un paramètre de chargement qui se calcule classiquement (en élasticité, bien sûr) et dépend principalement de deux facteurs : le chargement lointain et la taille et la position de la fissure.

TAILLE ET POSITION DE LA FISSURE.

La position la plus pénalisante de la fissure dépend du chargement considéré. Ainsi, vis-à-vis de la pression interne de la cuve, la fissure la plus pénalisante est située dans un plan vertical. Son autre paramètre critique est sa profondeur dans le sens de l'épaisseur de la cuve.

Le programme d'inspection joue un rôle essentiel et le contrôle quasi complet de la cuve est un élément capital de la sûreté. Les incertitudes dans ce domaine tiennent principalement à 3 facteurs :

- La qualité des techniques d'inspection et de la méthodologie employée.
- Le bon choix du chargement pénalisant.
- L'évolution possible des fissures entre deux contrôles.

1) Pour le premier facteur, la méthode ultrasonore (dite VPM) désormais utilisée et qualifiée garantit mieux que la précédente (dite TPM) la détection de défauts débouchants sous le revêtement. Le point faible de cette méthode est sa sensibilité à l'état de surface du revêtement (planéité).

D'autres méthodes sont simultanément utilisées (ressuage, gammagraphie) en particulier dans les zones sensibles.

2) Cette notion importante de "zone sensible" se réfère au fait que l'inspection des cuves est réalisée dans l'optique de la recherche de fissures pénalisantes. Des fissures qui

seraient pénalisantes pour un chargement non prévu (séisme ?) pourraient donc exister.

Les défauts que l'on peut trouver ne sont donc pas indépendants de la stratégie des calculs de sûreté.

3) Il est essentiel de pouvoir garantir que les fissures identifiées ne sont pas susceptibles de se propager entre deux contrôles. Pour une fissure connue, un calcul de propagation (lente) peut être réalisé à condition de comptabiliser les cycles de chargement ("situations" dans le langage de l'exploitant). Une telle étude relève du domaine de la fatigue.

Il semble bien que la cuve ne soit pas l'élément pour lequel ce problème est le plus aigu. Ceci ne nous empêche pas de signaler, encore, que les calculs de fatigue soient fondés sur une analyse classique, dans le domaine élastique et pour un grand nombre de cycles, et que l'utilisation de cette approche pour évaluer l'effet de peu de cycles d'amplitude importante présente un caractère approximatif.

CHARGEMENT LOINTAIN.

Le calcul de ce chargement ne pose pas de problèmes particuliers. C'est plutôt les conditions aux limites qui le définissent qui en posent :

- Estimation de la température de la cuve en situation d'injection de secours.
- Estimation du chargement en pression
- Pertinence du coefficient de sécurité. La démarche consiste à multiplier le chargement estimé par un facteur supérieur à 1. Ce facteur est d'autant plus grand que le risque de l'accident concerné est estimé faible. Le choix de cette approche n'a rien à voir avec des considérations de mécanique. Cette approche consiste en effet à dire que le risque d'erreur de dimensionnement ou de calcul est d'autant plus faible que l'événement a peu de chance de se produire, ce qui nous paraît un peu étrange.

POSITION PAR RAPPORT À LA ZONE DE TRANSITION.

Cet aspect est traité par une "correction de plasticité" qui consiste à modifier le facteur d'intensité des contraintes déduit du chargement global et de la taille de fissure.

Une telle correction de plasticité n'a pas de validité générale. Elle présente un caractère technique que le BCCN a analysé dans le détail. Nous nous rangeons donc volontiers derrière les recommandations qu'il a faites à ce propos.

C. Quelques remarques générales.

C1. L'analyse de sûreté présentée par l'exploitant est résumée en termes de "marge" vis-à-vis de la température de transition.

Ce paramètre ne nous paraît pas particulièrement parlant.

Vis-à-vis de la rupture de cuve, et sans remettre en cause les scénarios accidentels envisagés, on aurait préféré que cette marge soit exprimée en terme de "longueur de fissure acceptable".

Suite à l'auscultation réalisée sur la cuve, et bien que 10 « indications » soient mentionnées, aucune fissure de taille mesurable n'a été détectée.

Cette question, évoquée au cours d'une expertise antérieure, a fait l'objet d'une réponse détaillée du constructeur :

Cette étude s'est donnée comme objectif de calculer les tailles critiques de fissure aux points où ont été détectées des fissures de taille significative. Elle ne peut donc être appliqué avec précision à la situation du Blayais.

Les paramètres utilisés pour le calcul étaient les suivants :

La fissure est supposée de forme elliptique, située dans le métal de base et tangente au revêtement - ce qui est une situation réaliste.

Sa hauteur (au sens de la cuve) est prise égale à 60mm et sa profondeur est fixée à 6 mm..

Le décalage de la température de transition (RT_{ndt}) du matériau est calculé d'après la formule de prévision tenant compte de la fluence, supposée connue au moment du calcul.

Il a été ensuite considéré que pour des températures de calcul inférieures à la RT_{ndt} (avec une marge de sécurité de 50°), le risque de rupture fragile devait être pris en compte. Dans le cas contraire, on ne prend en considération que le risque d'amorçage de la rupture ductile.

Trois conditions de chargement (tenant compte des effets mécanique et thermique) ont été considérées :

Fonctionnement courant et perturbé

Situation incidentelle

Situation accidentelle

*Ces trois conditions de chargement sont définies par l'autorité de sûreté. S'y attachent des coefficients de sécurité (d'ignorance ?) **réglementaires** différents.*

Sans tenir compte des coefficients de sécurité, la conclusion de cette étude établissait que le défaut acceptable vis-à-vis d'une rupture était, dans le cas le plus défavorable, de **28 mm**.

Une rupture fragile n'était pas envisageable.

La prise en compte des coefficients de sécurité majorant le chargement conduit à une fissure critique de plus courte longueur en mode ductile. De plus elle rend possible une rupture fragile, au caractère plus dramatique, mais pour un défaut de profondeur **40 mm**.

Encore une fois, on ne peut appliquer à la lettre ces résultats au cas du Blayais.

On peut cependant considérer que, dans le cadre standard dont l'analyse est faite ici - en supposant qu'aucune fissure n'a échappé à la détection, que le matériau est bien homogène, etc...-, la marge de sécurité est excellente vis-à-vis du risque de rupture brutale de la cuve.

C2. Les effets des divers paramètres intervenant dans le calcul de sûreté n'étant absolument pas linéaires (proportionnels aux grandeurs physiques) la "marge" en termes de température de transition, indépendamment de sa signification, ne peut en aucun cas être assimilée à un coefficient de sécurité.

C3. Dans toute la démarche, les valeurs des paramètres retenues visent à l'être de manière conservatrice. Ceci signifie qu'on suppose une variation monotone de l'effet des paramètres (qui va toujours dans le même sens quelle que soit leur valeur). Toutefois, ces paramètres ne sont pas homogènes entre eux (température, épaisseur, coefficient statistique, fluence, etc..). Le caractère conservatif de la démarche ne peut pas être, et n'est d'ailleurs pas, quantifié. On ne peut donc pas estimer une marge d'erreur pour la comparer à une marge d'ignorance, ni estimer un coefficient de sécurité. Ceci est d'ailleurs naturel dans une industrie fabricant des produits (les centrales) en petit nombre.

La Fatigue Mécanique

Évaluation des effets de la fatigue pour la cuve.

La fatigue procède de phénomènes apparentés à la rupture, mais dont la connaissance est beaucoup plus empirique.

On peut rappeler ici les accidents des avions « Comet » qui doivent encore parler aux plus anciens. Ces accidents n'ont pu être évités à cause de la méconnaissance, à l'époque, du phénomène. Les études de fatigue réalisées depuis ont montré qu'une structure soumise à des chargements cycliques (c'est-à-dire à une succession temporelle de charges et de décharges) pouvait se rompre après un grand nombre de cycles, alors que le matériau était toujours nettement maintenu macroscopiquement dans le domaine élastique.

L'explication physique de ce phénomène est l'existence de fissures non détectables au voisinage desquelles la contrainte n'est pas élastique. Sous l'effet des chargements répétés, la déformation plastique augmente localement, provoquant une croissance de la fissure. Cette croissance peut conduire à une taille suffisante pour provoquer la rupture de la structure sous le chargement considéré.

COURBE DE RÉFÉRENCE.

On conçoit aisément que le risque augmente avec le nombre de cycles et avec l'amplitude du chargement. Des études expérimentales, essentiellement uniaxiales, le

confirment. Elles permettent d'établir une relation empirique entre l'amplitude du chargement et le nombre de cycles.

Dans le cas où la structure serait dimensionnée pour qu'aucune fissure ne puisse apparaître, on parle d'endurance. Lorsqu'il est question de fatigue, on sous-entend que des fissures de dimensions acceptables sont tolérées (c'est le cas des cuves de réacteur). On vérifie alors que leur croissance induite par les chargements cycliques reste toujours compatible avec la sûreté

Ce domaine de la fatigue classique concerne les grands nombres de cycles (de *dix mille* à *un million*). Dans ce cas, des méthodes ont été validées qui prennent assez bien en compte les effets de triaxialité, en particulier en situation de chargement déviatorique qui est un cas assez général dans l'industrie. Elles sont utilisées avec succès pour le dimensionnement de nombreuses pièces industrielles (dans les moteurs par exemple).

Le domaine qui concerne la cuve a été est moins bien étudié. C'est celui de la fatigue dite oligocyclique. Dans ce domaine, le nombre de cycles est beaucoup plus faible mais le chargement macroscopique nettement plus fort puisque le matériau peut être soumis à des déformations plastiques macroscopiques.

C'est le phénomène qu'on utilise pour rompre un fil de fer (un trombone par exemple) en le pliant plusieurs fois de manière alternée. Sa nature physique est comparable à celle de la fatigue simple et les mêmes approches empiriques ont été utilisées pour le quantifier. À partir d'essais uniaxiaux - en général de traction compression - on construit une courbe reliant l'amplitude du chargement au nombre de cycles à rupture. Cette courbe prolonge la courbe établie pour les grands nombres de cycles.

Cette courbe qualifie un matériau donné (en particulier un état initial de microfissuration donné). Elle est donc sujette aux mêmes critiques fondamentales que toutes les courbes obtenues de manière statistique (puisque'on peut toujours imaginer l'existence d'une situation catastrophique à probabilité très faible). C'est pour cette raison que la courbe servant au calcul est décalée par rapport à la courbe expérimentale.

Elle est toutefois le résultat de nombreux essais. Il faut en effet, pour une amplitude de chargement donnée, assez d'essais pour déterminer le point caractérisant la probabilité de rupture à 50%, et assez de points (assez d'amplitudes différentes) pour construire une courbe.

UTILISATION DE LA COURBE DE RÉFÉRENCE.

Le principe utilisé dans ce qui est appelé le « décompte des situations » est de comparer les occurrences de chargement constatées aux occurrences de chargement acceptables.

On doit dans ce but avoir recours à plusieurs types d'hypothèse.

Définition de l'amplitude du chargement.

En situation réelle, le chargement n'est pas uniaxial alors que les essais ayant servi à déterminer la courbe de référence le sont. La notion de cycle n'est donc plus nécessairement évidente (il peut y avoir des cycles de profils différents pour les différents composants du tenseur contrainte). On doit, à partir de grandeurs tensorielles, se ramener à des grandeurs scalaires, ce qui est fait en utilisant des notions d'équivalence (équivalence de Mises) dont on n'a pas vérifié qu'elles étaient pertinentes pour la fatigue.

On considère ensuite l'écart entre le maximum et le minimum et il faut tenir compte de la valeur moyenne. On utilise une correction basée sur le résultat de différents essais ayant quantifié cet effet tout en vérifiant qu'on ne dépasse pas la limite d'élasticité du matériau. Cette approche est conservative pour un chargement unidimensionnel, mais ce caractère n'a pas été prouvé dans le cas multiaxial.

Courbe de référence et situations de dimensionnement.

La difficulté est d'ajouter les effets de chargements différents (disons d'amplitude différente, pour résumer). On applique la règle dite de Miner :

On considère que la « nocivité » d'un cycle à amplitude donnée est l'inverse du nombre de cycles acceptables pour cette amplitude.

Si on a droit à 10000 cycles d'amplitude 300 MPa ou 1000 cycles d'amplitude 350 MPa, la règle de Miner dit qu'après 500 cycles d'amplitude 350 MPa, on n'a plus droit qu'à 5000 cycles d'amplitude 300 MPa.

La comptabilisation des situations est réalisée dans cet esprit.

Le problème est compliqué par les situations dites de « référence constructeur ». En imaginant un fonctionnement type de la centrale, le constructeur a déterminé a priori la proportion de cycles de différentes amplitudes. On définit en réalité des classes d'amplitude équivalente - par exemple une classe pour l'amplitude variant entre 290 et 310 MPa, une classe pour l'amplitude variant entre 340 et 360 MPa, etc.... Ayant estimé la part relative des différentes classes, on peut donc définir, pour chaque classe (classe 300 MPa), un nombre de cycles acceptables ($N_{acc}(300)$) : ce sont les situations de dimensionnement.

Ce nombre de cycles acceptables est, bien sûr, inférieur au nombre de cycles à rupture associé à la même classe. Ainsi, si on avait dix classes sollicitées de manière équivalente, ce nombre serait, pour chaque classe, égal au dixième du nombre de cycles à rupture. On aurait, pour notre exemple $N_{acc}(300)=500$.

Le fonctionnement réel d'une centrale n'étant en général pas conforme aux prévisions du constructeur, l'exploitant peut être autorisé, pour une classe particulière, et à condition que la règle de Miner ne soit pas violée, à dépasser le nombre des situations de dimensionnement.

La démarche suivie par EDF consiste alors à compenser la marge entamée dans la classe où le nombre de situations est dépassé en utilisant les classes où l'on est en deçà de ce nombre. Cela revient à reconsidérer la répartition relative des différentes classes en prenant en compte le fonctionnement réel et donc à recalculer les N_{acc} de chaque classe. Selon la règle de Miner, c'est permis à condition que la somme des « nocivités » soit inférieure à 1.

On conçoit bien que la règle de Miner, qui a le mérite de la simplicité, n'est qu'un pis aller. Des expériences réalisées avec succession de cycles d'amplitude différente ont montré que la règle n'était pas toujours conservative. Un cas typique est celui de chargements de grande amplitude suivis par des cycles de faible amplitude. Ce cas est défavorable. On peut l'expliquer en imaginant que le chargement de grande amplitude a créé localement un dommage que n'auraient jamais pu créer des cycles de chargements de faible amplitude de nocivité équivalente. Ceci peut être dû à un phénomène à effet de seuil (traversée d'un joint de grain par une fissure par exemple).

Ces effets peuvent être très importants et réduire le nombre de cycles à rupture d'une classe donnée (de faible amplitude) d'un facteur plus de deux fois supérieur au facteur prédit par la règle de Miner.

CONCLUSION.

On est donc clairement dans une situation où domine l'empirisme et l'on n'a d'ailleurs pas vraiment le choix.

Empirisme de la détermination de la courbe de référence, de la définition des cycles et de leur amplitude, de la règle de Miner. Dans ce contexte, il est souhaitable de conserver des marges importantes de sécurité (ou d'ignorance) et donc de vérifier que le facteur d'usage (nocivité totale) est très nettement plus petit que 1.

La démarche consistant à se situer par rapport à une référence constructeur a l'avantage de présenter un premier niveau d'alerte quand une situation est saturée. En la reconsidérant, on se place à un niveau d'alerte moins contraignant.

Il est donc essentiel d'effectuer les opérations de surveillance permettant de recalculer le plus souvent possible les prédictions avec des mesures en situation réelle.

Le domaine de la fatigue n'est pas encore parfaitement maîtrisé comme l'ont prouvé les dommages observés sur certaines centrales dans des piquages des circuits connectés au circuit primaire après un très petit nombre de cycles de fonctionnement. Cet exemple montre que la cause principale du problème était une sous-évaluation du chargement.

C'est peut-être dans cette direction qu'il faut d'abord rechercher à améliorer la sûreté. Que dire par exemple des chargements à faible amplitude et très grand nombre de cycles qui pourraient être négligés, la notion de limite d'endurance ne pouvant tenir compte que d'un nombre de cycles d'essais nécessairement limité.

Un pas modeste dans ce sens entrepris par l'exploitant consiste à augmenter d'une décade le nombre de cycles servant à établir la courbe de référence (dite "du code")

Conclusion générale

Les notions techniques et scientifiques intervenant dans l'analyse de l'aspect mécanique de la sécurité ne sont pas triviales. Nous nous sommes efforcés ici, d'en donner une présentation aussi pédagogique que possible.

Pour des raisons d'efficacité (sans doute inévitables), de ces raisons scientifiques ont été déduites des règles - voire des règlements - dont l'application est le plus souvent aveugle, différents aspects techniquement liés étant artificiellement découplés.

Une véritable vision synthétique de la sécurité mécanique n'est donc pas possible.

Les experts doivent toutefois témoigner que, dans ce cadre, les règlements sont respectés avec rigueur par l'exploitant.

Références.

[1] D. FRANÇOIS, Généralités sur la rupture brutale, *Bulletin d'Informations Scientifiques et Techniques*, CEA, **192**, pp. 9-16, 12 mai 1974

B. ASPECTS NEUTRONIQUES

B-I) PROBLÈMES DE CRITICITÉ

Les problèmes de criticité, problèmes réactivés suite à l'accident japonais de Tokaï Mura, sont toujours d'actualité. Nous savons que ce problème est toujours en cours d'analyse suite à l'augmentation du taux d'enrichissement des combustibles UOX pour passer à une gestion différente du cœur du réacteur. Ce problème existe aussi pour les réacteurs chargés avec du MOX.

On applique d'ailleurs une procédure qui a été mise en service suite à l'incident de Dampierre où une erreur dans le plan de chargement a provoqué un décalage de la position des assemblages. Cette erreur aurait pu conduire à un accident de criticité. Deux situations sont à envisager suivant que le combustible est neuf ou usagé.

1 - Combustible neuf.

Deux phases de manutention.

