

RAPPORT

SUR LA VISITE DÉCENNALE N°3

DU RÉACTEUR 1

DU CNPE DE FESSENHEIM

(Expertise à la demande de la CLIS de Fessenheim)

Jean-Marie BROM, Gérard GARY, Monique SENÉ, Raymond SENÉ

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

David BOILLEY

Association Nationale des Commissions et Comités Locaux d'Information

Juin 2010

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2-3.
RELEVÉ DE CONCLUSIONS	4.
RAPPORT SUR LA VD3 DE FESSENHEIM 1	
- Préambules	12
- Planning	14
POINT DE VUE GSIEN sur le bilan de la visite décennale 3 de FSH 1	16
Petit rappel ASN	16
I- Contrôles MIS.....	18
*Analyse du contrôle de la cuve	19
- Cadre réglementaire	19
- Transmission par EDF de la liste des capsules et de leur position angulaire.....	19
- Éprouvettes d'irradiation.....	20
- Résultats des examens de la cuve par la MIS (nouvelle mouture 2010).....	20
- Commentaire GSIEN.....	20
*Justification de la tenue de la cuve en cas d'accident.....	21
*Évolution de la température ductile fragile (NDTT) de FSH 1	22
- Formule de fragilisation prévisionnelle enveloppe (actualisation 2007).....	22
- Cas de Fessenheim 1.....	23
- Figure Position angulaire des capsules et coefficients d'anticipation.....	24
- Commentaires	25
II – Vérification de l'enceinte et des tôles de l'enceinte (liner).....	26
*Enceinte	
*Liner	
III –Traitement des incidents	28
*Transmission par EDF de la liste des Événements Significatifs pour la Sûreté.....	
- Liste des incidents type ESS survenus en VD3.....	
- Bilan global sécurité/radioprotection	
- Figure sur la dosimétrie totale	
- Autres incidents à surveiller (analyse GSIEN).....	
IV – Traitement des déchets.....	30
1- Rappel réglementaire de la gestion des déchets.....	
2- Extrait du rapport ASN 2009.....	
3- Bilan de la gestion des déchets nucléaires à Fessenheim (2009).....	
4- Extraits de l'Inventaire ANDRA	
V - Explosions internes au site.....	35
VI – Mise en application d'un nouveau référentiel d'exploitation.....	36
- Commentaire GSIEN.....	
VII – Comptabilisation des situations du CPP et des CSP.....	38
- Analyse GSIEN.....	
- Commentaire GSIEN.....	
VIII – Vieillessement.....	40
1- Internes de la cuve.....	
2- Examen de conformité des tranches.....	
3- DAPE.....	
IX - Séismes	
- Conclusion équipe RESONANCE.....	42
- ASN 2009.....	

- Conclusions GSIEN.....	
X- Combustibles	44
XI- Visites	45

PRINCIPALES CONCLUSIONS ISSUES DE LA VD3..... 46

I- Réponses aux questions du dossier DSR 261.	46
II- Présentation générale de l'arrêt VD3 (planning, opérations diverses).....	50
III- BILAN EDF DE L'ARRET VD3.....	52
- Épreuve Hydraulique.....	
- Contrôle de la cuve.....	
- figure : cuve.....	
- figure : MIS.....	
- Contrôle des GV et figure.....	
- Épreuve Enceinte.....	
- Programme d'investigation complémentaire	
- Faits marquants techniques.....	
IV- Présentation des réunions CAP AMPERE.....	58
- Première réunion : 25 mars 2009, Tenue en service des cuves 900	58
1- Enjeux de sûreté (Courbe fluence du PSI/Fluence Capsules).....	
2- Suivi de la cuve.....	
3- Fluence	
Courbe historique de la fluence, Historique Gestion du combustible	
Tableau : projections de fluence à FSH 1.....	
4- Dossier matériaux du PSI.....	
5- Justification de la tenue de la cuve en cas d'accident.....	
- Deuxième réunion : 22 avril 2009	61
1à 9-Gestion du combustible.....	
Courbe ; gestion coeur propre).....	
10- Modalités d'entreposage.....	
11- Description des dispositifs d'évacuation du combustible.....	
12- Dosimétrie neutron.....	
- Troisième réunion : 8 juin 2009.....	67
I- Comptabilisation des situations	
II- Suivi en service des CPP/CSP, figure.....	
III- Affaire fatigue thermique, figure.....	
IV- Programme d'inspection.....	

ANNEXES

- ANNEXE 1: Convention	71
- ANNEXE 2: Glossaire.....	75
- ANNEXE 3: Information sur les défauts des cuves et tubulures	78
- ANNEXE 4: INSPECTIONS ASN : lettres de suivi.....	80
- ANNEXE 5: Définition des critères des événements significatifs (REP)	95
- ANNEXE 6: Quelques remarques concernant la mécanique.....	99
- ANNEXE 7: Un point sur l'irradiation de la cuve	102
Fig 1 : anneau recette (extraite VD2)	
Fig 2 : points chauds (extraite VD2)	
Fig 3 : Spectre d'énergie de neutrons de fission (extraite VD2).....	
- ANNEXE 8: Analyse des incidents	112

RELEVÉ DE CONCLUSIONS

Jean-Marie Brom, Gérard GARY, Monique SENE, Raymond SENE
Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire
David Boilley
Association des Commissions et des Comités Locaux d'Information

Rappelons la conclusion extraite de notre rapport d'expertise sur la VD2

« Le groupe d'experts de la VD2 conclut comme celui de la VD1 que cette mission s'est faite "sans pouvoir cependant se livrer à une expertise exhaustive et à une étude globale".

Cet état de fait résulte principalement :

- Du dossier en tant que tel : Le suivi du réacteur et les modifications résultant de son fonctionnement et de la mise à niveau de son état de sûreté ont démarré dès sa mise en route en 1977. Il faut être conscient de la complexité du dossier et du temps nécessaire pour le juger. Il s'y ajoute depuis 1987 la remise en cause (ou tout au moins le réexamen nécessaire compte tenu de la découverte de fissures) de la durée de vie du réacteur, liée à celle de la cuve. EDF a mis 10 ans pour répondre aux interrogations de l'autorité de sûreté et ses conclusions quant à une durée de vie de 40 ans ne sont toujours pas acceptées.

Nous ne pouvons que le signaler et le rappeler avec insistance.

- D'un dialogue pas toujours évident où les arguments d'autorité l'emportent sur une approche plus scientifique consistant à bien exprimer ses hypothèses et ses incertitudes pour en analyser le poids sur les calculs et in fine sur le temps de vie des cuves.

La première mission d'expertise (VD1) avait permis un regard extérieur sur les opérations de contrôle menées à l'occasion de la visite décennale d'un réacteur. Même si les experts avaient manqué de temps et si l'accès aux documents fut difficile, cette analyse avait permis de pointer un certain nombre de problèmes.

Mais il faut être conscient que pour apprécier l'état de sûreté d'un réacteur, un coup de sonde tous les 10 ans est un peu illusoire. **Il faut prévoir un suivi plus systématique sous l'égide de la CLS par des experts ne relevant ni de l'autorité de sûreté, ni de l'exploitant, ni des constructeurs.**

La deuxième mission de contre-expertise s'est déroulée dans de meilleures conditions qu'en 1989. Cependant, pour pouvoir mener à bien une telle mission il faudrait pouvoir disposer de plus de temps pour analyser les dossiers et pour cela il faudrait pouvoir les obtenir plus rapidement.

Rappelons qu'une clause de confidentialité est dans la convention, clause portant sur les documents, pas sur nos avis. Nous avons accepté cette clause donc il n'était pas utile de la reprendre à chaque demande de dossier, ce qui ne pouvait que générer des retards dans la transmission des documents (exemple dossier générique cuves 900 et nous n'avons toujours pas la partie concernant Fessenheim).

Les conclusions des experts de la VD1 ont permis la prise en compte de contrôles complémentaires et leurs observations formulées lors de la visite du site ont également contribué à améliorer la sûreté. »

Qu'en est-il de notre mission d'expertise sur la VD3 ?

La VD 3 de Fessenheim 1 s'est déroulée du 17 octobre 2009 au 24 mars 2010 (160 jours d'arrêt). Les points saillants de cette VD3 sont les suivants:

1 – Contrôle de la cuve

Le contrôle avec la nouvelle Machine d'Inspection en Service (MIS) permet de détecter des défauts de taille minimale 5 mm.

Le contrôle des viroles et des soudures de la cuve, des soudures bi métalliques cuve – circuit primaire a été effectué.

Les défauts vus en VD2 ont été retrouvés à l'identique et aucun autre défaut n'a été détecté.

2 - Évolution des caractéristiques du métal de la cuve.

2.1- Aspects mécaniques.

Le Programme de Surveillance de l'Irradiation (PSI) consiste à s'assurer que le vieillissement de la cuve sous l'effet du bombardement neutronique n'entraîne jamais une élévation excessive de la température de transition ductile fragile. On peut ainsi définir un seuil de sécurité en termes d'écart entre température de transition et température de fonctionnement (au sens large, incluant des situations accidentelles).

Nous nous sommes efforcés d'en donner une présentation simple illustrant une certaine logique de la démarche de sûreté et donnant en annexe 6 l'exposé plus technique.

Dans cette présentation, il est montré que, pour des raisons d'efficacité (sans doute inévitables), on a déduit de l'approche scientifique des règles - voire des règlements - dont l'application est parfois aveugle. En effet, différents aspects scientifiquement liés sont artificiellement découplés pour produire ces règles.

Une véritable vision synthétique du point de vue mécanique de la sûreté n'est donc pas possible.

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

Mais est-ce suffisant ?

2.2- Température de transition ductile fragile.

Dans les années 2000, les valeurs à 40 ans obtenues à l'aide de la formule enveloppe semblent avoir été surestimées. Cela va dans le bon sens au point de vue conservatisme.

En effet, les mesures faites à l'aide de la capsule W (sortie du réacteur en 2005), donnent pour 40 ans de fonctionnement :

- * 27°C (incertitude non communiquée) pour la virole C1.

- * 63°C (incertitude non communiquée) pour la soudure.

alors que dans la présentation EDF (page 27), les valeurs calculées à l'aide la formule d'anticipation enveloppe sont :

- * 58°C pour la virole C1.

- * 85°C pour les soudures.

Bien que ces valeurs déterminées à l'aide de la capsule W soient plus faibles que celles estimées, même avec un chargement de combustible selon un programme dit « à fluence réduite », l'évolution conduit inévitablement à une température qui se rapprochera de la valeur critique. Il restera à déterminer si les marges calculées s'avèrent suffisantes pour donner un avis favorable à la prolongation de fonctionnement du réacteur au delà de 30 ans, sachant que la cuve n'est pas seule en jeu et que ce jugement sera global.

Le GSIEN, de plus, pose cette question : Pourquoi donner un temps équivalent subjectif (qui dépend de la stratégie de conduite du réacteur) et non une fluence, plus objective ?

Rappelons que, avec la capsule V (sortie du réacteur en 1997) ayant subi une irradiation équivalente à 30 ans, la valeur extrapolée à 40 ans était, pour la virole C1, également de 27°C. Toutefois, cette capsule n'apparaît pas sur la courbe EDF (Fluence mesurée / Fluence calculée) donnée en page 56 du présent rapport.

Il convient aussi de noter que, même à fluence égale, les résultats déterminés à l'aide des éprouvettes peuvent être très différents. Ceci est dû à la méthode de mesure de la fluence ainsi qu'aux problèmes de représentativité des éprouvettes. **L'incertitude sur la valeur de la température de transition ductile-fragile peut-être estimée à environ + ou - 30°C (ou même davantage)**, ceci est dû au nombre d'éprouvettes (de la même capsule) nécessaire pour définir une courbe (dispersion des points représentant une énergie de rupture pour une température donnée). Cette courbe permet de déterminer la température de transition.

Nous insistons donc sur le fait qu'il est préférable de parler en termes de fluence que peut encore recevoir la cuve plutôt qu'en nombre d'années.

2.3- Rupture brutale.

Sur le plan du risque de rupture brutale, les calculs d'EDF prédisent une durée de vie de la cuve d'au moins 40 ans et ce en prenant des hypothèses majorantes (défaut de la cuve au point chaud, voir schéma en annexe 7).

Cette conclusion d'EDF s'appuie sur des conservatismes, technique classiquement utilisée en cas de méconnaissance des processus mis en cause. Si ce n'était le cas, il serait fait des calculs plus précis qui donneraient une idée de la marge de sécurité. **Dans la pratique actuelle, il n'est même pas sûr que l'on puisse démontrer que la marge finale est au moins aussi grande que la plus petite des marges.**

En tout état de causes, il est clair que la durée de fonctionnement, dont sera créditée FSH 1, est suspendue à la décision de l'ASN (début 2011).

3 – Générateurs de vapeur

La tranche a été équipée de nouveaux générateurs de vapeur en 2002 et, à ce jour pour les 3 GV, un seul tube est bouché, ayant été obturé en usine, à la fabrication.

4 – Enceinte de confinement (bâtiment réacteur – BR)

Le taux de fuite mesuré lors de l'épreuve de "gonflage" est dans les limites réglementaires.

Le cloquage de la peau interne (liner) ne semble pas avoir évolué.

Les tests de vérification de la tenue des soudures effectués sur les traversées (167) ont été satisfaisants, **sauf pour 2 traversées qui sont inaccessibles.**

De plus, une analyse globale des traversées (soudures) doit être menée sur le parc 900. Pour ce faire EDF a décidé d'étudier, à raison d'un réacteur par site, 1/4 des traversées (soit 40 par réacteur). Ces 40 traversées sont représentatives des divers types de traversées existantes sur chaque réacteur (Fessenheim, Tricastin, Bugey, Dampierre). Pourquoi ne pas avoir choisi le même quart ?

La logique de la mise en œuvre de cette analyse ne nous semble pas pertinente et d'ailleurs il est admis par EDF que *« en cas de corrosion ou de fissures, le contrôle sera étendu à l'ensemble des traversées de la tranche »*. **En conséquence, EDF sera probablement amené à tout vérifier sur toutes les tranches.**

A Fessenheim 1, les contrôles visuels des soudures des fameuses 40 traversées/liner n'ont pas révélé d'anomalie, EDF en conclut « qu'il n'y a pas lieu d'étendre les contrôles au reste du Parc ». Conclusion que nous ne partageons pas car n'allant pas dans le sens de la sûreté.

5 – Cinétique de percement du radier en cas d'accident grave.

Les analyses faites en retour d'expérience de l'accident de Three Mile Island (1979), ont conduit l'IRSN à demander un renforcement du radier. En effet, lors de cet accident (brèche du circuit primaire sans rupture de canalisation et dénoyage du coeur) 80% du combustible a fondu et s'est rassemblé en fond de cuve. Lors de l'examen de la cuve, quelque dix ans plus tard (1989), il est apparu que le fond était craquelé et que l'on était passé tout près d'un percement. Concernant les REP de notre parc, ces analyses sont toujours en cours et leur résultat devrait faire partie du Dossier d'Aptitude à Poursuivre l'Exploitation (DAPE). L'IRSN considère qu'à ce jour un épaississement du radier est la solution la plus adaptée pour répondre à la problématique d'une éventuelle interaction corium-béton suite à la percée précoce de la cuve.

6 – Vieillesse.

6.1 – Remplacement des vis des internes de la cuve.

Une première série de vis, présentant des défauts de décohésion intergranulaire sous contrainte, a été changée en 2002, ainsi que toutes celles de la zone à forte irradiation. Une stratégie de maintenance a été mise en place. Il s'agit de l'examen complet de toutes les vis (remplacées et d'origine), puis à partir de la date de remplacement d'un nouvel examen à 10 ans (à 1 an près) refaire le même examen et remplacer les vis défectueuses.

Ce programme sera exécuté en 2011 pour Fessenheim 1.

6.2 – Contrôle commande.

Le système de positionnement des barres de contrôle a été totalement rénové et informatisé.

Cette modernisation est louable, mais présente des risques inhérents à la mise en place d'un système nouveau (souvenons nous que l'informatique de pilotage a été la cause d'un accident de la fusée Ariane).

6.3 – Maintenance.

Le problème récurrent de la maintenance en pièces détachées utilisées lors de la conception (années 1960) devient aigu. Lors d'une inspection, il a été mis en évidence que certains composants faisaient défaut dans le magasin du site, nécessitant de faire appel aux autres sites lors de besoins.

Notons que cette solidarité est un bon point, mais *a contrario* cette gestion souligne les problèmes de maintenance sur des installations construites dans les années 1970. Cette maintenance nécessite une adaptation :

- * retard dans l'obtention de pièces.

- * mise en pratique de méthodes applicables sur des réalisations récentes, mais inadaptées à Fessenheim 1, par exemple, parce que ce réacteur est la tête de série CP0 (Enceinte de volume plus faible, cuve formée de 3 viroles,).

Par ailleurs, l'appel de plus en plus généralisé aux firmes prestataires de service, peut conduire à désengager le personnel du site de certaines opérations. Il lui devient difficile de contrôler la qualité de l'exécution de certaines opérations de maintenance : il devient, alors, possible de se trouver dans la situation où c'est le prestataire qui assurerait son propre contrôle.

Notons également une approche de la maintenance par échantillonnage (voir contrôle des traversées d'enceinte) qui doit être maniée avec beaucoup de précautions, comme le signale l'ASN dans son rapport 2009 (ci-dessous, passage souligné par les experts).

« 3-2-1 Contrôler les pratiques de maintenance

... Sur la base de cet examen, l'ASN considère que les méthodes mises en œuvre par EDF pour optimiser les programmes de maintenance des matériels importants pour la sûreté sont acceptables. Ces méthodes, qui privilégient la surveillance des matériels, permettent, d'une part, de réduire les risques liés aux interventions sur les matériels et, d'autre part, de limiter la dose reçue par les intervenants. L'ASN a toutefois rappelé à EDF que ces méthodes pouvaient conduire à ne pas détecter un défaut nouveau ou non envisagé et a demandé à EDF, au titre de la défense en profondeur, d'accompagner le déploiement de ces méthodes pour certains matériels par le maintien de visites périodiques systématiques. »

6.4 – Fatigue thermique.

*La santé des composants en service est diagnostiquée par la mise en œuvre d'Essais Non Destructifs (END) tout au long de l'exploitation des tranches.

*Les END visent (majoritairement) à détecter et caractériser les discontinuités présentes dans les composants.

*Plusieurs méthodes, basées sur des phénomènes physiques différents, sont disponibles :

- Contrôle surfacique : Ressuage, Magnétoscopie, Courants de Foucault ;

- Contrôle volumique : Ultrasons, Radiographie ;

*Cas des « zones de mélanges » : Exemple : piquage sur le circuit RCV (réacteur Contrôle Chimie Volumétrique).

À Fessenheim 1, il a été mis en évidence :

- un constat de corrosion sur des robinets du circuit primaire, ils ont été remplacés et seront surveillés au titre du Programme de Base de Maintenance Préventive (PBMP) ;

De plus, l'application de la méthodologie d'analyse aux Zones de Mélange conduit à identifier, pour le palier 900 MWe, et en particulier FSH 1, les zones de mélange sensibles suivantes :

- Zone du piquage 3'' de la ligne de charge RCV en branche froide. **Cette portion de circuit a été déposée en 2002 sur FSH1 et expertisée : aucune amorce de fissure thermique dans le piquage, tant côté tuyauterie primaire que côté tuyauterie auxiliaire et manchette thermique ;**

- Zone des piquages ASG/ANG. Elle a été vérifiée par END volumique et cet examen sera renouvelé périodiquement.

6.5 – Programme d'inspections

EDF a mis en place des examens dit d'Inspections Complémentaires. Ce programme s'appuyant sur le retour d'expérience du parc, doit être adapté à chaque site et permet de contrôler des portions de circuit sur lesquelles, *a priori*, il n'est pas attendu de problèmes (tuyauteries, piquages, soudures, ...). Le programme pour Fessenheim 1 est le suivant :

- Examens (visuels et télévisuels) de tuyauteries VVP,
- Examens de tuyauteries RIS (ressuage, radiographie de soudures)
- Examens de tuyauteries ASG - hors CSP (visuels, télévisuels et ressuage de piquages de petit diamètre)
- Examens de l'enceinte (mesures d'épaisseur de tôle métallique du fût, examen visuel de fourreaux de traversées)

7 – Incidents

Signalons que les incidents "environnement" et "transport" n'ont pas été totalement traités.

Deux incidents nous interpellent :

- La non mise en évidence d'une corrosion par une première équipe lors de l'examen des contrôles effectués. La fiche de travail était-elle correcte ?

Et par ailleurs, au Japon, il est apparu des falsifications de documents (constat de visite coché alors qu'elle n'avait, de fait, pas eu lieu) : le niveau de contrôle d'EDF sur les travaux de ses prestataires met-il EDF à l'abri de ce genre de problème dans les CNPE ? **Cette fois, lors du second contrôle, l'erreur a été décelée et prise en compte comme événement significatif.**

- Lors des chantiers de remplacement des internes des clapets, les inspecteurs ont constaté que le démontage avait été commencé sans l'outillage adéquat. Ce fait les a amenés à demander pourquoi l'absence des outils n'avait pas été identifiée lors de la préparation du chantier et surtout pourquoi le démontage avait été tenté, entraînant une probable dosimétrie des intervenants qui n'avait pas été évaluée lors de l'inspection ASN (voir en annexe 4 –INS-2009-EDFFSH-0016 page 90).

Cet avatar n'est pas considéré comme un incident radioprotection, mais il est cependant, à nos yeux, important d'en faire l'analyse et d'en tirer toutes les conséquences : les prestataires se plaignent de ne pas toujours disposer des matériels adéquats (rapport de l'Inspecteur Général pour la sûreté et la radioprotection d'EDF en 2006).

La CLIS doit être destinataire des réponses.

Conclusion de l'analyse des incidents :

Au total, ce sont plus de 240 incidents (entre les VD2 et VD3) aux conséquences potentielles ou réelles multiples qui ont été analysés.

Trois tendances fortes s'en dégagent :

- Une particularité quant à l'évolution des incidents : un taux d'événements significatifs bien plus important que la moyenne nationale, est constaté pour le réacteur n°1 (en est-il de même pour l'ensemble du site de Fessenheim ?)
- Au point de vue du matériel : une politique de prévention et de remplacement des matériels défectueux ou obsolètes nous semble correctement menée. Il resterait à évaluer le coût induit.
- Sur le plan humain : nous constatons une dérive certaine de la culture de sûreté dont les causes ne sont pas explicites (Habitudes de fonctionnement ? Défaut de formation continue ? Remplacement des personnels ? Recours à des entreprises extérieures ?). **Cette dérive pourrait à terme mettre en cause la capacité du site à réagir à une situation de crise. Il**

semble que des mesures correctives aient été mises en place, mais leur effet tarde à se faire sentir...

La CLIS doit apporter une attention particulière à cette évolution des incidents.

8 – Problématique des déchets.

Le site de Fessenheim a mis en place un plan de gestion et de réduction des déchets de toutes sortes (conventionnels et radioactifs). Des accords sont en voie d'élaboration avec l'ANDRA et d'autres entreprises pour pouvoir les évacuer. Quant aux déchets pour lesquels il n'existe pas de filière, EDF doit mettre en place des entreposages sécurisés.