- à l'arrivée, vers l'aire de stockage à sec puis
- mouvements pour le chargement en réacteur (transit par la piscine où sont entreposés les combustibles usés)

1.1 - Risques de criticité avec le combustible MOX

1.2 - Réévaluation REX (retour d'expérience) de TOKAÏ MURA

Les évaluations effectuées dans l'hypothèse de la chute d'un assemblage neuf dans la piscine, sans rupture de l'intégrité géométrique des autres assemblages, ne donnent pas de situations critiques quelle que soit la position après la chute. L'eau de la piscine est empoisonnée au point de vue neutronique par du bore au taux de 2000 ppm.

Par contre, en cas de chute en zone sèche, la rupture de quelques crayons d'un combustible MOX libérerait sous forme de pastilles, une quantité de matière pour laquelle un regroupement dans un récipient pourrait conduire, dans certaines conditions, à un accident de criticité.

2 - Combustible usagé

2.1 - La gestion du retraitement du combustible MOX par la COGEMA va nécessiter de maintenir dans la piscine du site une plus grande quantité de combustible et pour des durées beaucoup plus longues. Le type de matériau des paniers (à forte absorption de neutrons Boral ou Cadminox) permettant en diminuant le pas, de doubler la capacité de stockage est à envisager.

2.2 - Phase d'évacuation du combustible usagé.

En fonction du lot d'assemblages à évacuer et de leurs caractéristiques (taux de combustion, fuyard ou non, assemblages incomplets, etc.) COGEMA définit le type de château de transport, les caractéristiques des paniers internes et le plan de chargement. En effet, chaque ensemble a son dossier d'agrément pour le risque de criticité.

Or, sur le site EDF, il n'est pas aisé de vérifier si les caractéristiques des éléments de transport, comportant de nombreux modèles, sont ceux qui sont adaptés au transport programmé.

Pour le moment, seule l'assurance-qualité est garante de la bonne adéquation du contenant et du conteneur. Des techniques de contrôle des références gravées sur les diverses parties de ces équipements devraient permettre aux responsables du site de se mettre à l'abri d'une erreur toujours possible du transporteur.

De même, pour le combustible neuf, l'exploitant ne peut que faire foi aux déclarations du constructeur quant au taux d'enrichissement des pastilles et à la qualité des gaines des crayons.

Un système de marquage sur les assemblages, permettant une lecture à distance même dans l'état où ils sont en fin d'exercice permettrait également de se mettre à l'abri d'erreurs toujours possibles.

3 -Problèmes de radioprotection du personnel.

En tout état de causes, la présence d'une balise neutron est indispensable lors des phases de manutention du combustible donnant une indication de l'ambiance neutron dans la zone de présence du personnel. De plus, dans tous les réacteurs, un signal d'alarme est impératif pour le cas hypothétique d'un incident de criticité et particulièrement, dans ceux qui utilisent du combustible MOX.

Un gros effort doit être fait pour avoir des appareils de mesure de neutrons plus fiables

B-II) -FLUENCE, DPA et $\Delta RTndt$

PROBLÈMES LIÉS À LA FLUENCE

"La tenue en service de la cuve, y compris en conditions accidentelles, compte tenu de son vieillissement sous irradiation est l'un des éléments essentiels de la sûreté des réacteurs à eau sous pression." (BCCN mars 1999). Comme souligne le BCCN ce problème a été pris en compte dès 1974 (début du programme, avec un arrêté fixant les règles pour les chaudières nucléaires). En 1987, un avis du BCCN avait, d'une part, rappelé *"que la fluence est un capital consommable qu'il convient de gérer en fonction de la durée de vie souhaitée pour les tranches"*, et d'autre part s'était soucié du fait *" que les valeurs de la température de transition en fin de vie soient confirmées par l'exploitant"*.

Dans la démarche du contrôle du vieillissement des matériels sous irradiation, la stratégie initiale a été :

- au stade de la conception : choix de matériaux peu sensibles à l'irradiation, conditions d'exploitation optimisées,
- en cours de fonctionnement : une vérification des hypothèses de conception et leur adéquation avec les données acquises lors de l'exploitation. Il est nécessaire d'anticiper pour évaluer l'influence des différents facteurs.

On va chercher à établir une prédiction de l'évolution des caractéristiques mécaniques de l'acier de la cuve en général et, en particulier, de la zone la plus irradiée. (Annexe 1 - figure 1)

Pour ce faire la démarche de Framatome et EDF, imposée par l'Autorité de sûreté et les arrêtés est la suivante : Des coupons de métal de composition supposée identique à celle du métal de la cuve sont disposés en des emplacements où le flux de neutrons est plus élevé que sur la zone la plus irradiée de la cuve, puis l'évolution de certaines caractéristiques mécaniques est mesurée. Cette méthode doit permettre de mesurer, avec anticipation cette évolution.

L'irradiation du métal : déplacement des atomes du métal.

Une des sources des modifications des caractéristiques de l'acier de la cuve est la succession de chocs dus aux neutrons qui déplacent les atomes de leur position d'équilibre dans le réseau cristallin, et l'accumulation de ces déplacements (création d'interstitiels et de lacunes). (in "Physique des matériaux" par Yves QUÉRÉ, édition Ellipses)

Ces déplacements sont quantifiés en "dpa" (déplacements par atome), l'énergie du seuil d'un déplacement élémentaire étant de l'ordre de 25 eV pour le fer.

Les neutrons incidents diffusent par collision sur les atomes des éléments constitutifs du métal de la cuve.

Grossièrement on peut décrire le nombre de neutrons diffusés et/ou le nombre d'atomes projetés par la formule $N_{dif} = \sigma (N/A \rho l) N_{inc}$

où N_{inc} nombre de neutrons incidents
 N_{dif} nombre d'atomes projetés
 N nombre d'Avogadro
 A nombre de masse de l'atome cible
 ρ masse volumique "partielle" de l'élément dans le matériau
 l longueur de la cible
 σ section efficace de diffusion des neutrons de l'énergie considérée sur l'élément. Cette section efficace donne la probabilité d'interaction.

Toujours très grossièrement, pour un métal, mélange de divers matériaux, le nombre de dpa va être proportionnel à

$(\sigma_{fer} f(fer) g_{fer} + \sigma_{Cu} f(Cu) g_{Cu} + \sigma_P f(P) g_P + \sigma_{Ni} f(Ni) g_{Ni} + \dots) \Phi$

$g_i = N/A$ r_i correspond aux facteurs chimiques de la formule FIS

$f(i)$ est un facteur qui pourrait prendre en compte les différentes mobilités des atomes dans le métal.

Il y a de très nombreux autres effets liés aux comportements des agrégats et des lacunes, aux nouvelles structures qui se forment, etc ...

Cette formulation donne une loi de proportionnalité avec le flux de neutrons intégré, la fluence.

Le nombre de déplacements par atomes va être proportionnel à la fluence. Compte tenu de l'énergie du seuil de déplacement (de l'ordre du eV), il est clair que la contribution des neutrons d'énergie inférieure à 1 MeV n'est pas négligeable.

Rappel sur les spectres d'énergie des neutrons.

Le spectre d'énergie des neutrons provenant de la fission thermique de l'Uranium 235 a une valeur moyenne d'environ 2 MeV (10% ont une énergie inférieure à 400 keV et 10% une énergie supérieure à 4 MeV).

Le rôle de l'eau, en plus de la fonction caloporteur (extracteur de chaleur), est de ralentir les neutrons jusqu'à une énergie d'une fraction d'électron-volt (modérateur), région où la section efficace de fission de l'Uranium 235 est très importante (592 barns à 0,025 eV pour environ 2 barns à 1 MeV).

Il est clair que le spectre d'énergie des neutrons arrivant sur le métal de la cuve en un point donné ou sur des éprouvettes placées dans une capsule fixée sur la jupe thermique est fortement dépendant :

- de l'épaisseur de la lame d'eau (et de sa densité, donc de sa température). lame d'eau séparant la cuve ou les capsules, des assemblages contenant les matériaux fissiles,
- du type des combustibles les plus proches des capsules (UOX, MOX) dont les spectres d'énergie des neutrons provenant de la fission de l'U 235 et Pu 239 (spectre plus "dur") sont différents, et
- du mode de gestion du cœur.

• Comment est déterminée la fluence ?

L'étude du vieillissement d'une cuve sous l'effet de l'irradiation neutronique nécessite d'avoir une bonne appréciation du nombre de neutrons reçus et de leur spectre d'énergie.

Des dosimètres, placés dans les capsules en position amont et aval, devraient permettre d'avoir une mesure de la quantité totale de neutrons reçus par les coupons.

Par convention, la fluence prise en compte est celle des neutrons d'énergie supérieure à 1MeV.

Ces dosimètres sont les suivants :

Dosimètre	Réaction	Seuil
Cobalt	$^{59}\text{Co} (n,\gamma) ^{60}\text{Co}$	Thermiques

Nickel	^{58}Ni (n,p) ^{58}Co	2,8 MeV
Fer	^{54}Fe (n,p) ^{54}Mn	3,1 MeV
Cuivre	^{63}Cu (n, α) ^{60}Co	6,8 MeV
Cobalt sous Cadmium	^{59}Co (n, γ) ^{60}Co	Thermiques
Uranium (fission)	^{238}U (n,fission) ^{137}Cs	1,5 MeV
Neptunium (fission)	^{237}Np (n,fission) ^{137}Cs	0,6 MeV

Pour pouvoir essayer d'estimer la pertinence de ce mode d'estimation, il est nécessaire de rappeler les sections efficaces de ces diverses réactions.

Les sections efficaces des réactions utilisées sont sur les figures V-1 a,b,c,d. Les valeurs des seuils adoptées (quasiment tous nettement au-dessus de 1 MeV) ne donnent pas une bonne appréciation des populations de neutrons d'énergie < 1 MeV et d'énergie > 1 MeV.

• **La première question qui se pose concerne la représentativité des coupons.**

Ces morceaux de métal sont prélevés dans l'anneau de recette de chaque virole. (voir figure IV-3)

Cet anneau est la partie inférieure de la virole, coupée après les diverses opérations effectuées en forge.

Or un lingot n'est pas un volume homogène.

Au cours de son refroidissement, se forment des régions où la concentration des divers constituants est soit supérieure, soit inférieure à la composition moyenne du métal. Ce sont les zones de ségrégation positives ou négatives. De plus des amas, de diverses compositions se disposent dans des structures dénommées veines ségrégées. Les diverses opérations de forgeage sont, entre autres choses, destinées à améliorer l'homogénéisation du métal, mais néanmoins il reste des différences suffisantes pour donner des résultats différents lorsqu'on mesure certains paramètres physiques du matériau.

On peut espérer que lors de l'usinage destiné à extraire une virole du lingot, les veines ségrégées vont être éliminées (pour solder ce problème les dernières cuves -palier N4 - sont réalisées avec des lingots creux). S'il y a un léger désaxement de la virole par rapport à l'axe du lingot, certaines inhomogénéités du métal peuvent se trouver très près de la peau interne de la virole. Ceci va créer des zones dont les coupons ne pourront pas rendre compte.

(figure V-2).

• **La seconde question qui se pose concerne l'anticipation de la fluence.**

La disposition de ces capsules et leur gestion dans le temps devraient permettre de disposer d'échantillons irradiés avec des fluences de neutrons supérieures à celle de la cuve, donc d'anticiper sur l'irradiation à long terme de la dite cuve. Il serait bon de disposer aussi d'échantillons ayant subi la même irradiation.

Dans la cuve de Blayais 1 quatre capsules ont été insérées à l'origine. Elles ont toutes été sorties (voir plus loin le temps de séjour en réacteur et l'anticipation qui en résulte) Les deux capsules de réserve W et X viennent d'être placées en position 20° et 17° (figure V-3). L'intérêt de ces 2 capsules sera d'être représentatives de l'irradiation de la cuve dans les conditions actuelles de fonctionnement.

Les quatre premières capsules ont été irradiées pendant une période où la gestion de la fluence a subi de nombreuses évolutions (UOX gestion 1/3 de cœur, gestion 1/4 de cœur,

gestion à fluence réduite, ...). La dernière capsule sortie de réacteur à 14 ans (capsule Y) a été retirée avant le passage au combustible MOX (oct 1996, gestion 1/3 de cœur). L'information que ces quatre capsules apportent pour une extrapolation à 40 ans est entachée d'une incertitude importante. Les nouvelles vont donner une information extrapolée à 40 ans d'un mode de fonctionnement correspondant au fonctionnement actuel. On peut espérer que ces deux extrapolations à 40 ans encadreront les conditions de fonctionnement historique du réacteur.

L'affirmation d'EDF "*ces capsules qui resteront en cuve de 14 à 16 ans permettront d'avoir une projection du comportement de la cuve au-delà de 40 ans.*" n'apporte, à notre avis, que l'expression d'un bel optimisme.

Le BCCN beaucoup plus réaliste estime que "*... remettre en cuve des capsules de réserves pour couvrir cette nouvelle gestion neutronique permettra de contribuer à la validation de la prévision sur les périodes considérées.*"

CAPSULES BLA1

position	20° U	20° V	17° Z	20° Y	20° W	17° X
Durée irradiation théorique (an)	4	7	9	14		
Temps équivalent point chaud cuve (an)	11,2	19,3	28,1	39,1		
Durée irradiation réelle (an)	3,9	8,4	9,3	14,1		
Temps équivalent point chaud cuve (an)	10,9	23,5	29,0	39,4		

Les matériaux suivis grâce aux capsules sont : le métal de base de la virole C1, le métal déposé (soudure) du joint C1/C2, la Zone affectée Thermiquement (ZAT) et un métal de référence. (figure VI-4)

Pour minimiser les incertitudes sur la détermination du flux intégré il est nécessaire de tenir compte :

- pour chaque position de capsule, de l'épaisseur réelle de la lame d'eau (modification du spectre neutronique par des épaisseurs différentes de modérateur)
- du taux de combustion du combustible (modification du spectre total de neutrons de fission en raison de la modification du ratio $^{235}\text{U} / ^{239}\text{Pu}$).

Ces données sont calculées à l'aide de codes de la famille TRIPOLI.

Le spectre d'énergie des neutrons va dépendre également, pour une zone de la cuve donnée ou pour une éprouvette, de la logique du chargement du réacteur (disposition des assemblages de combustible en fonction de leur nature (UOX ou MOX), taux de combustion, gestion tiers ou quart de cœur – c'est-à-dire, changement des assemblages usés tous les 3 ou 4 ans -, gestion à fluence réduite ou à fluence faible).

On utilise, en fait, une valeur moyenne du spectre, estimée sur la vie du combustible.

Il en résulte que la détermination du nombre de neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV, à partir des dosimètres utilisés et de leurs seuils de réaction n'est pas très précise.

Dans le dossier de synthèse sur la tenue en service des cuves du palier 900 MWe, les valeurs d'incertitude à 1σ provenant des calculs ont été estimées à 18,3% pour la prédiction du flux sur la cuve et à 17,8% pour la prédiction du flux sur les capsules.

Le BCCN tranche *"Si les changements de gestion ont conduit à décorrélérer la capsule et la cuve - ce qui ne remet pas en cause la pertinence de la capsule pour valider la formule FIS - (..), le BCCN estime que c'est bien 18% qu'il faut prendre comme incertitude."*

Il faudrait que des analyses plus fines soient pratiquées pour avoir une meilleure appréciation des fluences, donc des facteurs d'anticipation, car, ainsi que le précise le BCCN : *"la mise en place de plans de chargement différents se traduit par une variation de la répartition azimutale de flux. Ceci a pour impact direct une variation significative du facteur d'anticipation car les capsules sont situées à des azimuts différents (17° et 20°) de celui du point chaud (0°), et le rapport entre les fluences reçues par les unes et par l'autre en est donc affecté."*

Quelle fluence ? Prise en compte uniquement des neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV ?

Le rapport ESTEREL essaie de faire le point sur cette question par l'analyse de résultats de mesures effectuées " en pile " au CEA, en essayant d'avoir un spectre d'énergie représentatif de celui qui est reçu par la cuve. Il conclut que pour la loi de puissance souhaitée, seuls les neutrons de plus d'un MeV ont une contribution.

Cette conclusion aurait gagné à être étayée d'une façon plus formelle. Il nous a semblé, à la lecture de ce rapport, que les résultats n'allant pas dans le sens des conclusions souhaitées étaient réfutés avec une sévérité qui ne paraît pas avoir été appliquée à ceux allant dans le sens de la tradition.

Il est clair que pour un phénomène de collisions multiples, en cascade, cette notion de seuil n'a guère de sens. Les paramètres qui comptent sont le ratio (neutrons $E > 1$ MeV / neutrons $E < 1$ MeV) ainsi que pour différentes énergies le nombre de dpa. Pour avoir une appréciation correcte de la pertinence de cette "coupure", il faudrait pouvoir examiner les spectres d'énergie des neutrons aux divers emplacements des capsules et de la cuve elle-même.

De plus, même si, pour des raisons de commodité cette notion de seuil est utilisée pour les effets de déplacement, encore faudrait-il que les estimations de fluence à l'aide des dosimètres intégrés dans les capsules ne soient pas entachées d'incertitudes d'interprétation les rendant peu crédibles.

P. SOULAT et Y. MEYZAUD (Prévention de la rupture brutale dans les chaudières nucléaires à eau pressurisée - Revue de métallurgie - Décembre 1990) font remarquer :

"On admet que la quantité de neutrons d'énergie supérieure à 0,1 MeV ou le calcul des déplacements par atomes (dpa) sont des mesures correctes de l'endommagement créé par les neutrons. La quantité de neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV est beaucoup plus facile à mesurer, mais sensiblement moins précise que les paramètres précédents. Cependant, comme le spectre neutronique reçu par les cuves de réacteurs à eau reste bien défini, ces différentes grandeurs restent proportionnelles et peuvent être utilisées indifféremment. Il conviendra cependant d'être prudent quand on souhaitera comparer des résultats obtenus dans des réacteurs différents."

Évolution de la température de transition ductile-fragile.