Le GSIEN avait demandé la communication des inventaires des déchets radioactifs produits, évacués ou entreposés sur le site, inventaires établis annuellement pour les dix années entre VD 2 et VD 3.

Nous n'avons pas eu, à ce jour, communication de ces inventaires, mais il faut que la CLIS puisse en disposer.

Par contre, en consultant l'inventaire ANDRA (Déchets connus en septembre 2008), nous avons noté la diversité des déchets (nature, quantités, conditionnements encore en étude, ...) et pour finir le manque de filières.

Ceci conduit à entreposer sur site :

- en piscine, des déchets Moyennement Actif –Vie Longue (MAVL),
- en entreposage couvert, des déchets non conditionnés, tels que les Générateurs de vapeur (remplacés sur la tranche 1), des ferrailles, des boues de décantations, des résines échangeuses d'ions, ...

Il faut absolument les conditionner. En effet, même s'ils seront envoyés pour entreposage à Bugey (quand l'installation ICEDA sera opérationnelle), les transports devront être assurés dans des conditions de sûreté satisfaisantes, or des matières en vrac ne sont pas faciles à transporter.

Ces remarques s'appliquent aussi aux déchets conventionnels.

La CLIS doit disposer du bilan des divers déchets (radioactifs et conventionnels) entreposés sur le site et des modalités de surveillance de ces entreposages, de leur extension éventuelle si les filières d'évacuation se font attendre. Elle devra aussi avoir connaissance des conditions de transport des déchets vers leur stockage ou entreposage, lorsque les transports auront effectivement lieu.

9 – Explosions internes au site.

EDF a mis en place une politique de sécurisation vis-à-vis du risque incendie et explosion (ATEX : ATmosphères EXplosives). L'IRSN a émis des réserves, puis lors de visites de l'ASN, des constats ont été faits concernant le manque d'entretien de certaines canalisations véhiculant de l'hydrogène ainsi que l'inadéquation de certains plans.

Nous insistons donc pour que les travaux soient menés à terme dans les meilleurs délais.

10 – Refonte des Règles Générales d'Exploitation (RGE).

Un gros effort a été produit pour essayer d'améliorer l'ergonomie des fiches de conduite normale et en cas d'incident.

La nouvelle structure des fiches, donnant grâce à une "check list" très complète un soutien très apprécié aux agents de conduite, nous a semblé risquer de conduire à une déqualification de ces agents. Si telle devait être la finalité, la robotisation des opérateurs gagnerait à être remplacée par une conduite totalement informatisée (comme c'est déjà le cas pour le pilotage des actions au début d'un accident grave).

Mais une gestion automatisée par ordinateur exige la mise en place de points de contrôle, contrôle où la main est impérativement redonnée aux opérateurs.

11 – Séismes

La question était déjà ouverte, il y a 10 ans.

Des nouvelles analyses (IRSN, Équipe RÉSONANCE, Règles Fondamentales puis Guide ASN) ont fait progresser la connaissance quant à l'intensité du séisme envisageable et à ses effets, mais de larges incertitudes demeurent. EDF a engagé des actions, mais elles ne sont pas toujours faciles à mettre en oeuvre. Il est clair que des renforcements sont nécessaires (structures de la salle des machines par ex).

Par ailleurs, le REX sur les conséquences du séisme qui a secoué Kashiwazaki - Kariwa (JAPON -2009) montre que, certes, le bâtiment réacteur a tenu grâce aux marges de sécurité, mais un transformateur en feu n'a pas pu être éteint, ce qui a causé des dégâts supplémentaires. En effet, les canalisations d'arrivée d'eau pour lutter contre cet incendie étaient cassées. Les secours extérieurs étaient débordés et n'ont pas pu intervenir rapidement.

Il en ressort aussi que la tenue au séisme des bâtiments annexes et des installations qualifiées de « mineures » est aussi importante que celle du bâtiment réacteur. C'est l'effet « domino », bien connu des Sapeurs Pompiers. EDF a confirmé à la CLIS que ce type d'équipement est dimensionné pour résister au séisme.

Il est essentiel que les diverses études en cours sur les effets « séisme » soient menées à bien.

12 – Combustibles

L'utilisation du combustible "CYCLADE" a des impacts à différents niveaux :

- modification du rythme des maintenances (Programmes de Base de Maintenance Préventive : PBMP). Il faut en vérifier l'impact sur les matériels.
- augmentation de la consommation de bore, donc de la production de tritium.
- gestion sur site : manutention des combustibles neufs, usés, transfert en piscine
- gestion du combustible hors réacteur.
- transport.

POUR CONCLURE :

1-A propos du déroulement de la mission:

Nous pouvons noter que, dans l'ensemble, l'accès aux documents fut sans problèmes pour les questions génériques.

Toutefois, pour certains points particuliers, cette transmission de documents ne peut se faire que dans la mesure, où ayant eu connaissance d'un problème, nous en faisons la demande. Quant aux incidents, il aurait été préférable d'étudier tranche 1 et tranche 2 ce qui aurait permis d'accroître la statistique et de comparer le fonctionnement des 2 réacteurs.

L'analyse des documents ASN, IRSN et ANDRA nous a permis d'étendre notre questionnement sur des points que le CNPE n'avait pas évoqués.

2-L'analyse des dossiers et des réponses fournies, tant par l'exploitant que par ses appuis techniques, ne met pas en évidence des facteurs alarmants, même si des points concernant la maintenance, la réalisation de chantiers, la formation doivent être mieux pris en compte et fortement améliorés.

Toutefois certaines questions restent en suspens :

- Par exemple, la tenue du radier en séquence d'accident grave reste une question importante, et ce dans la mesure où la probabilité de ce type d'accident augmenterait en raison du vieillissement général de l'installation et de l'augmentation du taux de combustion des combustibles.

- **La problématique déchets, pour ceux sans filière d'élimination et dont l'entreposage sur site n'est pas forcément compatible avec la géographie de ce site (risques d'inondation, par exemple).**
- **L'augmentation des rejets de Tritium corrélés au passage au combustible Cyclade qui entraîne l'augmentation de l'utilisation du bore.**
- **Les problèmes inhérents à une installation construite avec des équipements conçus il y a plus de 40 ans. Le rajeunissement de certains équipements risque de créer des conflits entre les technologies actuelles et celles des années 60-70.**

RAPPORT SUR LA VD3 de FESSENHEIM 1

Jean-Marie Brom, Gérard GARY, Monique SENE, Raymond SENE
Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire
David Boilley
Association des Commissions et des Comités Locaux d'Information

PREAMBULES

PREAMBULE 1:

Extrait de la convention d'expertise (texte complet en annexe 1)

« En 1989, lors de la première visite décennale du réacteur 1 de la centrale nucléaire de FESSENHEIM, plus ancienne centrale nucléaire à eau sous pression du palier 900 MW, la Commission Locale de Surveillance (CLS) du Conseil général du Haut-Rhin avait fait réaliser une expertise indépendante sur la sûreté de la centrale et son impact sur l'environnement.

À l'occasion des deuxièmes visites décennales (VD2) en octobre 1999 et juillet 2000, la CLS a réitéré l'expertise indépendante sur les thèmes de la sûreté et de l'impact environnemental pour le réacteur 1 puis sur le thème de la sûreté pour le réacteur 2.

À l'occasion des troisièmes visites décennales (VD3) de l'unité de production n°1, la CLS souhaite la réalisation d'une nouvelle expertise.

La CLS actuelle sera remplacée à partir du 1er janvier 2009 par la Commission Locale d'Information (CLI) du CNPE de FESSENHEIM.

La CLS et la future CLI interviendront dans le cadre de la présente convention pour le compte du département du Haut-Rhin, partie prenante de la convention.

Cette expertise est cofinancée à hauteur de 50% par le département du Haut-Rhin et par l'ASN à hauteur de 50%. »

PREAMBULE 2:

Limite de l'expertise

Ce rapport est un éclairage sur la VD3, mais nous tenons à souligner les limites de l'exercice, même si la bonne volonté de nos interlocuteurs doit l'être également.

Il est clair, en effet, que les dossiers des Visites Décennales (et la 3 particulièrement) ont mobilisé et mobilisent toujours des équipes d'ingénieurs pour élaborer les programmes, recalculer les marges de sûreté, intégrer les avancées techniques et ce, à chaque visite, pendant près de dix ans.

Certes, nous avons eu accès aux documents (ASN, IRSN, EDF) et nous avons posé des questions, mais nous sommes conscients que, en 6 à 7 réunions, quelques visites et une lecture des dossiers, notre suivi sera imparfait.

Un réacteur comme celui de Fessenheim (divergence en 1977) repose sur une technologie qui a 40 ans d'âge. Ceci explique la nécessité de la remise à niveau de la salle de commande et du contrôle commande. En effet, tout ce qui dépend de l'informatique et de l'électronique n'est évidemment plus aux normes actuelles, ce qui rend la maintenance d'autant plus difficile. De plus le stock des pièces détachées s'amenuise et en refaire est difficile. Il n'est jamais évident de faire travailler en même temps des composants d'une technologie datant de 30 ans avec des composants issus de nouvelles technologies.

Nous ne pouvons pas être certains que nos demandes de documentation sont totalement exhaustives. Par le passé (visite décennale 1 et 2), nous avons en effet constaté que nous pouvions passer à côté de phénomènes importants qui ne nous avaient pas été signalés par l'exploitant. Notre lecture des dossiers et nos quelques visites ne peuvent que nous donner une vision incomplète.

Heureusement, nous avons pu compléter la problématique des déchets grâce à l'inventaire ANDRA. Nous avons pu également rajouter une série de questions grâce aux lettres de suivi d'inspection de l'ASN.

Enfin, les dossiers présentés au groupe permanent réacteur de l'ASN par l'IRSN (Bilan du réexamen de sûreté des réacteurs 900 MWé dans le cadre de leur troisième visite décennale) nous ont permis de prendre connaissance des questions posées à EDF. EDF nous a d'ailleurs dressé un premier bilan des actions entreprises pour satisfaire ces demandes. Mais pour l'ASN, EDF y répondra via le Dossier d'Aptitude à Poursuivre l'Exploitation (DAPE), encore en préparation (disponibilité en septembre 2010).

Il serait souhaitable que le contenu du DAPE (dossier EDF) et bien sûr les conclusions de l'ASN soient communiqués afin qu'il soit possible de les analyser pour intégrer cette analyse à une réflexion ultérieure (**suivi de la VD3 par la CLIS et son groupe de travail**).

Au stade actuel, notre avis ne portera que sur la VD3, ce qui ne sera pas suffisant pour que la CLIS soit éclairée complètement.

Nous travaillons sur dossier et seulement sur les éléments dont nous avons connaissance. S'il est vrai que le programme de la VD3 elle-même est parfaitement encadré, il peut exister des dossiers très importants qui n'en font pas partie.

Un réacteur est une machine fort complexe dont la conception initiale, aussi approfondie qu'elle ait pu être, ne fige pas les systèmes de sécurité.

Ces systèmes reposent sur des calculs et sont sujets à modifications grâce au retour d'expérience venant du suivi de l'ensemble du parc de réacteurs (systèmes informatiques, électronique, évolution des matériaux...). Il n'est pas surprenant que, en 30 ans et avec 58 réacteurs, il y ait eu beaucoup de possibilités de modifications. Il convient donc d'estimer, in fine, le véritable apport de ces modifications à la sûreté.

Rappelons qu'il nous paraît impératif que l'ASN (dernier juge de la qualité des opérations en VD3) donne son avis en s'appuyant essentiellement sur l'aspect sûreté : nous serons vigilants pour veiller à ce que des impératifs de production ou d'économie ne pèsent pas trop lourds dans cet avis.

PLANNING

Au cours de l'année 2008, la convention (ASN, CLIS, EDF, GSIEN) a fixé les termes du contrat tant au plan financier qu'au plan accès à la documentation.

Extraits de la convention

« - *Suivi des suites de la VD2 de Fessenheim 1 : bilan de la VD2, quelle expérience pour la VD3 ?*

- *Cuve : Vieillessement de la cuve de Fessenheim 1 et suivi des défauts vus en VD2.*

- *Analyse de tenue des cuves*
- *Épreuve hydraulique*
- *Programme de surveillance et acceptabilité des défauts.*

- *Défauts de fatigue :*

1-*Analyse du programme de contrôle et du programme d'investigation complémentaire.*

- *Circuit primaire (hors cuve)*
- *Générateurs de vapeur (amélioration)*
- *Tous les circuits importants pour la sûreté (RRI, RRA, ...)*
- *Pompes primaires*
- *Pressuriseur*

2-*Analyse et suivi des "situations" (solicitations du matériel lors des variations rapides en pression et température).*

Application à la tenue des matériels sollicités

- *Influence sur le pilotage du réacteur et du pilotage sur ces situations.*
- *Influence sur la sûreté.*

- *Enceinte de confinement :*

- *État de la troisième barrière (peau acier et béton)*
- *Épreuve enceinte*
- *Filtre à sable (procédure U5). Que devient cet élément de sûreté (en séquence accidentelle) pour la VD3 ?*
- *État des lieux en ce qui concerne l'installation des recombinants d'hydrogène*

- *Analyse des événements significatifs et influence sur la sûreté*

- *Analyse des événements significatifs sûreté déclarés à l'ASN et des éventuels dysfonctionnements pouvant altérer la durée de vie des équipements.*
- *Mise en perspective : événements répétitifs, événements survenus en exploitation, événements survenus lors des phases d'arrêt du réacteur*
- *Analyse des incidents génériques : implication du site*
- *Analyse de la prise en compte des facteurs organisationnels et humains*

- *Combustible*

- *Retour d'expérience sur l'impact de la mise en œuvre de la gestion du combustible (Cyclades), la suite des VD2 : allongement des cycles, stockage des combustibles neufs, puis stockage en piscine, manutention, transport des combustibles usés »*

*Réunions préparatoires

En 2009, avant le démarrage de la VD3, le groupe d'expertise (D. Boilley, JM. Brom, G. Gary, M. Sené, R. Sené) a participé à 3 réunions à Cap Ampère. Ces réunions ont eu pour thème :

- 25 mars 2009 : "Cuve"
- 22 avril 2009 : Internes de la cuve, gestion CYCLADES des combustibles : impact sur la sûreté, impact sur le pilotage, rejets...
- 8 juin 2009 : comptabilisation des situations, gestion des combustibles,....

*Réunions de la VD3 sur le site de Fessenheim

Première réunion 28 septembre 2009.

Cette première réunion a permis la présentation générale de la VD3 planifiée sur 91 jours. En réalité la VD3 a tout d'abord été décalée de 15 jours et a commencé le 17 octobre et s'est terminée le 24 mars (25 mars tranche à 180 MWé) soit 160 jours d'arrêt.

Deuxième réunion 24 novembre 2009.

Les experts se sont rendus sur le terrain pour visiter :

- les installations d'entreposage de déchets conventionnels et radioactifs
- le contrôle commande
- le génie civil et le renforcement antisismique des bâtiments
- et pour avoir des informations sur le déroulement de la VD3

Troisième réunion 21 décembre 2009 :

- entrée dans le BR et "visite de la MIS"
- visite des labos où arrivent les signaux : une filiale d'AREVA, (INTERCONTRÔLE) et le CEIDRE
- et un point sur l'avancement de la VD3

Quatrième réunion 25 mars 2010 :

- Bilan de fin de visite décennale

Cinquième réunion 12 mai 2010

- Cette réunion a été consacrée à l'étude statistique des incidents survenus entre la VD2 (2000) et le début de la VD3 (2009).

POINT DE VUE GSIEN/ANCCLI sur le bilan de la visite décennale 3 de FSH 1

Petit rappel extrait du rapport ASN 2009 (page 360 à 362)

Cet extrait permettra de situer l'essentiel des systèmes présents dans le réacteur et permettant son fonctionnement normal (les abréviations sont définies dans le Glossaire - annexe 1) et dans ce texte ASN d'introduction :

« 1→1→2 Le cœur, le combustible et sa gestion

Le cœur du réacteur est constitué de « crayons » contenant des pastilles d'oxyde d'uranium (...) groupés en « assemblages » de combustible. Lors de leur fission, les noyaux d'uranium ou de plutonium émettent des neutrons qui provoquent, à leur tour, d'autres fissions: c'est la réaction en chaîne. Ces fissions nucléaires dégagent une grande quantité d'énergie, sous forme de chaleur. L'eau du circuit primaire, qui pénètre dans le cœur par la partie inférieure, à une température d'environ 285°C, remonte le long des crayons combustibles et ressort par la partie supérieure à une température de l'ordre de 320°C.

Au début d'un cycle de fonctionnement, le cœur présente une réserve d'énergie très importante. Celle-ci diminue progressivement pendant le cycle au fur et à mesure que disparaissent les noyaux fissiles.

La réaction en chaîne, et donc la puissance du réacteur, est maîtrisée par:

- l'introduction plus ou moins profonde dans le cœur de dispositifs appelés grappes de commande qui contiennent des éléments absorbant les neutrons. Elle permet de démarrer et d'arrêter le réacteur et d'ajuster sa puissance à la puissance électrique que l'on veut produire.

La chute des grappes par gravité permet l'arrêt automatique du réacteur;

- la variation de la teneur en bore de l'eau du circuit primaire. Le bore, présent dans l'eau du circuit primaire sous forme d'acide borique dissous, permet de modérer, par sa capacité à absorber les neutrons, la réaction en chaîne. La concentration en bore est ajustée pendant le cycle en fonction de l'épuisement progressif du combustible en matériau fissile.

Le cycle de fonctionnement s'achève lorsque la valeur de la concentration en bore devient nulle. Une prolongation est toutefois possible si l'on abaisse la température, et éventuellement la puissance, en dessous de leurs valeurs nominales. En fin de cycle, le cœur du réacteur est déchargé afin de renouveler une partie du combustible.

EDF utilise deux types de combustible dans les réacteurs à eau sous pression:

- des combustibles à base d'oxyde d'uranium(UO₂) enrichi en uranium235, à 4,5% au maximum. Ces combustibles sont fabriqués dans plusieurs usines, françaises et étrangères, des fournisseurs de combustible AREVA et WESTINGHOUSE;

- des combustibles à base d'Oxyde Mixte d'uranium238 et de plutonium ou MOX, (dont FSH 1 et 2 ne bénéficient pas)

(...).

La gestion du combustible est spécifique à chaque palier de réacteurs. Elle est caractérisée notamment par:

- la nature du combustible utilisé et sa teneur initiale en matière fissile;
- le taux d'épuisement maximal du combustible lors de son retrait du réacteur, caractérisant la quantité d'énergie extraite par tonne de matière (exprimé en GWj/t);
- la durée d'un cycle de fonctionnement (exprimée généralement en mois);
- le nombre d'assemblages de combustible neufs rechargés à l'issue de chaque arrêt du réacteur pour renouveler le combustible (généralement un tiers ou un quart du total des assemblages);
- le mode de fonctionnement du réacteur avec ou sans variation importante de puissance permettant de caractériser les sollicitations subies par le combustible.

1→1→3 Le circuit primaire et les circuits secondaires

Le circuit primaire et les circuits secondaires permettent de transporter l'énergie dégagée par le cœur sous forme de chaleur jusqu'au groupe turbo-alternateur qui assure la production d'électricité, sans que l'eau en contact avec le cœur ne sorte de l'enceinte de confinement.

Le circuit primaire est composé de boucles de refroidissement (boucles au nombre de trois pour un réacteur de 900 MWe) dont le rôle est d'extraire la chaleur dégagée dans le cœur par circulation d'eau sous pression, dite eau primaire. Chaque boucle, raccordée à la cuve du réacteur qui contient le cœur, comprend une pompe de circulation, dite pompe primaire, et un générateur de vapeur (GV). L'eau primaire, chauffée à plus de 300°C, est maintenue à une pression de 155 bar par le pressuriseur, pour éviter l'ébullition. Le circuit primaire est enfermé en totalité dans l'enceinte de confinement.

L'eau du circuit primaire cède la chaleur à l'eau des circuits secondaires dans les GV. Les GV sont des échangeurs qui contiennent des milliers de tubes, dans lesquels circule l'eau primaire. Ces tubes baignent dans l'eau du circuit secondaire qui est ainsi portée à ébullition sans entrer en contact avec l'eau primaire.

Chaque circuit secondaire est constitué principalement d'une boucle fermée parcourue par de l'eau sous forme liquide dans une partie et sous forme de vapeur dans une autre partie. La vapeur, produite dans les GV,

subit une détente partielle dans une turbine haute pression, puis traverse des séparateurs surchauffeurs avant d'être admise pour une détente finale dans les turbines basse pression d'où elle s'échappe vers le condenseur. Condensée, l'eau est ensuite réchauffée et renvoyée vers les GV par des pompes d'extraction relayées par des pompes alimentaires à travers des réchauffeurs.

1→1→4 L'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement des réacteurs à eau sous pression assure deux fonctions:

- la protection du réacteur contre les agressions externes;
- le confinement et, par conséquent, la protection du public et de l'environnement contre les produits radioactifs susceptibles d'être dispersés hors du circuit primaire en cas d'accident; à cette fin, les enceintes ont été conçues pour résister aux températures et pressions qui pourraient être atteintes en cas d'accident et pour présenter une étanchéité satisfaisante dans ces conditions.

Les enceintes de confinement sont de deux types:

- les enceintes des réacteurs de 900 MWe, qui sont constituées d'une seule paroi en béton précontraint (béton comportant des câbles d'acier tendus de manière à assurer la compression de l'ouvrage). Cette paroi assure la résistance mécanique à la pression qui résulterait de l'accident le plus sévère pris en compte à la conception, ainsi que l'intégrité de la structure vis-à-vis d'une agression externe. L'étanchéité est assurée par une peau métallique de faible épaisseur, située sur la face interne de la paroi en béton;
- les enceintes des réacteurs de 1300MWe et de 1450MWe

(...)

1→1→5 Les principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde

Le rôle des circuits auxiliaires est d'assurer, pendant le fonctionnement normal ou lors de la mise à l'arrêt normal du réacteur, les fonctions fondamentales de sûreté (maîtrise de la réactivité neutronique, évacuation de la chaleur du circuit primaire et de la puissance résiduelle du combustible, confinement des matières radioactives). Il s'agit principalement du système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV) et du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

Le système RCV permet, pendant le fonctionnement du réacteur, de contrôler la réactivité neutronique par régulation de la concentration en bore de l'eau primaire. Il est également utilisé pour ajuster la masse d'eau du circuit primaire en fonction des variations de température. En outre, le circuit RCV permet de maintenir la qualité de l'eau du circuit primaire, en réduisant sa teneur en produits de corrosion et en produits de fission par injection de substances chimiques (inhibiteurs de corrosion par exemple). Enfin, ce circuit injecte en permanence de l'eau aux joints des pompes primaires pour assurer leur étanchéité.

Le système RRA a pour fonction, lors de la mise à l'arrêt normal du réacteur, d'évacuer la chaleur du circuit primaire, et la puissance résiduelle du combustible, puis de maintenir l'eau primaire à basse température tant qu'il y a du combustible dans le cœur. En effet, après l'arrêt de la réaction en chaîne, le cœur du réacteur continue à produire de la chaleur qu'il est nécessaire d'évacuer pour ne pas endommager le combustible. Le circuit RRA sert également aux mouvements de l'eau de la piscine du réacteur après rechargement du combustible.