La technique utilisée pour suivre l'évolution des paramètres mécaniques pour des irradiations croissantes, consiste à déterminer la température de transition ductile - fragile pour des échantillons de métal. Une RT_{ndt} élevée caractérise un matériau fragilisé.

On estime ainsi un décalage de cette température par rapport à des échantillons de métal non irradié.

Les diagrammes ΔRT_{ndt} (variation de la RT_{ndt}) en fonction de la fluence se présentent

sous forme d'un nuage de points qui semblent indiquer une proportionnalité. La très grande dispersion des points n'est que l'expression de la variabilité des échantillons de métal irradié. Il faudrait être à même de donner pour chaque mesure une évaluation des incertitudes expérimentales.

Formule FIS :

$$\Delta RT_{ndt} (°C) = 8 + \{24 + 1537 (\%P - 0,008) + 238 (\%Cu - 0,08) + 191 \%Ni^2 \%Cu\} (\Phi/10^{19})^{0,35}$$

Formule FIM :

$$\Delta RT_{ndt} (°C) = \{17,3 + 1537 (\%P - 0,008) + 238 (\%Cu - 0,08) + 191 \%Ni^2 \%Cu\} (\Phi/10^{19})^{0,35}$$

avec Φ = fluence des neutrons ($E > 1$ MeV),
et $(\%Cu - 0,08) = 0$ si $Cu < 0,08 \%$ et $(\%P - 0,008) = 0$ si $P < 0,008 \%$

Ces 2 relations semi-empiriques de prédiction de la fragilisation sous irradiation permettent d'obtenir l'augmentation de la température de transition (paramètre de fragilisation) qui est le produit d'un facteur dépendant de la composition chimique par un facteur dépendant de la dose intégrée en neutron d'énergie > 1 MeV.

P. SOULAT et Y. MEYZAUD (ibid) précisent :

" Elle (la formule FIS) est utilisée pour interpréter les résultats des programmes de surveillance. On peut noter que cette formule n'est pas totalement validée pour les prédictions à très long terme."

Les courbes FIS ou FIM utilisées par Framatome et EDF sont des courbes empiriques dont les paramètres sont définis afin qu'elles soient une enveloppe supérieure des variations de la NDTT. Elles dépendent de la statistique de mesures de coupons irradiés et ne donnent pas une estimation de la probabilité d'avoir un jour une mesure à l'extérieur de l'enveloppe et à quelle distance de la valeur moyenne.

Le raisonnement consistant à extrapoler en fluence (donc dans le temps), à l'aide de la formule FIS, la mesure faite sur un coupon, si elle a un sens, **ne pourrait être représentative que de l'évolution de ce coupon.**

Compte tenu des écarts à la valeur moyenne on ne peut pas utiliser cette extrapolation pour porter un jugement sur les zones critiques de la cuve.

Comme concluent P. SOULAT et Y. MEYZAUD (ibid) :

" Cependant, pour la prévention de la rupture brutale, l'approche basée sur la mécanique de la rupture conventionnelle et la mesure de la ténacité des matériaux à partir d'éprouvettes CT, ou indirectement à partir d'éprouvettes Charpy V, n'est pas toujours pleinement satisfaisante."

Nous partageons ce point de vue. Il nous semble qu'il faut préciser davantage l'effet des neutrons d'énergie < 1 MeV dans le processus de vieillissement. Des essais complémentaires sont aussi nécessaires pour caractériser les formules FIS et FIM. Il convient de mener les études avec célérité car au moins dans ce cas, la marge de la démonstration de la tenue de la cuve diminue avec le temps.

En l'état du dossier et compte tenu des fissures découvertes à Tricastin, il convenait d'être prudent et conservatif. Cependant les résultats de l'examen à 5 ans sont encourageants : les défauts ont été revus à l'identique. Ceci confirme l'hypothèse qu'avait formulée EDF, de "défauts non évolutifs"

RÉSULTATS DU PSI DU BLAYAIS 1

Matériau	Capsules	Fluence E>1 MeV (10^{19} n/c m ²)	Décalage FIS ou EDF °C	Décalage mesuré (°C)	Décalage FIS majoré *
Métal de base (Virole C1)	U V Z Y	1,83 4,41 5,69 7,16	48 62 67 72	28 58 79 80	58 75 82 88
Soudure	U V Z Y	1,35 3,25 4,22	48 61 66 70	15 31 32 47	- - - -

		5,18			
Zone Affectée Thermiquement	U V Z Y	1,34 3,29 4,19 5,18	43 57 61 65	9 34 29 47	51 67 73 78

*Majoration des teneurs en cuivre et phosphore

Les prévisions de décalage FIS ou EDFs dépendent de la teneur en Cu, P, Ni et de la fluence. Les températures données correspondent à 7 daJ.cm² d'énergie à rupture (TK7) et 0,9 mm d'expansion latérale (T0,9)

Le décalage mesuré est $\Delta TK7 = TK7 \text{ irradié} - TK7 \text{ non irradié}$

Pour la virole C1 : évolution de la température de transition ductile fragile

Température initiale à 20 ans à 40 ans

-27°C 31°C 53°C

Pour le métal déposé (soudure) : évolution de la température de transition

Température initiale à 20 ans à 40 ans

-32°C -1°C 15°C

Pour la ZAT : évolution de la température de transition ductile fragile

Température initiale à 20 ans à 40 ans

-42°C - 8°C 13°C

Rappelons que page 41 nous avons écrit : ***"La formule de prévision des effets ne nous paraît donc pas qualifiée pour réaliser une extrapolation de l'effet de la fluence. De plus elle ne tient compte que de manière grossière de l'influence du spectre neutronique." Il en résulte que ces valeurs de température sont très approximatives.***

La cuve BLA1 est une cuve où les problèmes liés à l'évolution de la température de transition ductile-fragile sont moins préoccupants que pour la cuve de FES1. Il faut cependant éviter que l'eau de secours descende vers les 10°C pour garder une marge suffisante en cas d'accident ou même simplement incident demandant une aspersion de la cuve. (figure V-5, V-6, V-7)

Néanmoins nous nous posons une question concernant les différences importantes de fluence, pour une même capsule, pour des coupons placés dans des zones d'altitude différente, par exemple :

Capsule Y : Coupons de métal de base 7,16 10¹⁹n/cm²

Coupons de métal déposé et
coupons ZAT 5,18 10¹⁹n/cm²

L'origine de la modification des caractéristiques métallurgiques.

En 2000 lors de la VD2 de FES1, un très brillant et très convaincant exposé nous a montré l'état d'avancement des recherches fondamentales sur la question. Le rôle des impuretés, majoritairement le cuivre, semble dans une bonne voie de compréhension. Nous nous sommes fait la remarque que compte tenu des phénomènes microscopiques, la fin de la disponibilité d'atomes de cuivre dans le métal devrait conduire à un effet de saturation, laissant à supposer qu'une loi en puissance, bien que pouvant être une approximation raisonnable, n'était vraisemblablement pas la bonne. De plus, même avec cette approximation, la puissance devrait être modulée par la concentration en cuivre, ce qui éviterait d'avoir à utiliser des valeurs d'exposant « pifométriques » pour appliquer les formules FIS – FIM au métal apporté dans les soudures.

ΔRT_{ndt}

Nous continuons à déplorer qu'une étude de la dispersion des valeurs disponibles dans la base de donnée n'ait pas été effectuée. Que l'étude de cette dispersion soit faite autour d'une extrapolation linéaire ou d'une courbe FIM aurait l'intérêt de donner une

appréciation de la variabilité des compositions des diverses éprouvettes de métal ayant servi à faire les mesures.

De même nous aurions souhaité que soient explicitées et justifiées les incertitudes expérimentales qui malheureusement n'apparaissent pas dans les procédures de détermination des RTndt.

Conclusion

Même si la cuve du Blayais 1 ne présente aucun défaut pleine virole et si les résultats du Tricastin ont permis de conforter l'hypothèse de non évolution de ce type de défauts, il reste des points à préciser ou prendre en compte pour étudier le comportement des cuves sous irradiation :

- L'analyse des phénomènes conduisant à une modification des caractéristiques mécaniques des matériaux sous irradiation neutronique doit continuer à faire l'objet de recherches fondamentales. Les effets liés aux spectres d'énergie des neutrons devraient être étudiés plus à fond, y compris dans l'estimation des paramètres de fluence. Il nous semble que les effets des neutrons d'énergie inférieure à 1 MeV devraient être mieux caractérisés. En effet, la fluence dépend aussi de ces neutrons.
- La détermination de la fluence et l'influence des plans de chargement en combustible.
- L'analyse de sûreté présentée par l'exploitant est résumée en termes de "marge" vis-à-vis de la température de transition. Une approche plus statistique devrait être engagée afin d'évaluer les paramètres et leurs incertitudes.

En tout état de choses, indépendamment de la présence de défauts, l'essentiel est de gérer la fluence reçue par la cuve. Des études comparant les extrapolations au rythme dit "de conception" (fluence proportionnelle au temps et au taux d'utilisation) à des gestions permettant d'obtenir des fluences dites "réduites" ou "faibles" (positionnement d'assemblages usagés dans les zones des points chauds de la cuve) ont montré qu'il était possible de limiter l'irradiation de la cuve, donc sa fragilisation.

3. ANALYSE DES INCIDENTS SIGNIFICATIFS

Dans les tableaux ci-dessous, figure le nombre total d'incidents survenus sur les 58 tranches du parc EDF et sur BLA1. Ces données sont répertoriées par année entre 1999 et 2002, selon le classement INES.

1999	Ensemble des tranches	Moyenne par tranche	Blayais1
Niveau 0 (INES)	353	6,1	8
Niveau 1 (INES)	116	2	2
Niveau 2 (INES)	3	0,05	1
2000	Ensemble des tranches	Moyenne par tranche	Blayais1
Niveau 0 (INES)	330	5,7	8
Niveau 1 (INES)	134	2,3	2
Niveau 2 (INES)	5	0,09	0
2001	Ensemble des tranches	Moyenne par tranche	Blayais1
Niveau 0 (INES)	381	6,6	9
Niveau 1 (INES)	90	1,6	1
Niveau 2 (INES)	2	0,03	0
2002	Ensemble des tranches	Moyenne par tranche	Blayais1
Niveau 0 (INES)	456	7,9	14
Niveau 1 (INES)	99	1,7	1
Niveau 2 (INES)	1	0,02	0

Signalons que "l'année 2002 a vu la mise en place progressive des nouvelles règles visant à instaurer un suivi des écarts liés à la radioprotection et aux rejets dans l'environnement, en complément des incidents significatifs pour la sûreté." (rapport ASN 2002, page 320)

Mais l'Inspecteur Général déplore cette situation et dans les "**actions à consolider**" de son rapport 2002, écrit "Au premier rang, je citerai la radioprotection et les projets associés comme ALARA et management de la radioprotection ou propreté radiologique. Je

considère en effet que malgré les efforts soutenus des niveaux centraux, et en dépit de l'évolution positive des indicateurs, la radioprotection marque aujourd'hui un palier, alors que des marges de progrès subsistent. Les objectifs fixés ne sont pas suffisamment relayés par les services opérationnels comme en matière d'optimisation de la dose ou de suivi des chantiers. Les enjeux ne sont pas encore bien compris, en particulier vis-à-vis des prestataires."

Malgré le faible nombre de données et leurs faibles valeurs (surtout pour les incidents niveau 2), on peut constater une relative stabilité du nombre d'incidents répertoriés année après année.

Par contre, l'année 2002 montre donc une augmentation sensible du nombre d'incidents, mais ceci est clairement lié aux nouvelles règles instaurées pour tous les réacteurs. Cette augmentation est sensible sur tout le parc : 556 dont 450 au titre de la sûreté, chiffre comparable aux autres années et 150 attribuables aux problèmes de radioprotection. Cependant comme le souligne l'Inspecteur Général d'EDF, ce nombre d'incidents liés à la radioprotection doit décroître.

Les incidents "radioprotection et environnement" étaient signalés, pour partie, dans les rapports de l'OPRI (IRSN), mais surtout ne faisait pas l'objet d'un classement et d'une étude. Même si les études EDF et ASN (IRSN) ne sont pas accessibles directement, les incidents sont étudiés pour trouver des remèdes aux séquences répétitives. Ceux relevant de la radioprotection représentent 18 % environ de l'ensemble des incidents. Il y a donc nécessité à les étudier car la sécurité des personnels et des populations est en jeu, comme avec ceux relevant de la sûreté.

Pourquoi n'étaient-ils pas classés sur l'échelle INES puisque, dans les critères de définition des niveaux, interviennent les rejets et l'atteinte des personnes ?

C'est, d'ailleurs la raison pour laquelle nous avons souhaité lors de la VD2 de Fessenheim avoir accès aux données complètes des accidents. Cela n'a pas été possible. Pour Blayais, nous n'avons aussi qu'un résumé succinct qui ne suffit pas pour les analyser finement.

Le Blayais est au-dessus de la moyenne nationale, en ce qui concerne les incidents niveau 0 : ils sont peut-être plus attentifs aux précurseurs. Cependant pour analyser les différences d'autres données sont nécessaires : nombre de jours de fonctionnement des réacteurs, durée des incidents, état de la tranche ou des tranches, etc...

BLAYAIS 1 : RÉCAPITULATIF 1993-2002

Année	Niveau 0	Niveau 1	Niveau 2	Total
1993	7	2	0	9
1994	8	0	0	8
1995	3	0	0	3
1996	11	0	0	11
1997	2	2	0	4
1998	9	0	0	9
1999	6	2	1	9
2000	8	2	0	10
2001	9	1	0	10
2002	14	1	0	15

Le classement INES a été effectué au titre du classement "Défense en profondeur".

PROPOSITIONS POUR UNE ÉTUDE SUR LE LONG TERME.

Une analyse exhaustive doit obéir aux principes généraux suivants :

*** remise de rapport bisannuel (éventuellement annuel)** permettant un aller-retour de questions pour discussion avec la CLIN.

*** nombre de jours d'arrêts sur la période écoulée.**

*** contenu complété et clarifié :**

-Date et heure de l'incident

-Durée réelle (même supposée) de l'incident, au besoin entre la dernière vérification et la découverte de l'incident.

-Domaine d'exploitation de la tranche : réacteur divergé ou non, couplé au réseau ou non, température et pression, pourcentage de la puissance nominale, état de montée ou descente de puissance.

-Explication de l'incident en remontant historiquement à la cause première (même si déconnectée à priori) et les circonstances de la mise en évidence de l'incident.

-Mesures correctives prises immédiatement.

-Mesures correctives à plus long terme, surtout si elles engagent une modification de matériels ou de procédure.

*** Implications éventuelles sur le fonctionnement du parc** (même en dehors d'erreurs génériques)

ANNEXES

ANNEXE 1
PRÉSENTATION DES RÉSULTATS DE LA VD2 de Blayais 1

FIGURE 1

1-RESULTATS CUVE

A-Zone de coeur des viroles

Aucun défaut n'a été décelé : voir résultat en page 21

B-CUVE ET MATÉRIELS CONNEXES

Extrait de la note EDF "Bilan de la visite décennale n°2"

SOUDURES DE LA CUVE

Le contrôle avec l'outillage MIS (Machine Inspection en Service) des soudures des viroles de la cuve et des soudures cuve/tuyauteries du CPP pratiqué au titre du PBMP-AM-411.01 a été effectué.

10 fiches de suivi d'indication ont été initiées :.

2 indications, dans les soudures d'embout des tubulures,

6 indications hors soudures dans la calotte fond de cuve (défauts de forgeage lors de l'élaboration des lingots),

2 indications soudure B/C1

Aucune indication à caractère plan n'a été décelée en zone cœur lors des VD1 et VD2. Les indications mentionnées font l'objet d'un suivi et aucune de ces indications ne présente d'évolution depuis les visites antérieures.

Toutes ces fiches d'écarts sont soldées.

CAPSULES D'IRRADIATION

Les positions des capsules insérées à l'origine et leur durée d'irradiation en cuve permettent d'avoir un facteur d'anticipation de 40 ans avec la fluence de conception. Dans ces conditions, le point représentatif de la cuve BLA1 est bien enveloppé par la courbe générique 900MW.

Dans le cadre de la stratégie durée de vie des cuves, nous avons introduit deux capsules d'irradiation repères W et X en lieu et place de U et Z ; ces capsules qui resteront en cuve de 14 à 16 ans permettront d'avoir une projection du comportement de la cuve au-delà de 40ans.

PIONS DE LA PLAQUE INFÉRIEURE DU COEUR

Conformément à la Demande du Parc (DP), un examen télévisuel des pions de la plaque inférieure du cœur a été réalisé. L'ensemble des pions a été contrôlé, tous les pions sont classés en catégorie 1 (traces de frottement).

TIRANTS COUVERCLE DE CUVE

Nous avons effectué le contrôle de l'alignement des repères faits sur les écrous des tirants antisismiques du couvercle de cuve (tranche classée en famille 3)

(..) Nous avons effectué sur BLAYAIS 1 un contrôle des jeux au redémarrage à chaud après un maintien en température de 72 heures. Ce contrôle est réalisé exceptionnellement au redémarrage car celui-ci n'a pas été réalisé à chaud à la descente.

VIS GRAPPIN FIXE MÉCANISME DE COMMANDE DE GRAPPE

Conformément à nos engagements, nous avons effectué le contrôle télévisuel de la vis du grappin fixe du mécanisme de la grappe E7, suite à la dépose de l'instrumentation acoustique et électrique de commande de grappe. En application d'une prescription du parc, une extension de ce contrôle a également été réalisée sur 7 assemblages (D8, H12, H4, M8, G3, E3 et B6).

Le contrôle télévisuel n'a pas fait apparaître de problème.

CALAGE DU C.P.P

Il a été procédé aux relevés à chaud du calage du CPP le 21/12/2002. Après analyse, aucune correction n'a été apportée.

Cependant, la fiche d'écart n° 145 a été ouverte, elle concerne le relevé à chaud des jeux des butées latérales du supportage inférieur des générateurs de vapeur.

2- SYNTHÈSE GÉNÉRALE DES EXAMENS NON DESTRUCTIFS HORS CUVE

- Conformément à la demande du parc (DP), nous avons remplacé 102 tirants précontraints des éléments du CPP à savoir : béquilles des GV, des GMPP et butée branche en U.