Le rôle des systèmes de sauvegarde est de maîtriser et de limiter les conséquences des incidents et des accidents. Il s'agit principalement du circuit d'injection de sécurité (RIS), du circuit d'aspersion dans l'enceinte du bâtiment réacteur (EAS) et du circuit d'eau alimentaire de secours des GV (ASG).

Le circuit RIS injecte de l'eau borée dans le cœur du réacteur en cas d'accident afin de modérer la réaction nucléaire et d'évacuer la puissance résiduelle. Il est composé d'accumulateurs sous pression, qui fonctionnent de manière passive, et de différentes pompes aux débits et pressions de refoulement adaptés pour répondre aux différents types d'accident. En cas d'accident de type perte de réfrigérant primaire ou rupture de tuyauterie vapeur, ces pompes aspirent dans un premier temps l'eau du réservoir de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR). Puis, lorsque ce réservoir est vide, ces pompes sont connectées aux puisards du bâtiment réacteur où est recueillie l'eau pulvérisée par le système EAS, ainsi que l'eau qui s'échapperait du circuit primaire en cas de fuite sur ce circuit.

En cas d'accident conduisant à une augmentation de la pression et de la température dans le bâtiment réacteur, le circuit EAS pulvérise de l'eau additionnée de soude. Cette opération permet de rétablir des conditions ambiantes acceptables, de préserver l'intégrité de l'enceinte de confinement et de rabattre au sol les aérosols radioactifs éventuellement disséminés dans cette enceinte.

Le circuit ASG permet de maintenir le niveau d'eau dans la partie secondaire des GV et donc de refroidir l'eau du circuit primaire en cas d'indisponibilité de leur système d'alimentation normale (ARE). Il est également utilisé en fonctionnement normal et lors des phases d'arrêt et de démarrage du réacteur.

1→1→6 Les autres systèmes

Parmi les autres systèmes ou circuits nécessaires au fonctionnement du réacteur et importants pour sa sûreté, on peut mentionner:

- le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui assure le refroidissement d'un certain nombre d'équipements nucléaires; ce circuit fonctionne en boucle fermée entre, d'une part, les circuits auxiliaires et de sauvegarde et, d'autre part, les circuits véhiculant l'eau pompée dans le cours d'eau ou la mer (source froide);

- le circuit d'eau brute secourue (SEC) qui assure le refroidissement du circuit RRI au moyen de la source froide;
- le circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR) qui permet en particulier d'évacuer la chaleur résiduelle des éléments combustibles stockés dans la piscine d'entreposage du combustible;
- les systèmes de ventilation, qui jouent un rôle essentiel dans le confinement des matières radioactives par la mise en dépression des locaux et la filtration des rejets;
- les circuits d'eau destinés à la lutte contre l'incendie;
- le système de contrôle-commande, les systèmes électriques. »

I - Contrôles MIS

Dans l'ensemble de la VD3 et des très nombreuses vérifications, nous faisons une analyse critique d'un certain nombre de points qui nous paraissent réclamer une attention particulière.

Un de ces points est de « s'assurer de la résistance des cuves de réacteur ». Il faut noter que cette surveillance est d'importance pour la position que prendra l'ASN « **sur les conditions d'exploitation des cuves (et donc de celle de FSH1) au-delà de trente ans** »

Voici la présentation ASN sur le sujet

Extrait du rapport ASN 2009 page 394

3→4→3 S'assurer de la résistance des cuves des réacteurs

La cuve est l'un des composants essentiels d'un réacteur à eau sous pression. Ce composant, d'une hauteur de 14 m et d'un diamètre de 4 m pour une épaisseur de 20 cm, contient le cœur du réacteur ainsi que son instrumentation. Entièrement remplie d'eau en fonctionnement normal, la cuve, d'une masse de 300 t, supporte une pression de 155 bar à une température de 300 °C.

Le contrôle régulier et précis de l'état de la cuve est essentiel pour les deux raisons suivantes:

- *la cuve est un composant dont le remplacement n'est pas envisagé, à la fois pour des raisons de faisabilité technique et de coût;*
- *la rupture de la cuve est un accident inenvisageable, dont les conséquences ne sont donc pas prises en compte dans l'évaluation de la sûreté du réacteur. La validation de cette hypothèse nécessite que des mesures de conception, de fabrication et d'exploitation adaptées soient prises.*

En fonctionnement normal, la cuve se dégrade lentement, sous l'effet des neutrons issus de la réaction de fission du cœur qui fragilisent le métal. Cette fragilisation rend en particulier la cuve plus sensible aux chocs thermiques sous pression ou aux montées brutales de pression à froid.

Cette sensibilité est par ailleurs accrue en présence de défauts, ce qui est le cas pour quelques cuves des réacteurs de 900 MWe, qui présentent des défauts non évolutifs, dus à la fabrication, sous leur revêtement en acier inoxydable.

Pour se prémunir contre tout risque de rupture, les mesures suivantes ont été prises dès le démarrage des premiers réacteurs d'EDF:

- *un programme de contrôle de l'irradiation: des capsules contenant des éprouvettes réalisées dans le même métal que la cuve, ont été placées à l'intérieur de celle-ci, près du cœur. On retire régulièrement certaines de ces capsules pour réaliser des essais mécaniques. Les résultats donnent une bonne connaissance du niveau de vieillissement du métal de la cuve et permettent même de l'anticiper étant donné que les capsules, situées près du cœur, reçoivent davantage de neutrons que le métal de la cuve;*
- *des contrôles périodiques, en particulier des contrôles par ultrasons, permettent de vérifier l'absence de défaut ou, dans le cas des cuves affectées de défauts de fabrication, de vérifier que ces derniers n'évoluent pas.*

L'ASN a examiné les dossiers relatifs à la tenue en service des cuves transmis par EDF en préparation des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe. Ces dossiers ont été présentés aux experts de la section permanente nucléaire (SPN) de la commission centrale des appareils à pression (CCAP) en 1999 puis en 2005. L'ASN instruit aujourd'hui les réponses apportées par EDF aux questions posées lors de cette dernière séance. À l'issue de cet examen et au vu des résultats des contrôles réalisés au cours des troisièmes visites décennales des réacteurs, l'ASN prendra position sur les conditions d'exploitation des cuves au-delà de trente ans.

Il est certain que la vision ASN de l'analyse de la tenue de la cuve sera applicable aux futurs réacteurs, mais pour ceux actuellement en service il n'y a que des mesures d'exploitation adaptées (s'appuyant sur le suivi des situations : variations brutales en pression et/ou température) qui puissent crédibiliser l'hypothèse que « *la rupture de cuve est un accident inenvisageable* ». Et, bien sûr, Fessenheim est dans ce cas. C'est dans ce cadre qu'il faut analyser le contrôle de la cuve, tant

pour le suivi des défauts déjà détectés ou la recherche de nouveaux défauts, que pour le suivi des caractéristiques du métal de la cuve sous irradiation.

***Analyse du contrôle de la cuve**

-Rappel du cadre réglementaire : 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.

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 d'évaluer, avec anticipation cette évolution (position à Fessenheim 1 en page 16).

Qu'en est-il en réalité sachant que cette stratégie s'est modifiée au fil des années et que certaines données restent toujours difficiles à appréhender (Voir aspect mécanique annexe 5).

-Transmission par EDF de la liste des capsules et leur position angulaire actuelle.

Ci-dessous le rappel du rapport de fluence selon la position angulaire et donc l'anticipation que l'on peut obtenir.

Curieusement les positions 35° et 45° donnent des taux de 0,623 et 0,486, ce qui ne présente guère d'intérêt en termes d'anticipation de vieillissement de la cuve.

Il est probable qu'en 1977, EDF manquait de résultats sur l'évolution d'une cuve sous irradiation d'où ces positions angulaires. Compte tenu de l'évolution des connaissances, ceci explique pourquoi en 1999, EDF a introduit des modifications par rapport aux plans initiaux pour effectivement se placer sur la position d'anticipation (15°).

Cela dit, il est certain que le déplacement ne va pas faciliter le calcul de l'anticipation, car il reste à déterminer les incertitudes sur les fluences mesurées à partir des dosimètres placés dans les capsules. En effet, les taux d'anticipation dépendent du taux de combustion des assemblages, de l'épaisseur de lame d'eau entre les éprouvettes et la cuve, situées sur la jupe interne entourant les assemblages et la cuve (voir annexe 5, pour plus de détails).

La courbe présentée (page 56), comparaison entre la fluence calculée à l'aide des codes d'exploitation et celle mesurée à partir des capsules ne nous permet pas en cas de déviation de savoir si cet écart est lié aux évolutions de la fluence (page 57) due aux changements lors des cycles d'exploitation.

Cette mesure de fluence n'intègre pas l'évolution des spectres neutroniques liés aux modifications des combustibles. En effet, en chargement à fluence réduite, les assemblages à proximité des points chauds sont des assemblages ayant déjà séjourné en réacteur. En conséquence, ils ont une charge en plutonium fissile du même ordre que celle en uranium 235. Le spectre de neutrons provenant des fissions du plutonium a une énergie plus élevée que celui provenant de l'U235 entraînant une augmentation du flux de neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV arrivant sur les capsules.

Position des capsules	15°	25°	35°	45°
Rapport de fluence	1,483	0,975	0,623	0,486

- Éprouvettes d'irradiation

CAPSULES	EXTRACTION	Temps équivalent en cuve
S (15°)	1979	2 ans
Z (1,5 ans à 45°, 9,5 ans à 25°)	1988	8 ans
T (1,5 ans à 25°, 9,5 ans à 15°)	1988	14 ans
V (20 ans à 15°)	1997	30 ans
W (12 ans à 25°, 16 ans à 15°)	2005	38 ans
X (12 ans à 35°, depuis à 25°) Y (22 ans à 35°, 6 ans à 25°, depuis à 15°) U (22 ans à 25°, depuis à 15°)	Dans la période VD3/VD4	

Dans ce tableau, il est mentionné (données de la VD2 puis de la VD3) pour chaque capsule le temps passé sur les positions, l'année d'extraction et le temps équivalent passé en cuve (données EDF).

Question : Pourquoi donner un temps équivalent subjectif (qui dépend de la stratégie de conduite du réacteur) et non une fluence, plus objective ?

En 2010, EDF a utilisé les données obtenues avec la capsule W pour calculer, avec de nouvelles formules (datant de la révision de 2007), les températures de transition ductile-fragile (NDTT) à 40 ans.

En cuve, il reste les capsules U, X et Y qui en cas de nécessité pourront être extraites ou séjourneront jusqu'à l'arrêt du réacteur, donnant ainsi des valeurs de la NDTT pour des fluences plus élevées. (voir paragraphe « température de transition ductile-fragile » page suivante).

- Résultats des examens de la cuve par la MIS (nouvel appareil 2010)

Le défaut trouvé en 2000 en virole C1 (5,7 mm x 14 mm) est confirmé. Il n'a pas évolué, et est retrouvé en 2009 avec les nouveaux instruments (platine « zone plein coeur » pouvant détecter des défauts de 5 mm voir page 51). Rappelons qu'à Tricastin1, réacteur 900 MWé présentant un défaut proche de 10 mm, un contrôle a été effectué à 5 ans (2004) puis un autre à 10 ans (2009) et qu'il n'a pas, non plus, été constaté d'évolution de ce défaut.

	Sa (mm) ou position dans la bande mesurée	h (mm) ou profondeur	L (mm) ou longueur	t (mm) ou position cuve
VD3	8,5 +/- 0,5	5,6 +/- 2	9 +/- 5	208 +/- 0,5
VD2	8,3	4,8	14	208

- Que penser des contrôles par la MIS et de leurs interprétations....