Six tirants n'ont pu être déposés du fait d'un espace libre en parties haute et basse insuffisant. Nous avons appliqué comme le demandent les procédures un contrôle de tensionnement des six tirants qui n'a pas fait apparaître de tension hors critère. En outre, le contrôle visuel des parties accessibles de ces six tirants sera maintenu.

- Nous avons effectué le remplacement des 12 DAB des générateurs de vapeur.

- Pour les DAB des pompes primaires, nous avons effectué un contrôle visuel et un contrôle de la position de la tige des DAB à chaud et à froid.

- Fiches d'écart

FE n° 00000145

Concernant le relevé à chaud des jeux des butées latérales du supportage inférieur des générateurs de vapeur, le PBMP 400-04 ind. 02 demande de mesurer, en plus des jeux habituels, les jeux Jr15, Jr16, Jr25, Jr26, Jr37 et Jr38. Pour effectuer ces derniers relevés, il est impératif de déposer le calorifuge, activité qu'il est très difficile, voire impossible de réaliser dans les conditions d'arrêt à chaud.

Suite aux relevés des jeux à chaud des cales des extrémités, opérations que nous avons effectuées en début d'arrêt les jeux de l'ensemble des cales ont été relevés à froid (..) Ces relevés nous permettront de calculer le déplacement des GV et par extrapolation d'aligner toutes les cales intermédiaires sur les cales d'extrémités. **Écart soldé.**

GV - FE n° 00000154

Au niveau des DAB n° 1 et 2 du générateur de vapeur, un défaut de positionnement des chapes d'ancrage soit côté génie civil, soit côté ceinture du générateur de vapeur a été mis en évidence.

Les essais de déplacement des tiges des DAB, en partant des positions relevées à chaud puis à froid montrent une course disponible de 40mm de chaque côté du piston. Il n'y a donc pas de risque de mise en butée mécanique du DAB lors du déplacement thermique du GV. Compte tenu du surdimensionnement des matériels d'assemblage, ce défaut de positionnement n'a pas d'impact sur la fonction des DAB. Nous maintiendrons les mêmes côtes que celles mesurées sur la tige des pistons lors de la dépose des DAB. **Écart clos.**

CV - FE n° 00000188

Lors de l'inspection télévisuelle des internes supérieurs, la gaine du thermocouple RIC036MT a été observée au contact d'un tube guide de grappe. Ce constat n'induit aucun préjudice compte tenu :

- de l'absence d'usure par frottement constatée lors de l'ITV précédemment citée ;
- des conditions d'échange entre l'extérieur et l'intérieur de la gaine.

En outre, dans le cas d'une hypothétique défaillance du thermocouple, des éléments de réserve peuvent se substituer à cette ligne RIC.

La remise en conformité à savoir, décoller la gaine du tube guide, est une opération à réaliser à distance, au moyen d'une perche. Cette intervention, qui requiert une préparation fine en raison de l'obligation d'éviter toute rupture de continuité (cheminement du thermocouple à l'intérieur de la gaine), sera réalisée lors du prochain arrêt.

Lors de sa reconnexion, un suivi particulier de la résistance d'isolement du thermocouple sera assuré ; la cohérence de la mesure de température sera analysée lors de l'arrêt à chaud.

GV - FE n° 00000187

Lors de l'opération de bouchage en mode robotique pratiquée sur le GV n° 1, branche chaude et après la traction (conforme en pression et distance) exercée sur le noyau du bouchon posé au droit du tube L39 C34, le mandrin ne peut être dévissé par le moteur de l'outil. En outre, une tentative manuelle entreprise à l'aide d'une clé disposée en bout du mandrin est restée vaine.

Le dévissage du mandrin a été réalisé manuellement au moyen d'une clé dynamométrique, à un couple inférieur à 130 N.m (couple inférieur au couple qui risquait de faire tourner l'expansor dans le bouchon correctement installé). **Écart clos.**

Essai périodique - FE n° 00000098

Lors du contrôle du temps de chute des grappes réalisé en arrêt à chaud à la convergence., 5 assemblages ont été mesurés avec un (T4 + T5) supérieur à 0,1 seconde. (...)

Ces 5 assemblages ne sont pas rechargés sous grappe pour la campagne 20 à venir.

FE N° 358 495 / 99

Suite à un échange standard de l'hydraulique de la pompe, lors d'un arrêt de tranche précédent, ce matériel a été livré après remise en état (hors du site) équipé de joint en viton.

La qualification des joints viton devrait aboutir début 2003.

Le remplacement de cette pompe lors de la VD2 2002 clôt cet écart, découvert hors programme de contrôle -

FE n° 00000138

Lors de l'intégration du dossier de modification PNXX 1254 (pressurisation des bras morts RRA), une zone en sous-épaisseur de 15 mm de longueur a été constatée en peau externe de l'extrados du premier cintre situé au niveau de la vanne RCP 212VP. Cette perte d'épaisseur locale de 0,6 mm, présente un aspect dépourvu de toute acuité et est exempte de toute indication en ressuage ; elle est attribuée à un meulage d'origine accidentelle lors du montage initial de la tuyauterie.

L'analyse conclue à l'absence de nocivité de cette zone (tuyauterie 3/8", diamètre extérieur = 17,1 mm ; épaisseur = 3,2 mm) qui est donc laissée en l'état. **Écart soldé.**

GÉNÉRATEURS DE VAPEUR

CONTRÔLE DES TUBES PAR COURANT DE FOUCAULT

1- Programme de contrôle

spécifique GV3

Une fuite au GV3 a conduit à un contrôle complémentaire :

"Suite à la découverte d'un défaut longitudinal de longueur libre = 13 mm en Branche Froide (BF) du GV3, il a été décidé de procéder à une extension du programme de contrôle ; l'ensemble des tubes côté BF de ce GV a été contrôlés par STL (sonde tournante longue)."

- 2 Résultats

Nombre de tubes obturés

BLA 1	1992	2002	VD2
GV1	40	163	183
GV2	39	87	94
GV3	90	185	218

Taux de bouchage en %

BLA 1	1992	2002	VD2
GV1	1,2	4,8	5,8
GV2	1,2	2,6	2,8
GV3	2,7	5,8	6,5

Bilan de fuite à 155 bar

	BLA 1 (1992)	BLA1 (VD2)
Fuite (l/h) Critère 230 l/h	64	66

Fuite (l/h) Critère 50l/h	34	45,5
---------------------------	----	------

Critère 239 l/h : fuites identifiées et non identifiées mais collectées inférieures à 230 l/h.

Critère 50 l/h : fuites non collectées donc non localisées inférieures à 50l/h

Bilan des fuites au niveau des faisceaux tubulaires, fuites collectées par APG (purges GV) à 155 bar et effectué lors de l'épreuve hydraulique de la VD2

BLA1	BLA1 VD2
GV1 (l/h)	1,4
GV2 (l/h)	6
GV3 (l/h)	12
Total	19,4

Ce bilan permet de comprendre pourquoi il a été nécessaire de vérifier le GV3 d'une façon plus approfondie : découverte d'un défaut sur branche froide et bouchage du tube incriminé.

OPÉRATIONS DE BOUCHAGE lors de la VD2

Lors de cet arrêt, les contrôles par courants de Foucault ont conduit aux bouchages suivants :

- GV boucle n°1 : 20 tubes dont la pose d'un dispositif stabilisateur de cintre dans deux tubes
 - GV boucle n° 2 : 7 tubes.
 - GV boucle n°3 : 33 tubes dont la pose d'un dispositif stabilisateur de cintre dans un tube.
- Nous avons effectué suite à la requalification du circuit primaire, le test hélium des faisceaux tubulaires des trois générateurs de vapeur conformément au PBMP 443-02 indice 6.

Bilan global des tubes bouchés sur les GV (depuis la mise en service de l'installation)

:

- GV1 : 183 tubes
- GV2 : 94 tubes
- GV3 : 218 tubes

INSPECTIONS TÉLÉVISUELLES DES PLAQUES TUBULAIRES

Pratiquées sur les 3 générateurs de vapeur, elles ont permis de déceler et de revoir des corps étrangers ; le bilan détaillé de ces contrôles a été exposé à la DRIRE lors de la réunion de présentation de fin d'AT.

Les quantités de boues extraites lors des lançages réalisés sont données ci-après.

- GV boucle n° 1 : 15,4 kg
- GV boucle n° 2 : 15,9 kg
- GV boucle n° 3 : 8,4 kg

REQUALIFICATION DU CIRCUIT PRIMAIRE PRINCIPAL

EDF a effectué l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal le mardi 18 février 2003, en présence des inspecteurs de la DRIRE Aquitaine.

- le débit total de fuite était de 65,98 l/h pour un critère de 230 l/h.
- le débit de fuite non identifié était de 45,51 l/h pour un critère de 50 l/h.
- les débits de fuite au niveau des faisceaux tubulaires des GV, collectés par le dispositif APG à la pression de 155 bars, s'établissent aux valeurs suivantes :
- GV n° 1: 1,4 l/h ,

- GV n° 2: 6 l/h ,
 - GV n° 3: 12 l/h.
- La requalification du C.P.P. a été prononcée le 4 avril 2003.

ENCEINTE

A- CARTOGRAPHIE DE LA PEAU MÉTALLIQUE DU BR1

1) SYNTHÈSE GÉNÉRALE des CONTRÔLES

Les relevés des déformations des tôles constitutives du gousset (tôles C) et du fût (tôles V) ainsi qu'un constat visuel des tôles du dôme du bâtiment-réacteur effectués lors de la VD2 de la tranche 1 constituent la **cartographie point zéro de la peau métallique** d'étanchéité de ce BR.

Les constats de déformation des tôles ont été effectués avant et après l'épreuve de l'enceinte (EE), et l'ensemble des résultats, tôle par tôle est consigné dans le dossier de fin d'intervention, les relevés photographiques réalisés complètent les relevés dimensionnels.

Le bilan global des constats effectués avant et après EE est donné dans le tableau ci-après :

BILAN de l'EXPE RTISE DE LA PEAU D'ÉTA NCHÉI TÉ DU BR1	TOLES GOUSSE T C ET TÔLES FÛT V	CLOQU ES AVANT EE	CLOQU ES APRÈS EE	ÉVOLU TION					
	Surface en m²	Nombre	Surface en m²	% cloq uage	Nombre	Surface en m²	% cloq uage	Cloques apparu es	Surface en m²
	Total C	328,14	36	3,52	1,07%	37	3,57	1,09%	0,06
	Total V	3027,08	646	76,84	2,54%	680	86,67	2,86%	9,82
	TOTAL	3355,22	682	80,36	3,61 %	717	90,24	3,95 %	9,88

2) TÔLES DE RÉFÉRENCE

La synthèse sur les 5 tôles de référence est donnée dans le tableau ci-dessous :

BILAN de l'EXPE RTISE DES TÔLES DE RÉFÉR ENCE	N° TÔLES	CLOQU ES AVANT EE	CLOQU ES APRÈS EE	ÉVOLU TION					
	Surface en m²	Nombre	Surface e n m²	% cloqua ge	Nombre	Surface e n m²	% cloqua ge	Cloques apparues	Surface e n m²
	C1.8	5,74	3	0,39	6,85%	3	0,43	7,44%	0,03

V5.8	40,28	23	2,24	5,57%	25	2,80	6,96%	2	0,56
V6.5	48,64	11	0,98	2,01%	11	0,98	2,01%	0	0,00
V11.1	22,42	16	1,55	5,53%	18	1,62	6,11%	2	0,08
V11.18	26,22	13	1,00	3,80%	15	1,10	4,20%	2	0,10
TOTAL	143,30	66	6,16	4,30%	72	6,93	4,83%	6	0,77

Longueur V11.1 = 5,90 m

Longueur V11.18= 6,90m

Ces 5 tôles de référence ont été choisies en fonction de leur position altimétrique, de leur accessibilité, des points singuliers, des relevés effectués avant EE (les plus cloquées), ce qui conduit aux tôles de référence repérées ci-dessous.

- 1 au niveau du gousset (-3,50 m), [C1.8]
- 2 en partie haute du bâtiment, au niveau du pont tournant (40m) [V11.18 et V11.2]
- 1 au niveau du tampon matériel (18,5 m) [V6.5]
- 1 au niveau des traversées ARE (15,5 m) [V5.8]

3) TÔLES DU DÔME

Ces tôles ont fait l'objet d'une évaluation visuelle et les déformations constatées se situent en partie supérieure du dôme au niveau des raccordements des tôles trapézoïdales sur la partie centrale circulaire.

déformation du dôme

Pour suivre les contraintes dans le béton du bâtiment réacteur, celui-ci est notamment équipé de 20 témoins sonores (TS) et de 18 Thermocouples (TC) situés dans la jupe et le dôme du BR.

Les témoins sonores (extensomètres) sont groupés par deux et sont associés à un thermocouple. Cet ensemble constitue un "point de mesure". Dans le fût et le dôme de l'enceinte à un point situé côté intrados correspond un point situé côté extrados.

Le dôme du bâtiment réacteur comporte 2 points de mesure équipés de 2 TS et 1 TC . Ces points se trouvent au sommet du dôme, et les extensomètres implantés sont placés sur deux méridiens orthogonaux .

L'ensemble des relevés est effectué à partir du puits d'auscultation où est regroupé l'ensemble des coffrets de mesures des témoins sonores et des thermocouples.

Surveillance en exploitation et essai décennal :

En fonctionnement normal, le système d'auscultation est exploité tous les 3 mois ; les mesures réalisées lors des épreuves décennales de résistance et d'étanchéité de l'enceinte de confinement complètent celles-ci (mise en place d'instrumentation supplémentaire).

Ce suivi régulier de l'enceinte fait l'objet de rapports bisannuels dont les résultats montrent un amortissement généralisé des évolutions du phénomène de retrait-fluage du béton et une vitesse d'évolution (micron/m/an ou $\mu\text{m}/\text{m}/\text{an}$) quasi nulle au niveau de la déformation du dôme depuis 1993.

Les déformations moyennes depuis la première mesure qui a suivi la fin de la précontrainte (février 1980) sont données ci-après)

Déformations Moyennes au niveau du Dôme ($\mu\text{m}/\text{m}$) de février 1980 à juillet 2002				
Niveau	Position	Direction	Raccourcisse- ment moyen	Vitesse évolution actuelle

			($\mu\text{m/m}$)	($\mu\text{m/m/an}$)
56,5 m	Extrados	Méridienne	230	≈ 0
56 m	Intrados	Méridienne	425	≈ 0

Résultats des mesures sur le dôme lors de l'EE de 2003 et rappel des valeurs des EE antérieures

Les amplitudes des déformations locales au niveau du dôme (m/m) mesurées par les extensomètres lors des épreuves de 1980, 1983, 1992, et 2003 sont récapitulées ci-après.

Déformations Moyennes au niveau du Dôme ($\mu\text{m/m}$) pour une variation de pression de 0 à 0,4 MPa					
Niveau	Position	Essai préop.1 980	EE Avril 83	EE Novembre 92	EE Mars 2003
56,5 m	Extrados	91	66	82	81
56 m	Intrados	183	153	179	173

Commentaires EDF: Les déformations locales mesurées sous l'effet de la pression, lors de l'épreuve de 2003, sont tout à fait comparables à celles des essais précédents.

Les évolutions des câbles de précontrainte au cours de l'épreuve restent minimales (inférieures à 25kN) et l'hystérésis de l'ordre de 2 à 3kN confirme leur bon comportement ; les déformations résiduelles au retour à la pression atmosphérique sont faibles et de l'ordre de 15 $\mu\text{m/m}$ dans le dôme.

B-ÉPREUVE (extrait note EDF)

I) Déroulement et Résultats de l'épreuve enceinte

Ce point a été effectué sur le site ; les valeurs mesurées et les incertitudes données lors de ces premiers résultats sont des données brutes non encore corrigées des effets thermiques et des variations des capteurs. Les valeurs définitives seront connues à l'issue des analyses approfondies des mesures et pourront en différer légèrement.

Les résultats de cette première analyse sont établis au cours de l'essai de l'épreuve enceinte.

a) Mesure du volume libre de l'enceinte : 51552 m³ (palier 0MPa)

b) au Palier 0,1 MPa

Débit de Fuite : - 2,05Nm³/h (rappel VD1 : - 3,88 Nm³/h)

c) Gonflage de l'enceinte

A 0,2MPa et 0,3 MPa les mesures des déformations et des déplacements sont similaires à ceux de la dernière épreuve et l'on note une bonne linéarité des phénomènes.

d) Palier nominal à 0,4 MPa

Fuite Globale : Critère d'essai : $F + \Delta F = -0,162 \text{ \% } /j$ (en masse)

Débit de fuite global mesuré lors EE VD2 : -2,67Nm³/h +/- 1Nm³/h (Rappel VD1: -1,59 Nm³/h +/- 0,78Nm³/h)

Taux de fuite mesuré lors EE VD2 : - 0,027 % /j (rappel VD1: - 0,016% /j)

e) Comportement Général de l'enceinte au palier nominal :

Dans le radier, les déformations sont sensiblement identiques à celles de la VD1.

A mi-fût, la déformation moyenne sur les pendules est de l'ordre de 9,6 mm, déformation conforme à celle observée en VD1.

Pas d'évolution notable en cours de palier.

En première analyse, on peut noter que le comportement mécanique de l'enceinte est satisfaisant et proche de celui obtenu lors de la VD1 de 1992.

f) Retour à la pression atmosphérique.

-Déformations et déplacements de l'enceinte de confinement :

Globalement, aucune évolution de comportement n'a été relevée entre cette épreuve et celle de 1992. Les grandeurs mesurées au cours du cycle de montée et descente de pression présentent une bonne linéarité et réversibilité.

L'hystérésis au retour à la pression atmosphérique reste faible.

-Suivi de la fissuration de l'extrados de la paroi au retour à la pression atmosphérique

Sur les 7 fissures instrumentées avant l'épreuve, aucune fissure n'a évolué.

C-COMPTABILISATION DES SITUATIONS

Pour satisfaire les obligations réglementaires de l'arrêté du 26 février 1974, complété en 1999, le constructeur doit définir les sollicitations auxquelles le Circuit Primaire Principal (CPP) peut être soumis et analyser son comportement. Quant à l'exploitant, il définit les conditions d'utilisation et avec le constructeur examinent les différents transitoires possibles ou envisageables (dossier de référence des situations de conception).

Pendant la vie de la centrale, l'exploitant vérifie que les sollicitations ne sont pas plus sévères que celles du dossier de conception. Dans le cas contraire, les conditions d'exploitation ainsi que les situations de référence sont réétudiées.

L'exploitant aux termes de l'article 38 doit tenir un dossier d'exploitation où doivent être transcrites toutes les modifications et sollicitations auxquelles est soumise la chaudière.

Selon l'article 36 le dossier de situations peut être modifié compte tenu du retour d'expérience (REX). Le dossier du palier 900 a été élaboré en 1986 (révision F).

Ce dossier de situation sert pour l'analyse du comportement d'un palier, ici le palier 900. Cependant il intègre les retours d'expérience et cela a mené à une nouvelle version faisant l'objet d'un arrêté (révision G).

Extrait du dossier "comptabilisation des situations de la tranche 1"

Enjeux de la comptabilisation des situations

La comptabilisation des situations présente des enjeux importants pour l'exploitant.

Le premier enjeu est la conformité réglementaire des situations comptabilisées pour chaque chaudière avec celles prévues à la conception, en termes de sévérité et de nombre d'occurrences. En comptabilisant les transitoires identifiés au cours de l'exploitation, l'exploitant vérifie en permanence que les hypothèses des dossiers de conception ne sont pas outrepassées.

Le second enjeu est la maîtrise de la durée de vie des appareils.

La surveillance des sollicitations du CPP et du CSP est importante pour l'exploitant dans la mesure où elle permet de maîtriser et de prévenir différents dommages mécaniques, notamment le dommage de fatigue.

Le retour d'expérience de la comptabilisation des situations est important pour l'exploitant et doit permettre :

- de faire évoluer les règles de conduite et d'Essais Périodiques pour minimiser les sollicitations sur les matériels, en prenant en compte par ailleurs les exigences de sûreté,*
- de définir, le cas échéant, les évolutions pertinentes du Dossier Des Situations (DDS) du Dossier d'Analyse du Comportement (DAC) et du Dossier d'analyse du risque de Rupture Brutale (DRB),*

- d'évaluer les marges vis-à-vis de la fatigue et d'apporter des éléments importants pour l'optimisation des modes d'exploitation, de la maintenance préventive et du traitement des indications mises en évidence en exploitation.

Dossier de référence des situations de conception

Catégories des situations d'exploitation

Le comportement de la chaudière du point de vue des différents dommages est analysé par le constructeur sur la base d'un catalogue de situations de conception.

Ces situations qui intègrent le retour d'expérience de la comptabilisation des situations sont définies avec des hypothèses pénalisantes afin d'obtenir des évolutions de températures et pressions enveloppes des transitoires réels.

(..)

Les épreuves hydrauliques réglementaires du CPP et du CSP sont réalisées avec le combustible nucléaire déchargé et en respectant des règles de températures et de pressions différentes des situations de deuxième catégorie.

Situations d'ensemble de la chaudière et situations particulières à certaines enceintes

Les situations qui affectent l'ensemble du CPP et du CSP sont appelées les situations d'ensemble de la chaudière.

À ces situations d'ensemble de la chaudière, se rajoutent des situations particulières à certaines enceintes du CPP et du CSP, telles que lignes auxiliaires (la ligne de charge du RCV), piquages ou organes de robinetterie.

Ces situations résultent du fonctionnement de circuits auxiliaires et se caractérisent par des chargements spécifiques à des parties réduites et déterminées des appareils.

La comptabilisation de ces situations propres à certaines enceintes complète la comptabilisation des situations d'ensemble de la chaudière.

Modalités

La comptabilisation des situations proprement dite consiste à :

- enregistrer en continu des signaux correspondant aux informations les plus importantes sur le fonctionnement de la chaudière, à tracer l'évolution de ces signaux en fonction du temps,
- détecter l'apparition des transitoires d'exploitation significatifs vis-à-vis des dommages mécaniques étudiés à la conception,
- identifier chacun des transitoires d'exploitation ainsi détectés, en rassemblant les informations utiles sur l'évolution des paramètres physiques et fonctionnels et sur la conduite de la chaudière,
- affecter chacun des transitoires d'exploitation identifiés à une (ou plusieurs) situation (s) de conception, en vérifiant que le transitoire réellement constaté est bien couvert par la (les) situation (s) de conception correspondante (s),
- vérifier le respect du nombre de situations consommées par rapport au nombre d'occurrence de chaque situation.

Commentaire GSIEN

Au Blayais on a donc travaillé selon les termes de 1999 : "le Circuit Primaire Principal (CPP) et le Circuit Secondaire Principal (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression sont soumis en ce qui concerne leur suivi en exploitation aux dispositions de l'arrêté et de la circulaire du 10 novembre 1999."

Cette analyse est menée dans l'hypothèse d'un fonctionnement des réacteurs pendant 40 ans. Les nombres de "situations" ont donc été estimés à 40 ans. Pour BLA1 (20 ans de vie, soit mi-vie selon EDF), on doit comparer à 50 % de la prédiction.

La comptabilisation des situations permet de :

- vérifier que le CPP n'est pas soumis à des contraintes non retenues dans le dossier de référence.

- conserver les documents servant à reconstituer les sollicitations du CPP.
- Le suivi est assuré selon la procédure suivante :
- détection (plage de pression et de température, événements affectant des zones du CPP),
 - identification du transitoire,
 - affectation à une situation du dossier de référence,
 - constitution d'un dossier (enregistrement des paramètres, informatisation),
 - décompte des situations "consommées" (bilan semestriel)

Le nombre de situations recensées dans le dossier "comptabilisation des situations", révision G est 174 contre 171 à Fessenheim.

Dans le dossier de Fessenheim :

-28 situations étaient en cours de redéfinition. Pour Blayais, sur les 28 : 17 apparaissent avec une valeur, 11 ont changé de dénomination.

-14 situations dépassaient les prévisions, 4 les atteignaient. Pour Blayais, il n'y a plus de dépassement, ni de frôlement des limites.

-63 situations ont des limites identiques entre FES et BLA

Dans le dossier Blayais, il n'y a aucun dépassement mais

5 situations sont à 30%

2 situations sont à 33%

1 situation est à 35%

2 situations sont à 39%

1 situation est à 40%

2 situations sont à 42%

1 situation est à 60%

Il y a donc de la "marge" mais encore faut-il que cette révision G ait bien intégré le retour d'expérience.

ANNEXE 2

VISITES DU RÉACTEUR BLA 1

1- Le 21 mars 2003 nous avons visité le bâtiment réacteur.

Pour effectuer cette visite nous avons suivi les nouvelles procédures d'accès. En effet, n'étant pas suivi médicalement au titre de la radioprotection, nos accès au bâtiment réacteur sont limités et nous ne pouvons visiter des chantiers irradiants (GV par exemple).

Notre visite a commencé par une anthropogammamétrie. Déjà, à ce stade, il nous a semblé qu'une des consignes valables pour le personnel permanent était sujette à caution : en effet, dès qu'un chantier est fini (et même en pleine nuit) normalement le personnel subit une anthropogammamétrie de contrôle. Or l'infirmerie est fermée entre 19h et 7 h du matin, ce qui est normal en temps ordinaire mais pas en VD2. Donc un prestataire de service finissant sa mission à 3h et repartant chez lui, doit revenir pour ce fameux examen. Revient-il toujours ?.

Après l'examen et munis du badge d'accès pour la zone chaude, nos impressions sur le nouveau système d'accès aux zones chaudes sont plutôt mitigées.

En effet, nous étions un "groupe encadré". Normal nous ne sommes pas du personnel. Ce groupe était non scindable, badges validés,... Or, impossible de passer les portiques : l'ordinateur nous avait perdu. L'attente a duré 3/4 d'heures pour le personnel EDF encadrant et les autres.

Cette attente nous a permis de constater :

- manque de fluidité organisationnelle,
- parcours à réaliser pour se mettre en tenue nécessitant plusieurs allers-retours devant le poste de contrôle à côté des tourniquets d'accès, en flux contrarié par rapport au sens normal de circulation :
 - *dépôt du badge en échange d'un cadenas effectué au poste de contrôle situé à coté du tourniquet d'accès,
 - *retour au vestiaire pour se déshabiller et choisir un casier,
 - *mouvement vers le poste pour reprendre le badge en échange de la clé du cadenas,
 - *passage du tourniquet grâce au badge.

Et en sortie on recommence dans l'autre sens...

Ce qui a semblé curieux c'est que certains agents devant aller en zone non contrôlée, viennent enregistrer leur badge, basculent le tourniquet mais ne passent pas et se dirigent vers leur zone de travail.

De fait, c'est pour suivre leur dose. En effet, ces agents travaillent dans une zone éventuellement chaude mais non accessible à partir des tourniquets. Cependant la procédure ne nous a pas semblé très correcte.

Dans notre cas, nos badges n'ont pas pu être pris en compte par l'ordinateur et nous avons dû utiliser des dosimètres banalisés.

Il est vraisemblable que le nouveau système de gestion informatique des accès avait quelques faiblesses qui ont dû être réparées depuis lors.

Toutefois il ne nous a pas donné l'impression de la robustesse indispensable pour faire face à un usage intensif en période de VD, où un nombre important de travailleurs d'entreprises extérieures sont sur site, pas forcément portés sur le respect de règles de radioprotection contraignantes.

À part ce parcours du combattant pour entrer et sortir il faut noter que l'intérieur du réacteur est propre, les balisages de radioactivité clairs et correctement affichés, toutes choses auxquelles nos expertises précédentes ne nous avaient pas toujours habitués.

2- 19 décembre 2002

Visite de la digue :

Nous avons pu visiter les réalisations qui protègent le site contre les vagues.

La rehausse et le renforcement des digues de protection sont terminés.

Pour limiter les conséquences d'une éventuelle inondation ont été installés :

- un système d'alarme
- des dispositifs internes de lutte contre l'inondation
- des moyens de pompages.

Il reste encore à sécuriser l'accès au site car la route est encore inondable.

Cependant notons que les travaux se sont bien déroulés et que de nombreuses protections supplémentaires ont été installées.

Finalement pourquoi n'avoir pas réalisé ces travaux en temps et heure?

ANNEXE 3

QUESTIONS-REPONSES I - DOSIMÉTRIE BILAN DOSIMÉTRIE DE LA VD2 TR1 Répartition par principaux chantiers (Bilan au 07/04/03)

CHANTIERS	Autorisé (Prévision)	Cible début d'arrêt	Réalisé au 07/04/03
Réacteur (Cuve et PMC)	75	75	135
GV et Pressuriseur	72	72	109
LOGISTIQUE des CHANTIERS (Échafaudage, Calorifuges, servitudes)	569	569	490
ELEC/AUTO (Ventilations, filtration, levage)	79	79	37
ROBINETTERIE/POMPES ÉCHANGEURS/ CAPACITÉS	218	218	181
INTERVENTIONS DIVERSES (Conduite, SPR, Chimie, Scies Généraux, Mécanique, Chaudronnerie)	183	183	145
INSPECTIONS et CONTRÔLES END — ÉPREUVES	269	249	271
CHANTIERS PARTICULIERS (PAI, Bouchage tubes GV, ITV, peinture BR..)	385	305	194
TOTAL de L'ARRÊT	1850	1750	1562

Toutes les données sont en mSv

Le Total des doses de l'arrêt est de **1595 mSv** ; le prévisionnel fin d'arrêt affiché est de **1650 mSv**. L'objectif affiché en début d'arrêt est donc respecté.

Commentaires sur le tableau :

Il est à noter que la dosimétrie sur le poste logistique de chantier a été sur-évaluée lors de la détermination des objectifs, notamment en ce qui concerne le PAI ,

Pour les interventions sur la robinetterie et le remplacement du bol des échangeurs RRA le DDD a été plus faible que prévu ce qui a permis de rester en deçà des prévisions.

Pour les interventions ELEC /TOR /ANA ce poste a été sur-évalué.

Les dépassements dosimétriques constatés sont dus essentiellement :

- pour le poste réacteur à des interventions suite à aléas sur la MSDG (électro-vannes, fuites d'air), la mise en peinture du couvercle cuve qui n'avait pas été prise en compte, à la non identification, lors de la prévision, d'interventions supplémentaires pour visite décennale de la PMC, à la reprise du chantier CF des tubes GV,
- pour le poste GV, aux opérations de lancement des GV, au DDD plus important lors des interventions sur TO/TP (Trou d'œil/trou de poing)
- pour le poste inspection aux travaux sur une indication en branche froide 1 (ressuage et affouillement de tuyauterie)

II- TIRANTS DES BUTÉES DU Puits DE CUVE

Les contrôles engagés en 1996 (tranche 1) sur les tirants des butées anti-sismiques qui participent au maintien du puits de cuve en cas de séisme, ont fait l'objet d'un événement significatif pour la sûreté en date du 06/08/96.

Cet événement est un événement générique ; il a été traité dans le cadre d'une affaire nationale.

Dès 1996 les mesures palliatives mises en place prévoient qu'au **redémarrage** des tranches, chacune des butées doit satisfaire *a minima* les **exigences du cas de charge avec SMHV** (séisme maximum historiquement vraisemblable).

BLA 1 (tranche impaire) comporte 18 butées antisismiques, chaque butée étant fixée par 8 tirants soit au total 144 tirants. Par contre la tranche jumelle BLA2 comporte 19 butées soit 152 tirants.

La remise en tension de **123 tirants effectuée à BLA1 au cours de l'AT 1996** a permis d'obtenir lors du redémarrage de la tranche le respect du critère correspondant au cas de charge avec SMS (séisme majoré de sécurité) sur 16 butées et du critère du cas de charge avec SMHV sur les 2 autres butées.

Lors de l'arrêt de **1997**, 4 autres tirants ont été retensionnés et 1 tirant lors de l'arrêt de **2000**.

Les opérations réalisées en **2000 sur la tranche 1** (tension, réglage des jeux des butées/puits de cuve, pose de capots de protection sur les tirants) avec la réalisation d'un contrôle de la tension de chaque tirant par mesure ultra-sonore permettant d'obtenir un point zéro des tensions résiduelles soldent l'ensemble des travaux à réaliser.

Commentaire : Le SMS est plus contraignant que le SMHV ($SMS = SMHV + 1$). En conséquence les 18 butées de BLA1 satisfont au règlement.

Cependant il faut noter que ce "point zéro" a été réalisé 20 ans après le démarrage du réacteur. Cela va permettre le suivi de l'état de tension des tirants et n'apporte aucun renseignement sur les raisons d'un détensionnement éventuel.

En effet , *"la tension de référence tient compte des pertes de tension attendues en fin de vie soit 30 ans après la remise en tension"* et est toujours supérieure à la tension requise pour satisfaire au SMS. Mais si le suivi de l'évolution de la perte de tension permet de prévoir quand il va falloir retensionner, il ne donne **aucune connaissance de la cause du détensionnement et resserrer pourrait entraîner la rupture d'un tirant, sans qu'on sache pourquoi.**

III REMISE EN CONFORMITÉ, SURVEILLANCE ET CONTRÔLE DES INSTALLATIONS suite à l'inondation consécutive à la tempête du 27/12/99

(Extrait du rapport EDF)

Le passage de la tempête du 27/12/99 en Gironde a provoqué une inondation partielle du site du Blayais.

L'eau accumulée à la surface du Site s'est infiltrée via les caniveaux de surface et galeries dans les unités de production entraînant le noyage des sous-sols des bâtiments affectant principalement les tranches 1 & 2.

(...)

Les objectifs de l'affaire site sont les suivants :

- La stratégie de remise en conformité des matériels affectés par l'inondation.
- La surveillance et les contrôles à mettre en œuvre sur les matériels inondés suite à leur remise en conformité en complément de ceux pratiqués habituellement dans le cadre des programmes de maintenance.
- Les dispositions préventives à mettre en œuvre pour réduire le risque d'inondation

(uniquement en termes de recensement au titre de l'affaire)

Les enjeux liés à l'affaire site « remise en conformité des installations » :

- Garantir la pérennité de fonctionnement des matériels à l'issue de leur remise en conformité.

- Démontrer que les matériels sont restés conformes aux exigences du référentiel de conception, celles-ci ayant pu être remises en cause par l'inondation.

La stratégie mise en oeuvre

Les objectifs de l'affaire site sont les suivants :

- Recenser et expertiser de manière exhaustive les matériels affectés par l'inondation.

- Prendre en compte les enseignements du retour d'expérience national

- Définir et mettre en oeuvre les stratégies de remise en état des matériels, de requalification, de surveillance complémentaire.

Pour toutes ces étapes, les Ingénieurs du Site sont associés à des experts de la DIS (qui maîtrisent les exigences de conception) et des FTC (qui définissent les programmes de maintenance des matériels).

(..)

Des expertises ont menées à définir 10 thèmes :

Thème 1 : Électricité.

Thème 2 : Contrôle Commande.

Thème 3 : Machines tournantes.

Thème 4 : Tuyauteries, assemblages boulonnés, compensateurs à ondes.

Thème 5 : Robinetterie.

Thème 6 : Supportages, ancrages dans le Génie Civil.

Thème 7 : Ventilations.

Thème 8 : Auscultation Enceinte, divers.

Thème 9 : Génie Civil, trémies.

Thème 10 : Requalifications.

Objectif 1 : Recenser les matériels affectés par l'inondation et identifier le retour d'expérience national.

Objectif 2 : Définir et mettre en oeuvre une stratégie de remise en état des matériels affectés.

2) Matériels passifs ou statiques

2.1 Matériels électriques et de contrôle commande. Matériels connexes : supportages, trémies électriques.

2.2 Matériels Mécanique, Chaudronnerie, Robinetterie

2.3 Ouvrages de Génie Civil : porte coupe-feu, trémies de passage de câbles, de tuyauteries

Les risques potentiels identifiés à long terme suite à l'immersion dans de l'eau saumâtre de ces matériels sont la perte de leurs caractéristiques.