L'amélioration des capacités de détection de la MIS (qui – tant mieux - n'a pas explicitement été démontrée puisqu'on n'a pas trouvé de nouveaux défauts) est fondamentalement liée à l'amélioration du traitement numérique de l'information très complexe acquise par des capteurs à ultrasons. Dit très schématiquement, la présence de la fissure induit des réflexions d'ondes qui n'existeraient pas sans sa présence. En utilisant plusieurs capteurs, on peut détecter l'endroit de la fissure et sa taille. C'est le même principe que celui de l'échographie. La traduction des signaux en images visibles nécessite l'utilisation de puissants logiciels de traitement d'image mettant en jeu des méthodes mathématiques sophistiquées. Ces méthodes sont tellement sophistiquées et liées à la

technologie des capteurs qu'il n'a pas été envisagé (envisageable) de mettre en place des moyens indépendants. EDF est donc prisonnière de son prestataire et le seul contrôle réalisé, qui porte sur un aspect mineur de l'ensemble, est celui de l'interprétation des données au bout de la chaîne.

En effet, il nous semble qu'une série de mesures, aussi excellentes soient-elles, puis le passage par la moulinette d'un logiciel unique, certes certifié ISO, puis la lecture par deux équipes indépendantes (INTERCONTROLE d'AREVA et CEIDRE d'EDF) n'apportent, de fait, qu'une redondance très limitée.

Tout défaut "non détecté" dans la série de mesures n'a aucune chance de franchir les deux étapes suivantes.

Toute interprétation erronée due à un bug du programme d'analyse, qui, bien que certifié ISO, a une forte probabilité d'en contenir au moins un, ne peut que conduire les deux équipes à un même diagnostic erroné.

Rappelons le jugement des inspecteurs sur un problème similaire, en janvier 2008 et leurs demandes d'amélioration (voir en annexe 4 le rapport complet).

« Réf INS 2008 EDFFSH 2008 du 16/01/2008

Avant toute divergence, un bilan de réactivité doit être réalisé. Son objectif est de calculer la valeur de la concentration en bore critique (Cb) ou la position des barres de commande à la divergence. Ce calcul est effectué par le service conduite et l'ingénieur sûreté en parallèle afin d'assurer une redondance méthodologique et humaine.

La concordance des deux résultats est un préalable à l'autorisation de divergence donnée par le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté.

Les inspecteurs ont constaté que ces deux protagonistes utilisaient le même outil de calcul, l'application informatique Xenon 0D. Un calcul « manuel » est possible (cf. l'annexe 3 du mode opératoire du bilan de réactivité de l'ingénieur sûreté), mais celui-ci n'est appliqué qu'en cas de défaillance du logiciel Xenon 0D.

Demande n°A.1 : *Je vous demande de former tous les opérateurs conduite et les ingénieurs sûreté à la méthode de calcul « manuel ».*

Demande n°A.2 : *Je vous demande d'assurer une réelle indépendance méthodologique entre les calculs élaborés par la conduite et l'ingénieur sûreté afin de pallier toute défaillance de mode commun. »*

Le GSIEN s'associe tout à fait à cette demande d'indépendance méthodologique entre les calculs et pose la même question pour les contrôles effectués avec la MIS.

***Justification de la tenue de la cuve en cas d'accident**

Présentation EDF

-La justification de la tenue à la rupture brutale de la cuve de Fessenheim 1 s'appuie sur 2 analyses :
 -- l'étude générique du défaut couvrant le défaut minimum détectable ;
 -- l'étude spécifique du défaut détecté ;

Ces études montrent le respect des critères en toutes les situations jusqu'à la VD4 et ce en supposant que :

-- ce défaut se trouve au point chaud sous une tubulure d'entrée ;
 -- la taille du défaut générique : indétectable ou au maximum défaut enveloppe ;
 -- la dimension des défauts décelés ne doit pas dépasser la taille du défaut enveloppe en tenant compte des incertitudes de mesures ;
 -- la fluence enveloppe n'est pas dépassée en VD4.

Et en tenant compte de coefficients de sécurité déclinés dans l'arrêté

Commentaire GSIEN :

Le cumul des conservatismes est une technique classiquement utilisée en cas de méconnaissance des processus mis en cause.

Si ce n'était le cas on ferait un calcul plus précis, et on aurait une idée de la marge de sécurité qu'on prend, ce qui n'est pas le cas ici. Il n'est même pas sûr que l'on puisse démontrer que la marge finale est au moins aussi grande que la plus petite des marges !

***Évolution de la température de transition ductile-fragile (NDTT) de Fessenheim 1**

Voir annexes 6 et 7

La cuve ou plus exactement la partie de la cuve située à la hauteur du coeur du réacteur est soumise à une très forte irradiation neutronique. Cette irradiation induit un phénomène de vieillissement de l'acier qui dépend du nombre de neutrons reçus par le métal (fluence). Ce vieillissement correspond à une fragilisation caractérisée par une élévation de la température de transition ductile-fragile, NDTT et/ou RTNDT.

En conséquence, la cuve ne doit pas subir de chargement (en pression, par exemple) si sa température est en dessous de la NDTT. Ainsi, en cas d'injection de sécurité dans le circuit de refroidissement, la cuve subirait de plus un choc froid qui risquerait de provoquer une rupture dans une zone affaiblie par des défauts. Cette fragilisation dépend aussi de la composition du métal et en particulier de la présence de carbone, de cuivre, de phosphore et de nickel.

Il nous a été présenté les résultats obtenus avec la nouvelle formule enveloppe . En annexe 7 est présentée l'évolution de la formule de fragilisation (celle de la VD2, puis celle de la VD3).

- Formule de fragilisation prévisionnelle enveloppe (actualisation 2007)

$$RT_{NDT} = RT_{NDT} \text{ initiale} + DRT_{NDT}$$

$$DRT_{NDT} = 2s_{ENV} + A[1+35,7(P-0,008) + 6,6(Cu-0,08)+5,8Ni2Cu]F^{0,59}$$

$$S_{ENV} = 9,3 \text{ (MdB)} \text{ ou } 13,3 \text{ (JS)}$$

$$A = 15,4 \text{ (MdB)} \text{ ou } 15,8 \text{ (JS)}$$

où MdB =métal de Base, et JS =Joint soudé

P (Phosphore), Cu (Cuivre), Ni (Nickel) = teneur en éléments fragilisants mesurée à la coulée ou sur joint de recette (P et Cu majorés respectivement de 14% et 8% dans le cas du métal de base "lingot plein")

$$F = \text{fluence de neutrons d'énergie } E > 1\text{MeV} = 6,5 \cdot 10^{19} \text{ n/cm}^2 \text{ (VD4)}$$

Il est bon de rappeler que cette courbe est empirique et qu'elle est construite comme enveloppe supérieure des points expérimentaux, ce qui est le résultat d'une démarche inattendue. Il serait en effet plus logique de considérer une courbe moyenne et de la majorer en fonction des écarts à la courbe moyenne observés. Les résultats extrapolés pourraient en être modifiés d'une façon plus pénalisante.

- Cas de Fessenheim 1: température de transition ductile/fragile calculée pour les éléments les plus sensibles:

Les 2 zones les plus sensibles sont les soudures et la virole C1

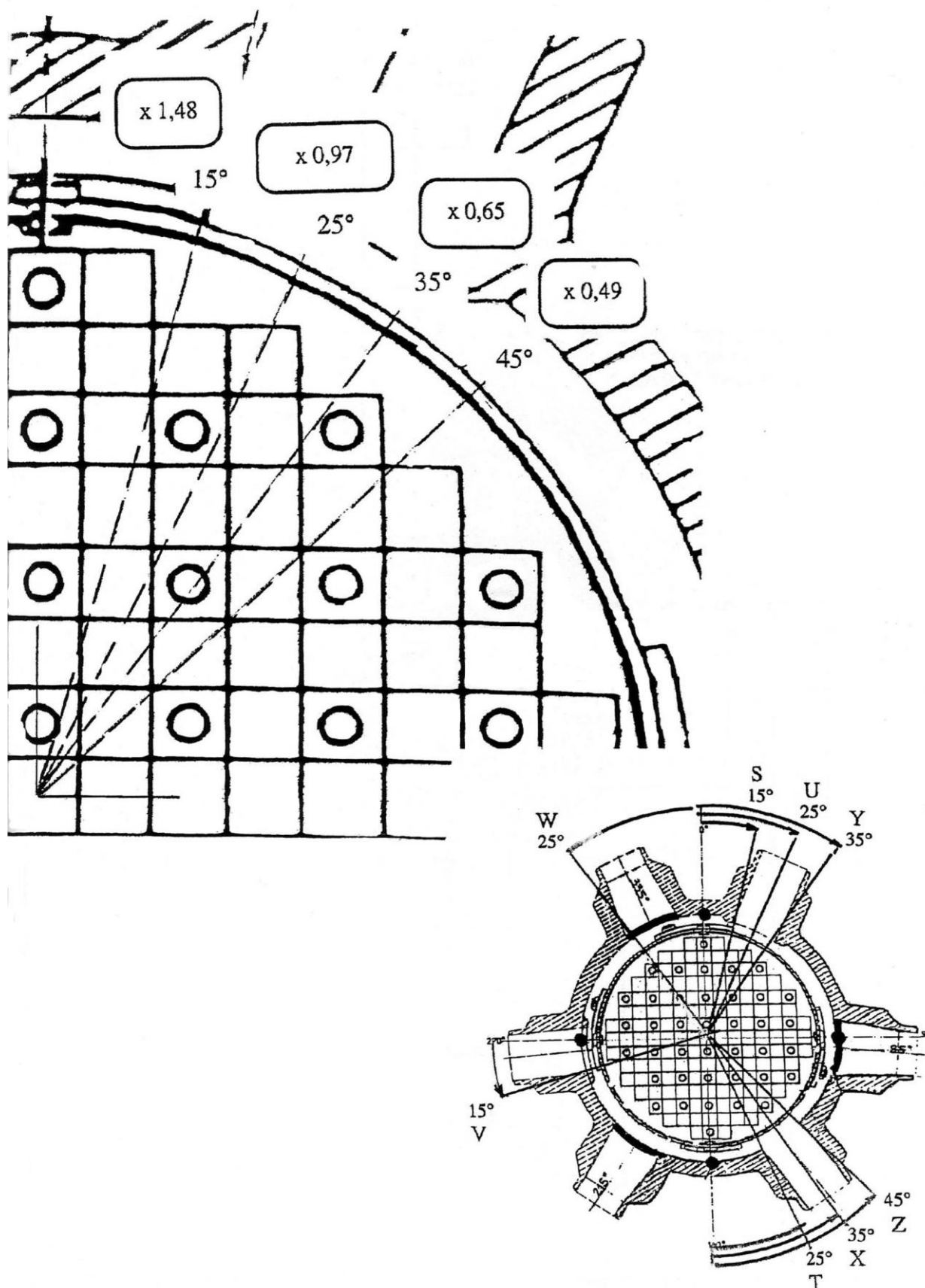
Évaluation de l'évolution de la température NDTT en fonction de l'irradiation supposée être reçue aux échéances de 20, 30 et 40 ans par la virole C1 qui est la plus critique						
Évolution		Température initiale NDTT	20 ans	30 ans	40 ans , calcul	40 ans mesuré sur éprouvettes
métal de base	virole C1	- 22°	38°	46°	58°	27°
	virole C2	- 32°			55°	
	virole C3	- 32°			51°	
soudures	C2/C1	- 20°	59°	61°	85°	63°
	C1/C3	- 20°	59°	61°	85°	63°

Les valeurs de température NDTT calculées sont nettement supérieures aux valeurs mesurées avec la capsule W et pour une fluence de $5,05 \cdot 10^{19}$ n.cm².

Ce résultat prouve que le calcul est conservatif, puisque plus la NDTT est basse, mieux c'est. La différence pour la virole C1 est particulièrement importante.

Rappelons que, avec la capsule V, la valeur de température pour la virole C1 était également de 27°C. Cependant, les résultats de la capsule V ne sont pas portés sur la courbe de la page 56.

Il convient cependant de noter que, même à fluence égale, les résultats déterminés à l'aide des éprouvettes peuvent être très différents pour celles issues d'un réacteur et a fortiori si on ajoute tous les résultats d'un palier. Ceci est dû à la méthode de mesure de la fluence ainsi que des problèmes de représentativité des éprouvettes. **L'incertitude sur la valeur de la température de transition ductile-fragile peut être estimée à environ +30°C ou -30°C (et même davantage)**, ce qui est dû au nombre important d'éprouvettes (de la même capsule) nécessaire pour définir correctement une courbe : chaque point représente une énergie de rupture pour une température donnée (et la dispersion des résultats est grande). C'est à partir de cette courbe que la température de transition est déterminée.



Position angulaire des capsules et coefficients d'anticipation

COMMENTAIRES

-Suivi de la cuve par la Machine MIS: aucun défaut supplémentaire n'a été détecté et ceux déjà repérés n'ont pas évolué.

-Température de transition ductile fragile : semble avoir été surestimée lors des extrapolations des années 2000. Encore une fois, cela va dans le bon sens.

À l'aide de la capsule W, les valeurs obtenues pour 40 ans de fonctionnement sont :

*** 27°C (incertitude non communiquée) pour la virole C1.**

*** 63°C (incertitude non communiquée) pour la soudure.**

Dans la présentation EDF (page 27), les valeurs présentées, probablement calculées, sont :

*** 58°C pour la virole C1.**

*** 85°C pour les soudures.**

Quoi qu'il en soit et même si les valeurs déterminées à l'aide de la capsule W sont plus faibles (passage de moins 20°C à plus 63°C à 40 ans) que celles du dossier d'origine, et ce avec un programme pour le combustible « de chargement à fluence réduite », l'évolution conduit inévitablement à une température qui posera des problèmes.

Il restera à déterminer si les marges calculées s'avèrent suffisantes pour que l'ASN puisse donner un avis favorable à la prolongation de fonctionnement du réacteur au-delà de 30 ans, sachant que la cuve n'est pas seule en jeu et que ce jugement sera global sur le réacteur dans son ensemble.

II Vérification de l'enceinte et des tôles de l'enceinte (liner)

-Enceinte

Extrait du Rapport ASN 2009 page 398

3.5 Vérifier la conformité des enceintes de confinement

« Les enceintes de confinement font l'objet de contrôles et d'essais destinés à vérifier leur conformité aux exigences de sûreté. En particulier, leur comportement mécanique doit garantir une bonne étanchéité du bâtiment réacteur si la pression à l'intérieur de celui-ci venait à dépasser la pression atmosphérique, ce qui peut survenir dans certains types d'accident. C'est pourquoi ces essais comprennent, à la fin de la construction puis lors des visites décennales, une montée en pression jusqu'à la pression de dimensionnement de l'enceinte interne.

Les résultats des épreuves décennales, pour les enceintes des réacteurs de 900 MWe, ont montré jusqu'ici des taux de fuite conformes aux critères réglementaires. Leur vieillissement a été examiné en 2005 lors du réexamen de sûreté à trente ans afin d'évaluer l'étanchéité et la tenue mécanique pour dix années supplémentaires. Cet examen n'a pas mis en lumière de problème particulier susceptible de remettre en cause la durée d'exploitation. Lors de ce réexamen, EDF a notamment réalisé des études afin de vérifier le bon comportement du tampon d'accès des matériels du bâtiment réacteur en situation accidentelle. Les études et les modifications identifiées par EDF ont été examinées lors de la réunion du GPR du 20 novembre 2008 concernant la clôture du réexamen de sûreté à trente ans des réacteurs de 900MWe.

(...) Cette évolution (taux de fuite) résulte notamment des effets combinés des déformations du béton et de la perte de précontrainte de certains câbles. Bien que ces phénomènes aient été pris en compte à la conception, ils ont parfois été sous-estimés. En conséquence, en cas d'accident, certaines zones de la paroi seraient susceptibles de se fissurer, ce qui conduirait à des fuites. Pour pallier ce phénomène, EDF a mis en œuvre un programme de réparation préventive qui vise à restaurer l'étanchéité des zones les plus affectées. » (...)

Conclusions EDF:

« -Aucune dégradation visible du revêtement d'étanchéité après essai (examen visuel de la peau métallique)

-Les fissures significatives relevées avant montée en pression n'ont pas évolué de façon significative.

-Les mesures d'auscultation effectuées démontrent un comportement élastique conforme aux calculs de la structure (mesure des déformations et des déplacements) »

et donc

« Les résultats de l'épreuve enceinte de la tranche 1 sont conformes aux critères d'étanchéité et attestent d'un comportement mécanique satisfaisant de l'enceinte de confinement sous la pression »

Le GSIEN constate donc que :

- La vérification d'étanchéité de l'enceinte a été satisfaisante : voir en page 54 les éléments fournis par EDF.

- La tenue mécanique ne semble pas poser de questions non plus (voir les explications EDF en page 52)

Cependant, pour le DAPE, EDF a effectué des études « afin de vérifier le bon comportement du tampon d'accès des matériels du bâtiment réacteur en situation accidentelle ».

De plus, il faudra vérifier les déformations des bétons et les câbles de précontrainte pour ce dossier prévu pour Septembre 2010.

Et, il n'a pas été répondu aux questions IRSN suivantes :

Extraits du questionnaire IRSN

« d)Procédure U5 : ouverture préventive du dispositif U5 pour évacuer la puissance résiduelle dissipée dans l'enceinte, hors accident grave, avec perte de l'EAS.

La recommandation IRSN est de la mettre en œuvre pour éviter la ruine de l'enceinte, mais EDF doit étudier la possibilité de mettre en œuvre des solutions sans ouverture de l'enceinte. La taille de l'ouverture U5 laisse penser qu'elle ne permettrait pas une chute (assez) rapide de la pression.

e)Colmatage des puisards RIS et EAS

EDF doit approfondir la question <= commentaire GSIEN

f) intérêt et faisabilité d'un dispositif de filtration de l'iode en U5

Selon EDF, le dispositif ne s'impose pas dans le cadre des VD3-900. L'IRSN estime que l'instruction du dossier doit se poursuivre, en prenant en compte notamment les conclusions sur la gestion de l'eau dans le puits de cuve.

Il est nécessaire d'avoir des compléments d'information <= Commentaire GSIEN.

g) Cinétique de percée du radier de Fessenheim : L'IRSN considère qu'à ce jour la mise en œuvre d'un épaissement du radier est la solution la plus adaptée pour répondre à la problématique d'une percée précoce,

suite à une éventuelle interaction corium-béton. Pour ce qui concerne la dosimétrie associée à l'intervention l'IRSN considère que, si les éléments fournis par EDF montrent que les doses individuelles reçues par les intervenants lors de la mise en place d'un épaissement du radier de Fessenheim sont élevées, la faisabilité de cette intervention n'est pas remise en cause. L'IRSN signale qu'EDF n'a pas proposé de modification dans l'objectif d'épaissir le radier.

Où en est-on de la réflexion ? <= Commentaire GSIEN

Commentaire :

Cette dernière question est vraisemblablement issue du retour d'expérience de l'accident de Three Mile Island (1979) En effet, lors de cet accident (brèche du circuit primaire sans rupture de canalisation et dénoyage du coeur) 80% du combustible a fondu et s'est rassemblé en fond de cuve. Lors de l'examen de la cuve, quelque dix ans plus tard (1989), il est apparu que le fond était craquelé et que l'on était passé tout près d'un percement. Or l'accident est survenu alors que le réacteur n'était démarré que depuis 3 mois, donc avec un combustible ayant une puissance résiduelle très faible comparée à celle existant dans un coeur de réacteur à l'équilibre. Il est surprenant qu'il ait fallu 20 ans pour admettre qu'en cas d'accident grave conduisant à une fusion de coeur, aucune des procédures ne permettrait de sauvegarder la cuve, donc qu'il fallait envisager une éventuelle interaction corium-béton (le corium est le mélange de combustible fondu et de matériaux de structure du coeur). Il est encore plus surprenant que malgré cela, l'exploitant ait mis en oeuvre des taux de combustion plus élevés, conduisant, en cas d'accident, à des puissances résiduelles encore plus importantes.

CES QUESTIONS SONT EN SUSPEND : ATTENDRE LE DAPE (septembre 2010) et l'analyse ASN (disponible en janvier 2011)

Il faut que la CLIS soit destinataire de cet ensemble de données et puisse les étudier en groupe de travail.

-Liner (peau métallique interne) et traversées

Le Constat EDF sur Fessenheim 1 est « *Aucune dégradation visible du revêtement d'étanchéité après essai (examen visuel de la peau métallique)* »

Néanmoins, une analyse globale des traversées (soudures) doit être menée sur le parc 900 (Fessenheim, Tricastin, Bugey, Dampierre). Pour ce faire EDF a décidé d'étudier, à raison d'un réacteur par site, 1/4 des soudures des traversées (soit 40 par réacteur). Ce quart est effectivement composé d'un échantillon de tous les types de traversées. Cependant il nous semble qu'il aurait été plus en accord avec une maîtrise de la sûreté de vérifier toutes les traversées.

Ce qui, de plus, est surprenant est qu'on n'ait pas choisi le même quart pour tous ces réacteurs, afin d'obtenir une statistique pour ce quart.

Il est exact que cette opération coûte du temps donc de la production d'électricité et que de plus elle est pénalisante en terme de dosimétrie. Si la première remarque n'est pas pertinente au plan sûreté du point de vue des experts, la deuxième doit être prise en compte très sérieusement. Cependant, avec un chantier bien étudié, il doit y être possible de procéder à de tels examens, en minimisant les doses, ce qui a été obtenu en VD3 pour l'ensemble des examens réalisés (voir courbe page 27).

QUESTIONS :

Pourquoi faire un sondage des soudures même diversifiées par quart sur 4 réacteurs ?

Quels enseignements pourra-t-on en tirer pour le suivi des 167 traversées de l'enceinte ?

Il semble que, pour un suivi, il eut été préférable de regarder le même quart sur tous les réacteurs, pour vérifier si les contraintes sont les mêmes pour chaque réacteur.

La logique de la mise en oeuvre de cette analyse ne nous semble pas pertinente et d'ailleurs il est admis par EDF que, "en cas de corrosion ou de fissures, le contrôle sera étendu à l'ensemble des traversées de la tranche". En conséquence, EDF sera probablement conduite à compléter son dispositif, même si à FSH1 rien de particulier n'a été mis en évidence.

III- Traitement des incidents

*** Transmission par EDF de la liste des Événements Significatifs pour la Sûreté (ESS) survenus lors de la VD3. (voir annexe 8, l'analyse GSIEN des incidents sur 10 ans, document de juillet 2009)**

En annexe 5 sont présentées les définitions des Événements Significatifs pour la Sûreté (ESS), la Radioprotection (ESR), l'Environnement (ESE) et les Transports (EST) : le CNPE a surtout présenté les événements significatifs ESS de la VD3.

EDF n'a pas communiqué sur les événements significatifs pour l'environnement (en général événement site). Ceci nous semble pourtant devoir être intégré dans un bilan VD3.

Par exemple, il y a eu un rejet de fuel le 21 octobre qui a engendré une pollution importante de la nappe phréatique et qui n'a pas été classé sur l'échelle INES, (voir en annexe 4 : la lettre d'inspection n°INS-2010-EDFFSH-0020 du 27-01-2010). Le site a entrepris des opérations de dépollution et a communiqué en réunion de la CLIS. Nous tenons donc à reparler de cet incident.