En l'absence de démonstration existante de leur tenue à l'immersion par de l'eau saumâtre, ces matériels sont remplacés. Il s'agit des portes coupe-feu en limite de sectorisation, des mousses d'étanchéité des trémies mécaniques.

Après remise en conformité des matériels passifs, les risques résiduels de perte de disponibilité liés à l'inondation peuvent concerner une baisse de l'isolement des câbles, le risque de corrosion sous contraintes.

Un programme particulier pour détecter les dégradations éventuelles des matériels et maîtriser leurs cinétiques doit donc être mis en oeuvre. (cf. action2-5)

Action 2-2 : Détermination des investigations complémentaires à mener sur les matériels pour statuer sur leur dégradation.

Les investigations complémentaires sont de plusieurs natures :

- Réalisation de tests de fonctionnalité complémentaires quand l'expertise visuelle ne suffit pas pour statuer sur le niveau de dégradation. Ces tests sont de toute façon réalisés lors de la requalification des matériels.

- Expertises visuelles complémentaires. L'effondrement d'une trémie électrique du BK2 ne

permettait pas de statuer sur l'état des câbles. Il a fallu attendre le démantèlement complet pour confirmer l'absence de dégradation.

-Réalisation d'essai de qualification complémentaire d'un matériau pour lequel on ne sait pas à priori statuer sur le maintien de ses caractéristiques après immersion par de l'eau saumâtre. C'est le cas de la vermiculite utilisée en protection coupe-feu des cheminements des câbles requis en termes de moyens minimaux de conduite qui fait l'objet d'un essai par une société prestataire de tenue au feu pour statuer sur le type de réfection à mettre en oeuvre. Les portes coupe-feu en Durasteel ont été remplacées faute de pouvoir disposer dans les temps de résultats d'étude.

-Interrogation du concepteur (CIG) sur des matériels immergés qui ne font pas l'objet d'un suivi par le Site. C'est le cas des capots des câbles de précontrainte de l'enceinte situés dans les galeries périmétrales des BR dont le rôle était à la construction de réaliser le remplissage d'un coulis de ciment pour assurer la protection contre la corrosion de l'ensemble plaques-d'appui-blocs d'ancrage des torons et des câbles de précontrainte de l'enceinte. En conséquence, les actions de nettoyage-séchage sont suffisantes.

-Mesures de tassement des ouvrages de Génie-Civil. Une campagne de nivellement a été réalisée sur les ouvrages des îlots nucléaires et les galeries de liaison RRI-SDP des 4 tranches du Site afin de confirmer que les tassements mesurés s'inscrivent dans les évolutions relevées précédemment.

Objectif 3 : Définir et mettre en oeuvre des dispositions préventives pour réduire le risque d'inondation.

Ces mesures ne font pas partie intégrante de l'affaire Site. Elles résultent des principes de défense en profondeur par :

-La prévention du risque d'inondation : rehausse et renforcement des digues de protection du site, protection de la station de pompage et modification de l'ouvrage de rejets...

-La limitation des conséquences d'une inondation éventuelle : mise en oeuvre d'un système d'alerte vis-à-vis d'un niveau élevé des eaux en Gironde, mise en place de dispositifs internes de lutte contre l'inondation des bâtiments, mise en oeuvre de moyens de pompage supplémentaire...

Par ailleurs, au niveau national, une affaire parc est instruite pour tirer les enseignements de l'inondation du site du Blayais.

(...)

BILAN :

Matériels électriques et d'automatismes :

Les résultats de la surveillance mise en oeuvre durant les 24 mois qui ont suivi la remise en état confirment l'absence de dégradation des matériels concernés, démontrent le maintien à un haut niveau de l'isolement. La disponibilité des matériels est donc considérée comme définitivement acquise.

Matériels mécanique - chaudronnerie - robinetterie

Les résultats des END, réalisés sur 2 arrêts de tranche consécutifs pour BLAYAIS 1 et 3 arrêts de tranche pour BLAYAIS 2, confirment l'absence de CSC pour tous les matériels faisant l'objet d'une surveillance complémentaire. Le programme de contrôle n'est pas remis en cause et les dernières expertises seront effectuées lors de la deuxième visite décennale pour BLA1

IV) LES DÉCHETS SOLIDES DE L'ARRET de TRANCHE 1

La production des déchets suite aux opérations de maintenance réalisées lors de la VD2 de la tranche 1 a conduit à la réalisation de **288** fûts en tôle représentant un volume 55 m³; ces déchets se répartissent comme indiqué dans les tableaux ci-dessous.

LES FûTS EN TôLE :

Les déchets compactables

Déchets compactables	Nbres de fûts tôle	Volumes (en m³)
2 BA	152	30,4
2 BM	20	4
2 HB	49	9,8
Total	221	44,2 m³

Origine et contenu des fûts en tôle

2 = Déchets de maintenance,
B = PVC, vinyle, matière plastique,
A = buvard, carton, papier, chiffon,
M = cuve aspirateur,
H = laine de verre.

Les déchets non compactables

Déchets non compactables	Nbres de fûts tôle	Volumes (en m³)
Bois	1 fût de 120litres	0,12
Chiffons gras / humides	31 fûts de 120 litres	3,72
2 CC	20 fûts de 220litres	4
2 EE	15 fûts de 220litres	3
Total	67	10,84 m³

Origine et contenu des fûts en tôle

2 = Déchets de maintenance,
CC = ferraille,
EE = gravats

Le nombre de fûts stockés sur le site à fin avril est de 743 fûts, l'objectif à atteindre est d'avoir moins de 300 fûts stockés en fin d'année 2003.

LES COQUES BÉTON

Les coques béton sont destinées à recevoir les déchets de procédés et les déchets technologiques. Pour les déchets de procédés, 2 filtres TEU ont été produits en Janvier et 2 filtres TEU en Février.

Coques C1	Nbres de coques	Volumes (en m³)
De 2 mSv/h à 0,1 Sv/h	2,6	5,2
De 0,1 Sv/h à 1 Sv/h	0,15	0,3
> à 1Sv/h	0,3	0,6
Total	3	6,1

PRODUCTION DES EFFLUENTS LIQUIDES :

Les données produites dans le tableau ci-dessous sont celles correspondant aux effluents collectés dans le circuit de stockage KER en provenance du BAN 1/2.

	Volumes produits Tr 1/2	Volumes Cumulés Tr 1/2	Activités mensuelles	Activités Cumulées Tr
--	-------------------------	------------------------	----------------------	-----------------------

			estimées Tr 1/2	1/2
Décembre	2794 m ³	2794 m ³	0,1640 GBq	0,1640 GBq
Janvier	665 m ³	3459 m ³	0,0221 GBq	0,1861 GBq
Février	1339 m ³	4798 m ³	0,0308 GBq	0,2169 GBq
Mars	1708 m ³	6506 m ³	0,0277 GBq	0,2446 GBq
Avril	2086 m ³	8592 m ³	0,0510 GBq	0,2956 GBq

Commentaires :

Le site s'est engagé dans une politique de réduction des effluents par une gestion rigoureuse des volumes produits et une réutilisation des volumes d'effluents chaque fois que cela est possible.

Par exemple, les effluents borés produits lors de la vidange des circuits RIS et EAS (volumes importants) pour des interventions sur ces circuits sont orientés au maximum vers la bache PTR puis réutilisés. Environ 75 % de ces volumes sont réutilisés.

Dans le tableau indiquant les volumes et activités des effluents des tranches, on peut noter pour le mois de **décembre** qu'une part importante des quantités d'effluents produits hors AT1 provient :

-du TEP (755 m³) suite à l'arrêt automatique du 13/12/02 de la tranche 1, arrêt suivi d'une borication à 350 ppm puis d'une dilution importante pour le retour à la concentration en bore correspondant au fonctionnement en stretch.

-de l'APG (1426 m³) suite à déboration et vidange des GV de plus, une part importante provient de la tranche 2 et de l'orientation des purges de cette tranche vers KER suite à une entrée d'eau brute le 29/12/02 (AN/GV, 955m³ d'effluents secondaires). Les déminéraliseurs étant by passés dans tous les cas, l'activité rejetée est donc logiquement plus élevée. Elle représente pour ce seul mois de décembre 64% de l'activité annuelle produite en 2002 par les systèmes APG des tr 1/2.

Au mois **d'avril**, il faut également noter le début de la VD2 de la tranche 2 avec découplage le 18/04/03 et la production d'effluents liée au changement d'état de la tranche 2.

Les circuits des purges des GV ont produit 496 m³ d'effluents pour la tranche 1 et 210 m³ d'effluents pour la tranche 2 et la production de distillats issus des circuits TEP s'est élevée à 1049 m³.

V SÉISME

A - ASN

NOTE D'INFORMATION (17/06/2003)

L'ASN précise l'interprétation et les modalités d'application de la nouvelle règle fondamentale de sûreté relative à la détermination du risque sismique pour les réexamens de sûreté des réacteurs de 900 et 1300 mégawatts.

Afin de prendre en compte le progrès des connaissances en sismologie et géologie, l'ASN a révisé la règle fondamentale de sûreté (RFS) relative à la détermination du risque sismique pour les installations nucléaires de surface. La nouvelle règle, dite RFS 2001-01, a été édictée en mai 2001 (pour plus d'informations lire la décision approuvant la RFS 2001-01 et le dossier de la revue Contrôle n°142 sur la protection des installations nucléaires contre les risques externes).

Les règles fondamentales de sûreté sont destinées à être utilisées pour la conception d'installations nucléaires nouvelles. Toutefois, dans une démarche d'amélioration permanente de la sûreté des installations existantes, l'ASN peut demander aux exploitants d'examiner les conséquences de l'application rétroactive d'une nouvelle règle fondamentale de sûreté sur des installations déjà construites ; la nécessité de modifier les installations est alors appréciée au cas par cas.

Ainsi, l'ASN a demandé à EDF de prendre en compte la RFS 2001-01 pour le réexamen de

sûreté, actuellement en cours, des réacteurs de 1300 mégawatts pour leurs deuxièmes visites décennales, et pour celui, à venir, des réacteurs de 900 mégawatts pour leurs troisièmes visites décennales (pour plus d'informations sur ce réexamen de sûreté, lire le dossier de la revue Contrôle n° 147 sur les réexamens de la sûreté des installations nucléaires).

EDF a donc présenté à l'ASN les niveaux de séisme à prendre en compte, pour chaque site, selon la RFS 2001-01. En parallèle, l'IRSN a fait sa propre évaluation des niveaux de séisme résultant de la RFS 2001-01, qui diffère sensiblement, de celle présentée par EDF. Par courrier du 02 juin 2003, l'ASN a donc été amenée à préciser l'interprétation de la RFS 2001-01, et ses modalités d'application aux réexamens de sûreté des réacteurs de 900 et 1300 mégawatts.

Prise en compte du spectre sismique minimal forfaitaire de sûreté

Le spectre sismique minimal forfaitaire défini dans la RFS 2001-01. Cette démarche peut conduire, pour certains sites à faible sismicité, à retenir des exigences plus contraignantes que celles qui résultent de l'étude des séismes historiquement observés.

Filtrage des séismes historiquement observés sur l'intensité la plus importante

L'ASN indique que le fait de retenir le séisme historiquement observé d'intensité la plus forte pour évaluer le séisme de dimensionnement d'une installation est conforme à la RFS 2001-01. Pour autant, certains séismes d'intensité plus faible peuvent avoir des effets plus importants, notamment pour les mouvements à haute fréquence (cas du site de Fessenheim). C'est pourquoi l'ASN demande à EDF de lui présenter des études complémentaires sur ce point.

Incertitudes liées au choix du zonage sismo-tectonique et à l'exploitation des données sismiques historiques

Tout en respectant les principes de la RFS 2001-01, le choix de certaines hypothèses, notamment la définition des zones sismo-tectoniques et l'exploitation des données sismiques historiques, peut avoir une grande influence sur l'évaluation des spectres sismiques. L'ASN demande donc à EDF de justifier le choix de ses hypothèses et de vérifier qu'elles permettent de déterminer des spectres sismiques suffisamment larges.

L'ASN fixe également les modalités de prise en compte des incertitudes dans la détermination des séismes de dimensionnement des installations. Plus particulièrement, l'ASN demande à EDF de retenir, pour certains sites, les hypothèses avancées par l'IRSN conduisant au final à retenir des spectres sismiques plus sévères.

L'ASN demande à EDF de modifier en conséquence les études sismiques de plusieurs sites (voir courrier).

En complément hors du cadre du réexamen de sûreté, les points nécessitant un approfondissement des connaissances devront faire l'objet d'un programme de travail.

Extraits de la LETTRE DE André-Claude Lacoste, directeur de la DGSNR

Objet :Réexamens de sûreté des centrales nucléaires VD2 1300 MWe et VD3 900 MWe.

Détermination des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations nucléaires, en application de la RFS 2001-01.

(..)

Par votre courrier mentionné en référence [1], vous m'informez de votre intention d'utiliser les spectres sismiques de sol déterminés par EDF, en application de la RFS 2001-01, comme référentiel des réexamens de sûreté VD2 1300 MWe et VD3 900 MWe.

Je vous rappelle que lors de la réunion du 24 octobre 2002, ont été exposés les principaux points de désaccord entre l'IRSN et vos services concernant les spectres déterminés en application de la RFS 2001-01.

En conclusion de cette réunion, il a été convenu avec vos représentants que l'instruction technique entre l'IRSN et vos services devait se poursuivre afin d'aboutir, dans la mesure du possible, à un accord sur les spectres à retenir avant le démarrage des études de vérification de tenue au séisme à réaliser dans le cadre du réexamen de sûreté VD3 900

MWe.

Votre courrier en référence, qui a interrompu cette instruction, ne peut être considéré comme conclusif.

Le 4 avril 2003, une réunion s'est tenue entre l'ASN, l'IRSN et vos services. Elle a été l'occasion pour EDF d'exposer clairement les points de divergence dans l'interprétation et l'application de la RFS 2001-01.

Les principales divergences observées sont de deux natures : l'interprétation du texte même de la RFS 2001-01 et l'interprétation des données sismo-tectoniques et sismiques.

Dans la suite de ce courrier, je vous fais part de mes conclusions et de mes demandes d'une part en ce qui concerne l'interprétation de la RFS, d'autre part en ce qui concerne son application aux cas particuliers des réexamens de sûreté VD2 1300 MWe et VD3 900 MWe.

(...)

II. Réexamen de sûreté des centrales nucléaires

II. 1 Réexamen de sûreté des centrales nucléaires du palier 900 MWe, 3^{ème} visites décennales

La révision des spectres de mouvements sismiques par l'IRSN d'une part et par EDF d'autre part a donné lieu à de profonds désaccords concernant le choix du zonage sismo-tectonique ainsi que sur l'interprétation des données relatives à la caractérisation des séismes historiques.

Ces divergences d'interprétation concernent plus particulièrement Chinon, Blayais, Saint-Laurent, Dampierre et Bugey et ne sont pas sans impact sur la conception des centrales puisque, dans certains cas, les spectres de mouvements sismiques calculés par l'IRSN dépassent les spectres de dimensionnement.

Il est prévu dans la RFS 2001-01 que ces incertitudes sont couvertes par la majoration de l'intensité macrosismique des SMHV pour la détermination du SMS. Cependant, les dépassements observés sont tels que les spectres de mouvements du sol associés aux SMS calculés par EDF sont inférieurs aux spectres de mouvements du sol associés aux SMHV déterminés par l'IRSN.

(...)

b) Cas des centrales du Blayais, Saint-Laurent et Dampierre

Cas de la centrale du Blayais

La source principale de divergence provient du choix du zonage. L'évaluation de l'aléa sismique effectuée par l'IRSN conduit à un niveau de SMS parmi les plus élevés pour les sites EDF alors que la région de Bordeaux est caractérisée par une sismicité faible.

En conséquence, je considère qu'en l'état actuel des connaissances des caractéristiques sismiques et sismo-tectoniques de la région de Bordeaux, le zonage EDF est recevable.

Par ailleurs, le spectre associé au SMS déterminé par EDF et correspondant au séisme de Bouin de 1799 est inférieur au spectre minimal forfaitaire calé à 0,1 g pour l'ensemble des fréquences.

Je vous demande selon les principes indiqués au point I. 1 du présent courrier de prendre en considération l'aléa sismique minimal défini par la RFS 2001-01 pour ce site pour l'ensemble des fréquences.

Cas de la centrale de Saint-Laurent

La source principale de divergence entre les évaluations issues de l'IRSN et EDF est le choix du zonage sismo-tectonique.

Ces deux évaluations aboutissent à la détermination d'un spectre associé au SMS calé à 0,22g par l'IRSN (séisme de 1769 dit de Veules les Roses) et à 0,11g par EDF (séisme de 1909 dit de Brest).

À l'identique de la région bordelaise, la région de la centrale de Saint-Laurent est caractérisée par une faible sismicité et je considère qu'en l'état actuel des connaissances des caractéristiques sismiques et sismo-tectoniques de cette région, le zonage EDF est recevable.

(..)

B – IRSN

TRENTE ANS DE RECHERCHES À L'IRSN SUR LES SÉISMES

FICHE TECHNIQUE 2

La prise en compte du risque sismique dans la conception et l'exploitation des installations nucléaires françaises

Chaque année, le territoire français est soumis à une centaine de séismes d'une magnitude supérieure à 3. La prise en compte de ce risque est essentielle pour la sûreté des installations nucléaires. Sans dispositions particulières, un séisme pourrait en effet conduire à des défaillances des dispositifs assurant le confinement de la radioactivité. C'est la raison pour laquelle l'IRSN mène des recherches sur les séismes, et fait évoluer les dispositions de sûreté appliquées en fonction des connaissances acquises.

(..)

1. La démarche de sûreté

D'une manière générale, les grandes installations nucléaires (centrales électronucléaires d'EDF, usines de traitement de combustibles irradiés de Cogema, entreposages ou stockages de déchets, etc.) contiennent des quantités importantes de substances radioactives dont la dissémination ferait courir des risques à la population et à l'environnement. Leur conception, leur construction et leur exploitation visent à éviter les accidents, et, s'il devait néanmoins en survenir, à en limiter les conséquences.

Les accidents retenus dans cette démarche de prévention correspondent à :

- des défaillances du procédé industriel lui-même (par exemple, la rupture d'une tuyauterie, la défaillance d'un système de régulation) ;

- des agressions d'origine interne à l'installation comme l'incendie, l'inondation ;

- des agressions d'origine externe à l'installation comme l'incendie, l'inondation, le séisme, les grands froids, etc. ; les agressions externes retenues dépendent des caractéristiques locales des sites ; par exemple, aux États-Unis, les industriels doivent prendre en compte le risque d'ouragan, au Japon celui de tsunami.

Des dispositions de construction et d'exploitation sont prises pour permettre la mise à l'arrêt des installations et leur maintien dans un état de sûreté satisfaisant en cas de séisme. Ceci suppose de caractériser tout d'abord l'aléa sismique sur le site considéré.

2. L'évaluation de l'aléa sismique

Pour concevoir une installation, il importe de bien identifier les séismes susceptibles de produire des effets à l'endroit où l'installation sera construite. Ensuite, il faut définir les "séismes de référence" à prendre en compte pour dimensionner l'installation de telle sorte qu'elle résiste à ces séismes. L'évaluation de l'aléa sismique, c'est la détermination de ce niveau de référence.

La démarche nécessite d'identifier, à partir d'informations géologiques, sismologiques, pétrographiques, etc., l'ensemble tectonique auquel le site appartient et à évaluer la sismicité de cet ensemble.

La connaissance de la sismicité historique repose sur l'analyse d'archives historiques (registres paroissiaux, par exemple) qui couvrent une période de l'ordre de 1 000 ans. Les séismes dits "instrumentaux" sont enregistrés depuis 1962.

L'évolution des connaissances permet de consolider ces éléments de façon continue. Elle a aussi conduit plus récemment à tenir compte des "paléoséismes" (séismes très anciens mais très importants survenus il y a quelques milliers d'années) dont des indices sont découverts lors de travaux géologiques ainsi que des "effets de site". Sur ce dernier point, il a été observé que, dans certains cas, la présence de couches géologiques meubles (alluvions) sur le substrat rocher peut conduire à des effets d'amplification du séisme comme à Mexico en 1985 ou à Kobé en 1995.

La phase suivante consiste à déterminer, à partir de ces séismes, ceux susceptibles de

produire les effets les plus importants sur le site, dénommés “ Séismes maximaux historiquement vraisemblables ” (SMHV) Afin d’intégrer une marge de sécurité, des “ Séismes majorés de sécurité ” (SMS) sont définis en majorant forfaitairement l'intensité de chaque SMHV d'un degré sur l'échelle MSK (voir lexique). Ce sont ces SMS qui sont utilisés pour le dimensionnement des installations.

Cette démarche et ces notions sont développées dans une Règle Fondamentale de Sûreté (RFS) qui fait l'objet de révisions en fonction de l'avancée des connaissances. L'application de la RFS dans sa version 2001, conduit à une révision en cours des niveaux sismiques considérés pour les différents sites nucléaires.

3. La conception des installations récentes

Les quantités physiques utilisées pour concevoir les installations sont définies à partir des SMS (grâce aux spectres de réponse et aux accélérogrammes). Pour une installation récente, il convient notamment d'assurer, en cas de SMS, l'étanchéité du génie civil ainsi que l'intégrité des équipements nécessaires pour maintenir l'installation dans un état sûr.

Cette démarche conduit à s'intéresser aussi à des bâtiments et équipements qui pourraient être responsables, par leur défaillance, de la dégradation de bâtiments et d'équipements importants pour la sûreté ; par exemple, en cas de séisme, un pont de manutention ne doit pas chuter sur ces derniers.

La connaissance des séismes et les méthodes de construction parasismique ont notablement évolué au cours des dernières décennies ; on dispose aujourd'hui de règles éprouvées qui permettent de construire des ouvrages présentant une résistance satisfaisante à des séismes de fortes magnitudes.

4. Les réévaluations de sûreté

La plupart des installations nucléaires françaises ont entre dix et quarante ans. Elles ont fait l'objet de modifications ; les matériaux et matériels qui les constituent ont subi diverses sollicitations (thermiques, mécaniques, irradiation, etc.) ; les règles d'évaluation de l'aléa sismique ainsi que les modes de construction ont évolué. C'est pourquoi il importe de s'assurer à intervalles réguliers (tous les dix ans en moyenne en France) que les installations conservent un niveau de sûreté satisfaisant. C'est l'objet des réévaluations de sûreté qui, bien entendu, ne concernent pas que la résistance aux séismes.

Cependant, les réévaluations d'installations anciennes montrent que certaines d'entre-elles ont été conçues sans tenir compte du risque sismique ou en appliquant des règles adaptées aux installations courantes, moins contraignantes que celles utilisées pour les installations nucléaires.

Dans ces conditions, la réévaluation sismique va souvent conduire à retenir des séismes plus importants que ceux considérés initialement et/ou à vérifier la tenue des ouvrages avec des méthodes plus contraignantes que celles utilisées à la conception.

L'application brutale des méthodes de dimensionnement actuelles conduirait alors à conclure que l'installation considérée n'a pas une résistance aux séismes satisfaisante.

Mais cette démarche doit être nuancée, le retour d'expérience des séismes effectivement survenus ainsi que l'analyse de résultats expérimentaux montrant que la démarche de conception et de dimensionnement conduisent à des ouvrages dont le comportement sismique serait satisfaisant pour des mouvements sismiques supérieurs à ceux considérés lors du dimensionnement. Ceci est notamment observé pour des constructions présentant une bonne qualité de réalisation, une grande capacité à se déformer sans rupture et une redondance systématique des éléments résistants.

La démarche de réévaluation sismique vise alors à estimer au mieux le comportement réel des ouvrages en cas de séisme, en se fondant sur le retour d'expérience existant, sur des essais relatifs à des éléments structuraux spécifiques et sur des méthodes de calcul adaptées.

L'ensemble des études permet de définir des mesures “ correctives ” adaptées, parmi lesquelles :

-la fermeture de l'installation (atelier de fabrication de combustible au plutonium à Cadarache) ;

-la mise en œuvre de renforcements importants, même pour des installations dont la durée de vie est réduite (cas du Laboratoire d'Examen des Combustibles Actifs (LECA) du CEA à Cadarache ou de la centrale PHENIX du CEA à Marcoule) ;

-les corrections de non-conformités (cas des réacteurs de 900 MWe d'Électricité de France).

C- REMISE EN ÉTAT DES MONTAGES DE CARDANS DE COMMANDES À DISTANCE DE ROBINETS IMPORTANTS POUR LA SÛRETÉ (IPS), ASSEMBLÉS PAR LIAISON DE TYPE EMBOÎTEMENT.

LIENHYPERTEXTE http://www.asn.gouv.fr/data/information/6_2003_note.asp
www.asn.gouv.fr/data/information/6_2003_note.asp

Le 30 janvier 2003, le Directeur Général de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a signé une décision concernant la remise en état des montages de commande à distance de robinets importants pour la sûreté (IPS) des centrales nucléaires d'EDF. Cette décision concerne les centrales nucléaires de 900 MWe (à l'exception des sites de Fessenheim et Bugey) et de 1300 MWe.

En novembre 2000, EDF a détecté à la centrale nucléaire de Cattenom des non-conformités de montage de cardans de certains robinets appartenant à différents circuits de sauvegarde (circuit d'injection de sécurité, circuit d'aspersion de l'enceinte) et circuits auxiliaires (circuit de contrôle volumétrique et chimique, circuit de purges et d'événements, circuit de traitement des effluents primaires). Les investigations réalisées à la demande de l'ASN ont permis d'établir la liste des réacteurs et des matériels potentiellement affectés par ces défauts (voir les déclarations d'événements significatifs des 5 août 2002 et 9 janvier 2003, dans la rubrique Actualités / Les événements significatifs / Anomalies génériques). En fonctionnement normal, ces non-conformités ne présentent pas d'impact sur la sûreté. **En cas de séisme de forte intensité, il existe un risque de déboîtement des cardans des commandes à distance concernées, ce qui pourrait entraîner la perte d'opérabilité des robinets associés.**

L'ASN a demandé à EDF de mettre en œuvre, dès le prochain arrêt pour maintenance et rechargement des réacteurs concernés, les mesures nécessaires à l'élimination du risque de déboîtement pour l'ensemble des robinets IPS dont l'opérabilité est requise en cas de séisme. **La date limite de remise en état des matériels a été fixée au 31 août 2004.**

VI DÉFAUTS À SUIVRE

La remplaçabilité des composants

28 02 2001

Dans le circuit principal de refroidissement du cœur d'un réacteur, la cuve est le récipient de taille importante, formé de viroles forgées revêtues d'acier inoxydable, qui contient le cœur. Sur le plan de la sûreté du réacteur, la résistance de la cuve aux conditions de fonctionnement normales et accidentelles, même très peu probables, doit pouvoir être démontrée.

La partie de la cuve qui se situe à la hauteur du cœur du réacteur est soumise au vieillissement par irradiation neutronique. Cela induit une fragilisation que l'on évalue par l'augmentation d'un paramètre nommé température de transition ductile-fragile (RTndt). La vitesse de cette fragilisation dépend de paramètres physico-chimiques, dont la teneur en certaines "impuretés" (cuivre et phosphore). Cette fragilisation seule ne remet pas en cause la résistance de la cuve des centrales dans les conditions normales de fonctionnement.

En revanche, dans les cas d'une sollicitation importante à basse température (typiquement

obtenue dans les études d'accidents lors de l'injection de sécurité dans le circuit de refroidissement appelée "choc froid"), la conjonction d'une RTndt élevée et de la présence de défauts d'une taille significative finit par rendre insuffisantes les marges présentées par la démonstration de résistance de la cuve. Le paramètre RTndt croît avec le temps d'utilisation de la centrale, et il convient donc d'en définir les limites d'évolution.

L'analyse de l'évolution de cette marge représente un travail multidisciplinaire important, incluant des aspects divers comme la connaissance des propriétés métallurgiques initiales, notamment de leurs hétérogénéités locales, l'estimation de l'évolution de la température de transition et des incertitudes associées, la validation des performances des méthodes de contrôle non destructif, destinées à vérifier l'absence de défauts plus grands que ceux pris en compte dans l'analyse, la connaissance des transitoires thermohydrauliques susceptibles d'être rencontrés et l'utilisation de méthodes de calcul mécanique sophistiquées.

Après avoir affirmé dès 1994 que les cuves des réacteurs étaient aptes au service pendant au moins quarante ans, EDF a fourni à l'Autorité de sûreté, en janvier 1998, un premier dossier justifiant ses affirmations pour le palier 900 MWe qui est le plus âgé en moyenne. L'envoi d'annexes et de compléments s'est échelonné jusqu'au début de 1999.

Après l'analyse du dossier par le BCCN, l'Autorité de sûreté a consulté une première fois la Section permanente nucléaire en mars 1999.

Une douzaine de défauts allant jusqu'à 10 mm, présentant des caractéristiques remettant en cause certaines hypothèses du dossier, ont été découverts à Tricastin 1 lors du contrôle de la "zone de cœur" de la cuve en deuxième visite décennale. La SPN n'a pas pu prendre une position définitive et a précisé les compléments attendus d'EDF. Ceux-ci concernaient aussi bien le cas particulier de Tricastin (à l'instar des éléments habituellement remis à l'Autorité de sûreté pour évaluer l'acceptabilité d'un défaut : son origine, le risque de sa propagation, ses conditions de stabilité mécanique...) que les conséquences sur les autres réacteurs de 900 MWe, notamment la stratégie de contrôle des autres cuves et la justification de celle-ci.

Sur la base de ces éléments qui ont fait l'objet d'une nouvelle analyse pendant le déroulement de l'arrêt de Tricastin 1, lequel a été prolongé jusqu'à ce qu'il soit statué par l'Autorité de sûreté, la SPN a été consultée à nouveau le 22 juin 1999 sur le problème général de la tenue en service des cuves des réacteurs du palier 900 MWe et le cas particulier de la cuve du réacteur Tricastin 1.

Sur la base de l'avis rendu, l'Autorité de sûreté a conclu que la démarche présentée par EDF permettait d'avoir, sous réserve de résultats probants à l'issue des contrôles lors des visites décennales, des assurances sur la tenue des cuves sous l'effet du vieillissement par irradiation jusqu'à 30 ans. Des études complémentaires ont été demandées pour pouvoir se prononcer au-delà de cette échéance, en particulier sur certains aspects du dossier relatif au matériau.

Pour le cas de Tricastin 1, les défauts ont été identifiés comme des défauts issus de conditions métallurgiques et de réalisation défavorables lors de la fabrication (opération de revêtement). Compte tenu des caractéristiques propres à la cuve de Tricastin 1 et de la localisation des défauts, ceux-ci ne posent pas de problème de sûreté à court ou moyen terme.

Le DSIN n'a autorisé le démarrage de Tricastin 1 que sous les conditions suivantes :

- la mise en place d'une consigne de conduite visant à éviter de se rapprocher de la température minimale autorisée de l'eau injectée en cas d'accident. Cela permet ainsi de limiter l'ampleur des sollicitations thermiques auxquelles la cuve pourrait être soumise en cas d'accident ;
- une nouvelle inspection de cette cuve dans un délai de 5 ans maximum contre 10 ans habituellement, afin de confirmer que ces défauts n'évoluent pas.

Les cuves dont les zones sous revêtement des viroles n'ont pas été intégralement contrôlées en exploitation (situation analogue à celle de Tricastin 1 avant sa deuxième visite décennale) le seront d'ici fin 2000.

NOTE COMPLÉMENTAIRE :

**Tricastin a subi sa visite en avril 2003. Les défauts n'ont pas évolué. Le réacteur a donc son autorisation pour 5 ans et sera réexaminé lors de sa VD3.
Cette non évolution conforte l'hypothèse "du caractère non évolutif de ces défauts"**

ANNEXE 4
INCIDENTS LISTÉS PAR EDF
Physionomie Générales des événements Survenus sur le site du BLAYAIS

Présentation EDF pour les événements du **1/10/1992 au 01/10/2002**

INCORPORER Excel.Chart.8 \s

ANNEXE 5

DÉFINITIONS

EXAMENS NON DESTRUCTIFS (END)

I – OBJET

La surveillance en exploitation des matériels s'appuie notamment sur la réalisation d'Examens Non Destructif (END) susceptibles de mettre en évidence des « indications ».

Le traitement des indications consiste à statuer sur l'existence effective d'un véritable défaut physique, puis à rassembler les éléments permettant de prendre la meilleure décision entre la réparation immédiate, une réparation différée ou le maintien en l'état.

Cette note décrit le processus de traitement des écarts suite à la réalisation d'un END. Elle précise les modalités retenues par le CNPE pour en assurer le traitement au travers du module FE (Fiche d'Écart) de Sygma.

II - DÉFINITIONS

II.1 - Terminologie

Une **indication** (RSEM A5120) est une donnée brute (signal US, signal CF, mesure, image acquise...) qui couvre l'ensemble des constatations faites lors de l'exécution d'un END.

Le **seuil de notation** d'une indication (RSEM A5221) est la valeur d'un paramètre de mesure à partir de laquelle une indication fait l'objet d'une analyse (ex : D'après le RSEM, seront notées, lors du ressuage d'une soudure d'étanchéité multipasses, toutes les indications > à 2 mm).

Le **seuil de caractérisation** d'une indication (RSEM A5222) est la valeur d'un paramètre de mesure à partir de laquelle des examens complémentaires peuvent être mis en oeuvre dans le but de faire correspondre l'indication à un défaut physique réel ou présumé.

Une **indication parasite** (ou artefact) (RSEM A5223) est un signal, une image ou un paramètre qui ne correspond pas à un défaut physique réel mais à un effet produit par la structure métallurgique, la forme géométrique ou l'état de surface (ex : stries d'usinage, délardage...).

La caractérisation de l'indication (RSEM A5250) consiste à déterminer si l'indication, relevée lors de la réalisation d'un END, est parasite ou pas.

La caractérisation du défaut (RSEM A5332) consiste à faire correspondre à une indication non parasite, un défaut physique réel ou présumé (ex : manque de fusion, corrosion par piqûres, fissuration à froid...).

Un **défaut physique réel** (RSEM Annexe 1.1) est une imperfection physique ou une partie défectueuse constatée et caractérisée dans une matière.

Un **défaut physique présumé** (RSEM Annexe 1.1) est une imperfection physique ou une partie défectueuse dans une matière définie à partir de modes d'endommagement connus et identifiés.

Un **critère d'acceptation** est une valeur d'un paramètre de mesure, retenue dans les codes de fabrication, qui correspond à un défaut non nocif et acceptable en l'état.

II.2 - Définition du référentiel

Les grandeurs de références des END se trouvent principalement dans les codes.

À savoir :

- **Le RSEM** (Règles de Surveillance en Exploitation des Matériels mécaniques)
- **Le RCC-M** (Règles de Conception et de Construction applicables aux Matériels Mécaniques des îlots nucléaires PWR).
- **Le RRC-EV** (Règles de Réalisation et de Contrôles applicables au circuit Eau-Vapeur)
- **Le RRC-TA** (Règles de Réalisation et de Contrôle applicable aux groupes Turbo-Alternateurs).
- **Le CODAP** (Code français de construction des Appareils à Pression non soumis à

l'action de la flamme)

- **Le CODETI** (Code français de construction des Tuyauteries Industrielles)
- **Les documents fournisseurs.**

-Les procédures d'examen.

Le seuil de notation d'une indication qui est égal au seuil spécifié dans la procédure d'examen.

Le seuil de caractérisation d'une indication qui est défini dans la procédure d'examen quand elle est qualifiée selon le RSEM sinon il est égal au critère d'acceptation du code de fabrication

II.3 - Définition d'une situation anormale END

Une situation **anormale** est une différence détectée par rapport **aux exigences issues du référentiel**.

Une situation **anormale** sera prononcée lorsqu'une indication :

- est supérieure au seuil de caractérisation,
- ou présente une variation significative par rapport à un examen antérieur,
- ou lorsque l'on se trouve en incapacité d'interprétation en application de la procédure d'examen,
- ou si l'indication a dépassé le seuil de notation lors d'un examen antérieur et présente une variation significative d'un paramètre de mesure.
- ou sur demande de l'exploitant.

Une situation anormale conduit à ouvrir une **Fiche de Suivi d'Indication (FSI)** pour les matériels IPS et IPS-NC ou une Fiche de Dépassement (FD) pour les autres

L'étape suivante consiste à caractériser l'indication afin de déterminer si l'indication est parasite ou non.

II.4 - Définition d'un écart END

Une situation anormale sera considérée comme étant un écart END si les résultats de la caractérisation de l'indication ont permis de déterminer que l'indication n'est pas uniquement parasite.

Un écart END est donc représentatif d'un défaut physique réel ou présumé.

Ces écarts END seront tracés dans Sygma par l'ouverture d'une **Fiche d'Écart (FE)** et d'un **Dossier de Traitement d'Écart (DTE)** pour en assurer l'instruction.

IV Exemple Fessenheim

page 8 du rapport FES 1

Pour la surveillance des matériels en exploitation, EDF (dossier de synthèse EDF - 26 janvier 2000) définit le mode et la qualification des procédés pour la prise en charge des défauts. Pour les paramètres observés ou mesurés, il est fixé des **seuils de notation** (pour la cuve -24 db) " *au-delà desquels le matériel contient une **indication** "*.

La méthode de traitement d'une **indication** comporte quatre volets :

- comparaison des résultats d'examen antérieurs pour statuer sur une éventuelle évolution,
- analyse de la nature et de l'origine de l'indication,
- analyse de sa nocivité,
- analyse de sa réparabilité.

Une première analyse de l'indication permet de porter un jugement sur

- son évolution éventuelle par rapport au contrôle antérieur et
- sa possibilité de dépassement du seuil de **caractérisation** (dans le cas du contrôle VPM, seuil de notation : -24 db, seuil caractérisation pouvant conduire à enregistrement : -27 db)

S'il y a **caractérisation** il y a ouverture d'une **fiche de suivi** de l'indication.

Cette analyse conduit à :

- si l'indication est un parasite -> classement sans suite,
- si l'indication est inférieure aux premières estimations -> classement sans suite,
- si confirmation du défaut physique -> suivi,

-si impossibilité de conclure -> à suivre car nécessité d'investigations complémentaires.

En fonction de cette analyse EDF décide ou non de déclarer une **situation d'écart** et de poursuivre l'analyse comme prévue dans le code RSE-M :

- caractérisation complémentaire,
- ce défaut préexistait-il ? Si oui, y a-t-il propagation ?
- décision : réparer ou laisser en l'état.

Cette démarche est générale et s'applique à tous les matériels. Pour la cuve il n'est pas encore question de réparation bien que ce soit un questionnement des autorités de sûreté.

Dans la suite du rapport nous mentionnerons les indications ayant été relevées par EDF dans les cas suivants :

- **elles sont nouvelles et ont fait l'objet d'une réparation et/ou d'un suivi,**
- **elles ont évolué et ont été réparées,**
- **elles font l'objet d'un suivi.**

Fuites

Extrait du dossier Fessenheim

"La notion de débit de fuite limité, exprimée en litres/seconde, ne peut correspondre à des critères de sûreté que traduite en Bq/s. À quelle valeur cela correspond-il ?"

Une alarme d'activité eau brute calée à 3 MBq/m³ permet de détecter une fuite de 0,05 l/s d'un échangeur et d'engager les actions d'isolement. Le débit du circuit concerné étant de 1800 m³/h, soit 500 l/s, l'activité rejetée dans ces conditions est d'environ 1.5 MBq/s. L'activité volumique de l'eau du fleuve (à l'étiage) est alors de l'ordre de 5 Bq/litre. Avec le débit de fuite de conception, 250 l/h, on démontre, en supposant de manière conservative un isolement au bout de 24 h (1/2 h suffit), que la limite annuelle d'incorporation pour les personnes du public n'est pas atteinte, même en supposant l'ingestion directe d'eau du fleuve.

* **À propos des fuites tolérées lors de l'épreuve de la cuve** (note technique 04/osa/028)

Lors de la réunion du 22 novembre 1999, nous avons posé des questions sur le taux de fuite accepté en épreuve et sur celui toléré en fonctionnement normal. En effet il semblait y avoir des incohérences. De fait les fuites acceptables dans le cadre de l'épreuve et en fonctionnement normal ne peuvent être comparées.

Réponse du 29 décembre 1999

* En fonctionnement normal,

Quand le réacteur est en puissance, le débit des fuites *non quantifiées* du système de refroidissement principal ne doit pas dépasser 230 l/h (on peut rappeler qu'un taux de fuites de 230 l/h représente un volume global de 5,5 m³/jour).

On appelle débit de fuites *quantifiées* toutes les fuites reprises (par conception) et ce n'est que le débit des fuites *non quantifiées* qui est soumis à la limitation de 230 l/h. Le débit des fuites quantifiées doit être inférieur à 50 l/h.

On peut en déduire que la fuite maximum (hors toute autre fuite quantifiée) d'un GV est de 0,06 l/s.

Ces valeurs sont les valeurs légales.

En ce qui concerne le circuit secondaire, il est indiqué un taux de fuite maximum de 0,07 l/s soit 250 l/h.

* En régime épreuve il y a plusieurs bilans :

- premier bilan **non contractuel** à 25 bars :

D'après le texte :

"l'acceptation du bilan de fuites à 25 bars, dont les valeurs d'acceptabilité sont décrites dans le § 4.4, reste à l'appréciation du Service Conduite responsable de la réépreuve hydraulique ainsi qu'au pilote".

Et cela signifie :

" le débit de fuite total des fuites identifiées et non identifiées du Circuit Primaire Principal doit être inférieur à 230 l/h " et " le taux de fuites non collectées et non localisées doit être inférieur à 50 l/h"

- bilan **contractuel** à 155 bars

"le débit de fuite du CPP peut dépasser la valeur de 230 l/h à condition que :

- la valeur obtenue soit limitée à un **faible dépassement** de la valeur admissible.
- la **DRIRE** ait délivré son accord pour la poursuite de l'essai.
- les actions nécessaires pour étancher ces fuites imposent une dépressurisation puis une pressurisation qui serait comptabilisée comme situation de renouvellement d'épreuve hydraulique."

En clair, que signifie "faible dépassement" ? quel pourcentage : 5, 10 % ... combien ?

- **épreuve** à 207 bars

L'épreuve est considérée comme satisfaisante si :

"- aucune fuite et aucun suintement ne se produisent aux soudures,"

RESSUAGE

Méthode de contrôle qui consiste à placer sur la pièce un produit transfert avec lequel on peut déceler les défauts et vérifier leur évolution.

EXAMEN DES SITUATIONS

EXTRAIT du dossier situations EDF

I) Objectifs et exigences réglementaires de la comptabilisation des situations

Le Circuit Primaire Principal (CPP) et le Circuit Secondaire Principal (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression sont soumis en ce qui concerne leur suivi en exploitation aux dispositions de l'arrêté et de la circulaire du 10 novembre 1999.

Le Circuit Primaire Principal (CPP) et le Circuit Secondaire Principal (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression sont définis à l'article 1^{er} de cet arrêté.

On peut en extraire les objectifs et exigences réglementaires suivants :

1) Évaluer la validité générale des hypothèses de conception (Dossier Des Situations - DDS) pour le CPP et les zones du CSP soumises à d'importantes sollicitations cycliques (article 7 de la circulaire).

2) Évaluer les marges vis-à-vis de la fatigue pour le CPP et les zones du CSP soumises à d'importantes sollicitations cycliques (article 7 de la circulaire).

3) Veiller à ce que les conditions d'exploitation restent en permanence compatibles avec les justifications techniques de la résistance des appareils : Dossier d'Analyse du Comportement (DAC), Dossier d'analyse du risque de Rupture Brutale (DRB) etc. (article 7.1 de l'arrêté).

4) Participer à la justification que procédures et conditions d'exploitation sont bien enveloppées par le DDS (article 4.II.b de l'arrêté).

Au plus tard 2 ans après la 1^{re} divergence, vérifier que les chargements pris en compte (DDS) sont cohérents et suffisamment réalistes et permettent la remise à jour des dossiers en cas de constatation de chargements non prévus (article 9.II de l'arrêté et circulaire).

6) Participer au retour d'expérience de l'usage des appareils pour mise à jour des DDS, DAC, etc. et procédures d'exploitation ; réévaluer la pertinence des chargements pris en compte (DDS, DAC, etc.) (article 5 de l'arrêté et article 7 de la circulaire).

7) Participer à l'élaboration d'une vision claire des événements survenus pendant toute la vie de la chaudière (article 7 de l'arrêté et de la circulaire).

II) Enjeux de la comptabilisation des situations

La comptabilisation des situations présente des enjeux importants pour l'exploitant.

Le premier enjeu est la conformité réglementaire des situations comptabilisées pour chaque chaudière avec celles prévues à la conception, en terme de sévérité et de nombre d'occurrences. En comptabilisant les transitoires identifiés au cours de l'exploitant, l'exploitant vérifie en permanence que les hypothèses des dossiers de conception ne sont pas outrepassées.

Le second enjeu est la maîtrise de la durée de vie des appareils.

La surveillance des sollicitations du CPP et du CSP est importante pour l'exploitant dans la mesure où elle permet de maîtriser et de prévenir différents dommages mécaniques, notamment le dommage de fatigue.

Le retour d'expérience de la comptabilisation des situations est important pour l'exploitant et doit permettre :

- de faire évoluer les règles de conduite et d'Essais Périodiques pour minimiser les sollicitations sur les matériels, en prenant en compte par ailleurs les exigences de sûreté,
- de définir, le cas échéant, les évolutions pertinentes du Dossier Des Situations (DDS) du Dossier d'Analyse du Comportement (DAC) et du Dossier d'analyse du risque de Rupture Brutale (DRB),
- d'évaluer les marges vis-à-vis de la fatigue et d'apporter des éléments importants pour l'optimisation des modes d'exploitation, de la maintenance préventive et du traitement des indications mises en évidence en exploitation.

III) Dossier de référence des situations de conception

Catégories des situations d'exploitation

Le comportement de la chaudière du point de vue des différents dommages est analysé par le constructeur sur la base d'un catalogue de situations de conception.

Ces situations qui intègrent le retour d'expérience de la comptabilisation des situations sont définies avec des hypothèses pénalisantes afin d'obtenir des évolutions de températures et pressions enveloppes des transitoires réels.

Les situations sont classées selon les trois catégories définies par l'article 1 (alinéas e, f, g- cf. Annexe 1) de l'arrêté du 10 novembre 1999, en ajoutant une catégorie supplémentaire regroupant les situations d'épreuves et d'essais hydrauliques du CPP et du CSP.

Les épreuves hydrauliques réglementaires du CPP et du CSP sont réalisées avec le combustible nucléaire déchargé et en respectant des règles de températures et de pressions différentes des situations de deuxième catégorie.

Situations d'ensemble de la chaudière et situations particulières à certaines enceintes

Les situations qui affectent l'ensemble du CPP et du CSP sont appelées les situations d'ensemble de la chaudière.

A ces situations d'ensemble de la chaudière, se rajoutent des situations particulières à certaines enceintes du CPP et du CSP, telles que lignes auxiliaires (la ligne de charge du RCV), piquages ou organes de robinetterie.

Ces situations résultent du fonctionnement de circuits auxiliaires et se caractérisent par des chargements spécifiques à des parties réduites et déterminées des appareils.

La comptabilisation de ces situations propres à certaines enceintes complète la comptabilisation des situations d'ensemble de la chaudière.

ANNEXE 6

GLOSSAIRE

Liste des institutions

BCCN : Bureau de Contrôle des Chaudières Nucléaires

BLA 1: Blayais 1

CLS : Commission Locale de Surveillance

CNPE : Centre Nucléaire de Production Electrique

DRIRE : Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement

DGSNR/DSIN : Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection / Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires

EDF : Électricité de France

FES : Fessenheim

GDL : Groupement des Laboratoires

GSIN : Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire

SCMI : Service Contrôle des Matériaux Irradiés

SPN : Section Permanente Nucléaire

IRSN/IPSN : Institut de Radioprotection et Sûreté Nucléaire / Institut de Protection et Sûreté Nucléaire

DPHD : Département de Protection de la Santé de l'Homme et de Dosimétrie

Liste des abréviations

Accéléromètre : sismographe adapté à l'enregistrement des fortes secousses. Il mesure l'accélération.

ADR : Accident De Référence

ANG : eau alimentaire des GV

APG : purge GV

APRP : Accident avec Perte Réfrigérant Primaire

ASG : Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur

BAN : Bâtiment Auxiliaires Nucléaires

BC : branche Chaude

BF : Branche Froide

BK : Bâtiment combustible

BP : Basse Pression

BR : Bâtiment Réacteur

dpa : déplacement par atome

CSC : Corrosion Sous Contrainte

CSP : Circuit Secondaire Principal

DAB : Dispositif AutoBloquant

DAC : Décret Autorisation Construction

DDR : Défauts Dans Revêtement

DIDR : Décohésion Intergranulaire Dues au Réchauffage

DSR : Défauts Sous Revêtement

EAS : Echangeur eau Aspersion et recirculation

EII : Équipements Internes Inférieurs

EHP : Épreuve Hydraulique

END : Examens Non Destructifs

Épicentre : projection à la surface de la Terre du foyer du séisme.

EPR : European Pressurized Reactor

ET : Courants de Foucault

FIS : Fragilisation Supérieure
FIM : Fragilisation Moyenne
Foyer : endroit de la croûte terrestre où se produit la rupture sismique, autrement dit où se déclenche un séisme.
GI : Génératrice inférieure (niveau d'eau primaire le plus bas)
GV : Générateurs de Vapeur
HP : Haute Pression
Hypocentre : foyer où s'initie la rupture en profondeur
INES : International Nuclear Event Scale
Intensité : classification des tremblements de terre, à partir de leurs effets en un endroit donné, basée sur l'analyse des réactions humaines et des dégâts aux bâtiments.
IPS : Important Pour la Sécurité
ITV : Inspection TéléVisuelle
K eff : Coefficient de multiplication des neutrons effectif
MIS : Machine Inspection Soudures
MOX : Mixed Oxyde (oxyde double de plutonium et d'uranium)
NDTT : Nil Ductility Temperature Transition
Nm³ : m³ normalisés (volume de la masse considérée ramené à la pression atmosphérique)
PAI : Plan Action Incendie
PBMP : Programme de Base de Maintenance Préventive
PIC : Programme d'Investigations Complémentaires
PIS : Programme Individuel de Surveillance
PSI : Programme Surveillance Irradiation
PTMA : Programme Travaux MAintenance
PTR : Traitement et refroidissement d'eau de piscine
RCP ou CPP : Circuit Primaire ou Circuit Primaire Principal
RCV : Contrôle Volumétrique et Chimique
RFS : Règle fondamentale de sûreté.
REX : Retour d'Expérience
RIS : Injection de Secours
RRA : Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt
RRI : refroidissement intermédiaire
RSE-M : Règles de Surveillance en Exploitation des Matériels
RTndt : Reference Temperature Nil Ductility Transition
SDC : Salle de Commande
SDD : Séisme De Dimensionnement soit correspond au niveau sismique pour lequel la centrale est dimensionnée
SMHV : Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable
SMS : Séisme Majoré de Sécurité
STL : Sonde Tournante Longue
STS : Sonde Tournante
STT : Sonde Tournante améliorée
TAM : Tampon Accès Matériels
TEP : Traitement des Effluents Primaires
TEU : Traitement des Effluents Usés
TPM : Trente Premiers Millimètres
TTDF : Température de Transition Ductile Fragile
US ou UT : UltraSons
UO₂ (UOX) : Oxyde d'Uranium
VC : Visite de Conformité
VCD : Vapeur Contournement Turbine à l'atmosphère
VD1 : Visite décennale n° 1
VD2 : Visite décennale n° 2
VPM : Vingt-cinq Premiers Millimètres

VVP : ligne de Vapeur Principale

GSIEN RAPPORT D'EXPERTISE DE LA VD2 DE BLAYAIS 1
PAGE 118 –

09/10/03

Groupeement de Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire – 2 rue François Villon – 91400 Orsay
Tel : 01 60 10 03 49 – fax : 01 60 14 34 06 – é-mail : LIENHYPERTEXTE mailto:m-r.sene@wanadoo.fr m-r.sene@wanadoo.fr

LIAISON Excel.Sheet.8 "\\\\DBACNREF\\DATA\\MSQ\\DVT\\CLI\\ESS10ans\\Listes
Tr 0et1+Graphiques CRIS Tr1.XLS" "Statistiques![liste CRIS réduite.XLS]Statistiques
Graphique 27" \a \p **Erreur! Liaison incorrecte.**

LIAISON Excel.Sheet.8 "\\\\DBACNREF\\DATA\\MSQ\\DVT\\CLI\\ESS10ans\\Listes
Tr 0et1+Graphiques CRIS Tr1.XLS" "Statistiques![liste CRIS réduite.XLS]Statistiques
Graphique 29" \a \p **Erreur! Liaison incorrecte.**

LIAISON Excel.Sheet.8 "\\\\DBACNREF\\DATA\\MSQ\\DVT\\CLI\\ESS10ans\\Listes
Tr 0et1+Graphiques CRIS Tr1.XLS" "Statistiques![liste CRIS réduite.XLS]Statistiques
Graphique 24" \a \p **Erreur! Liaison incorrecte.**

LIAISON Excel.Sheet.8 "\\\\DBACNREF\\DATA\\MSQ\\DVT\\CLI\\ESS10ans\\Listes
Tr 0et1+Graphiques CRIS Tr1.XLS" "Statistiques![liste CRIS réduite.XLS]Statistiques
Graphique 25" \a \p **Erreur! Liaison incorrecte.**