Notons tout d'abord cette appréciation de l'ASN « Les inspecteurs ont constaté avec satisfaction que le dispositif de dépollution fonctionne correctement et que l'exploitant s'est doté d'une politique de prévention de la pollution des sols et de la nappe phréatique et a lancé des actions dans ce domaine. »

Puis, 2 constats alarmants:

Premier constat : « Vous n'avez pas été en mesure de présenter aux inspecteurs les actions concrètes lancées pour détecter rapidement une fuite sur les cuves de stockage des produits (hors fuel), contrairement à la demande B3 de mon courrier du 23 octobre 2009.

Demande n°A.1 : Je vous demande de me transmettre le plan d'actions que vous vous fixez pour détecter rapidement une fuite sur les cuves de stockage des produits autres que le fuel »

L'ASN signale l'existence d'une note EDF (*Note d'Étude EDTGG 04 0157 A du 21/11/06 : Affaire AP0202 – Lot 2 - Optimisation de la surveillance des sous-sols des sites nucléaires : réseau piézométrique et mesures - Site de Fessenheim*) établie par le CEIDRE/TEGG afin d'optimiser le réseau de surveillance. Il serait particulièrement intéressant de pouvoir en disposer, d'autant plus que, comme l'arrêté de rejets va être refondu, le plan de surveillance associé le sera aussi.

Cet important document aidera la CLIS dans son analyse de cette nouvelle réglementation, même si, comme le signale les inspecteurs de l'ASN, ce document « n'identifie pas la nappe phréatique comme une cible à protéger en tant que telle, alors que le SDAGE lui fixe un objectif de potabilité. »

Deuxième constat : « A la lecture de cette note, le réseau de surveillance piézométrique paraît incomplet. En effet :

- les piézomètres du réseau A ont pour objectif de détecter à proximité des ouvrages qui constituent des sources potentielles de pollution une éventuelle pollution des eaux souterraines, par une surveillance adaptée. Or, le bâtiment de stockage des produits chimiques (BSPC) et l'aire de stockage des cuves de fuel ne disposent pas de piézomètres à l'aval immédiat, retardant une détection précoce d'une pollution depuis ces zones ;

- si plusieurs piézomètres sont situés à quelques centaines de mètres en dehors des limites du site, aucun piézomètre ne se situe à la limite du site, pouvant constituer ainsi une ligne d'alerte en cas de pollution (en plus des piézomètres situés à l'aval immédiat de la plupart des installations à risque). Vous ne disposez en outre, sur site, que d'un seul piézomètre à l'aval éloigné des installations (N99 situé à 300 m). En général, les sites industriels importants disposent de plusieurs lignes de surveillance comptant chacune plusieurs piézomètres : à l'aval immédiat des installations, à l'aval éloigné des installations, en limite de site et à l'extérieur du site »

Conclusion: le plan de surveillance est sérieusement à revoir....

Commentaire GSIEN :

Il est indispensable que la CLIS puisse exercer son suivi sur de tels incidents et intervienne dans la définition du plan de surveillance environnementale.

Comme elle sera consultée lors de la révision de l'autorisation des rejets du site, ce sera une occasion pour intervenir et avoir accès à la note EDF sur l'optimisation de la surveillance des sous-sols des sites nucléaires.

Liste des incidents type ESS survenus en VD3

*9 ESS ont été déclarés au cours de l'arrêt

- 30/10/2009 : Ouverture simultanée des 2 portes du SAS BR-0m, avec manutention de combustible dans le BR en cours
- critère 3 niveau 0
- 01/12/2009 : Non détection, lors de l'expertise, d'indications de type corrosion en milieu diphasique dans le corps des robinets 1RCP207-307VP - critère 10 niveau 0
- 26/01/2010 : séquence d'IS voie B déclenchée involontairement durant l'essai périodique EPC RIS012, réacteur en RCD - critère 2 niveau 0
- 01/02/2010 : Défaut d'organisation ayant conduit à condamner fermés des organes participant à l'appoint de la bache 2ASG001BA par 1SER001BA - critère 10 niveau 0
- 17/02/2010 : Indisponibilité du capteur 1RCP039MP utilisé dans la mesure de la marge à la saturation du coeur, suite à un défaut de repérage en local des vannes permettant le lignage de ce capteur - critère 3 niveau 0
- 22/02/2010 : Baisse de la pression du circuit primaire sous 24 bars absolus en AN/RRA suite à un dysfonctionnement d'un module électronique - critère 3 niveau 0
- 02/03/2010 : Arrêt Automatique réacteur suite à fusion d'un fusible dans le cadre d'un dépannage lors des EP RPR - critère 1 niveau 0
- 17/03/2010 : Passage en état de repli AN/RRA (RRA connecté) pour réparation d'une fuite vapeur située sur le bouchon de purge du clapet ASG133VV - critère 6 niveau 0
- 22/03/2010 : Défaut de surveillance en salle de commande relatif à une baisse de température du traçage RRB du tronçon amont/aval RIS035VP sans passage sous la limite basse STE - critère 10 niveau 0

Commentaires : l'incident du 01/12/2009 nous interpelle.

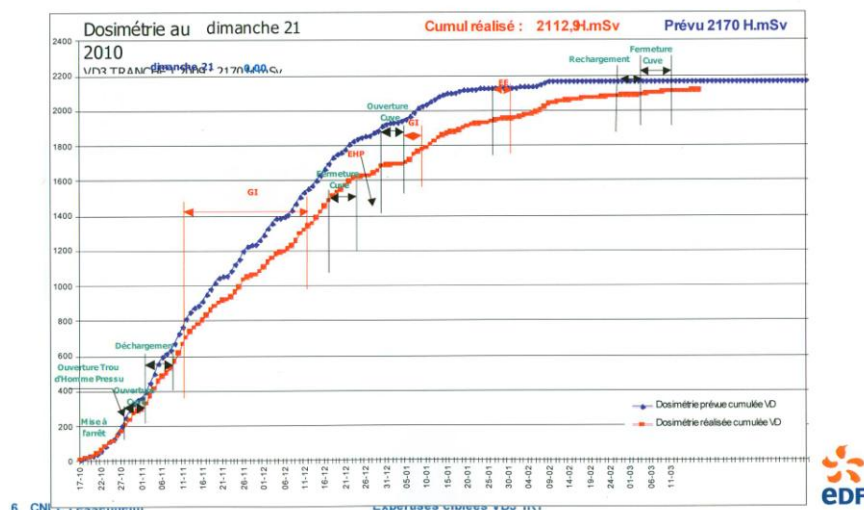
En effet, en ce qui concerne tous les contrôles effectués lors de la VD3, quelle protection y a-t-il contre les risques de falsifications de données ? La question n'est pas théorique, puisque des scandales de ce type ont déjà eu lieu au Japon.

Qu'en est-il à EDF et Fessenheim en particulier ? Cette fois, le double contrôle a été efficace.

Bilan Global sécurité/radioprotection de la VD3

- **Événement Significatif Radioprotection (ESR). 1** : défaut de balisage sur un tir radio (espace annulaire BR) détecté avant le tir.
- **Contrôles Radioprotection** : 2 déclenchements C3
 - *14/11/2009 : contamination effets personnels
 - *25/02/2010 : documents contaminés
- 1,28% déclenchement C2 (soit 717 déclenchements)
- **Sécurité : 7 accidents avec arrêt.**
 - *4 chutes de plein pied
 - *1 chute d'objet (caisse)
 - *1 choc (genou / bardage)
 - *1 fracture de la main (coincée dans une porte)
- **Bilan radiologique satisfaisant**: cumul de doses 2112,91 H.mSv (prévu 2170 H.mSv)

➤ Dosimétrie inférieure à la prévision : 2112 h.mSv / objectif VD3 =2170 h.mSv



- Autres incidents à surveiller

Cet incident, radioprotection et organisation de chantier, a été relevé en inspection ASN (voir en annexe la lettre de suivi « inspection n°INS-2009-EDFFSH-0016 » -16 décembre 2009).

Il s'agit d'un incident **non classé**, mais relevant des catégories « radioprotection et organisation », sur lequel nous n'avons pas de renseignements plus précis que ceux signalés par l'ASN :

Pour le GSIEN, il s'agit d'un incident qui nous interpelle et qui corrobore notre analyse globale des incidents (annexe 8)

« **B. Demandes d'informations complémentaires :**

Les inspecteurs ont contrôlé les chantiers de remplacement des internes des clapets 1 RIS 40 VP et 1 RIS 41 VP.

Lors de ces inspections, des informations contradictoires ont été données aux inspecteurs par le prestataire et le chargé de surveillance EDF concernant la nécessité de disposer, ou non, d'un outil spécifique pour démonter les internes de ces robinets

Demande n°B.1 a : Je vous demande de me fournir les instructions de démontage des internes de ces types de clapets validées par le constructeur.

Demande n° B.1 b : Je vous demande de me fournir les éléments techniques justifiant la position prise par le chargé d'affaire EDF. Cette justification comprendra un plan technique détaillé ainsi que le mode opératoire validé par EDF.

Demande n° B.1 c : Je vous demande de justifier pour quelle raison la préparation du chantier n'avait pas identifié l'absence des outils spécifiques pour démonter les internes du clapet 1 RIS 41 VP.

Demande n° B.1 d : Je vous demande de me justifier le respect du principe ALARA lors de l'intervention sur les internes du clapet 1 RIS 41 VP alors que l'outillage n'était pas disponible et d'évaluer la dosimétrie associée à cet essai infructueux de démontage sans outillage spécifique. »

Comme il devait être répondu sous 2 mois, le GSIEN estime qu'il serait normal que la CLIS soit destinataire de ladite réponse.

***ANALYSE DETAILLEE DES INCIDENTS SUR 10 ANS (voir annexe 8)**

Conclusion:

Tous les incidents doivent être traités : nous avons été destinataires de 10 ans d'incidents type ESS et type ESR (voir en annexe 8, l'analyse du groupe d'experts).

Les incidents « environnement » n'ont pas été traités, de même que les incidents « transport ». La CLIS doit aussi être destinataire de ce type d'incidents et des analyses qui sont faites par les diverses entités (ASN, IRSN et bien sûr EDF)

IV- Traitement des déchets

1-Rappel réglementaire sur la gestion déchets:

- Gestion des déchets sur un CNPE

* Il existe des exigences réglementaires s'appuyant sur la loi déchets de 2006, communes à tous les sites. Chaque site doit :

- établir un zonage, c'est-à-dire classer les divers locaux pour permettre un classement en conventionnel et radioactif sachant qu'il n'existe pas de seuil de libération (en conséquence pour déclasser une zone classée potentiellement radioactive une décontamination poussée s'impose si on veut pouvoir la réutiliser en conventionnel). Ce zonage est, donc, construit sur une analyse détaillée des locaux et s'appuie sur la conception, le fonctionnement et l'historique des incidents et modifications,

- mettre en place un système de collecte et d'entreposage adapté aux divers déchets et permettant une séparation physique stricte des déchets. Pour les conventionnels, il y aura cependant une vérification en sortie de site et en entrée des centres où ils sont transférés. Pour les radioactifs, ils seront entreposés sur site s'il n'existe pas de filière d'élimination (types générateurs de vapeur, grappes poisons, sources...),

- éliminer ses déchets en choisissant le mode d'élimination, le transporteur et l'éliminateur,

- mettre en place un système garantissant la traçabilité des déchets du site jusqu'à l'éliminateur et la localisation sur le site.

* Il existe des déchets conventionnels et des déchets nucléaires.

Leur origine est : déchets de procédés (filtres, outils....), déchets de maintenance (interventions sur les circuits) et tous les autres déchets (gravats, cantine, espaces verts, ...).

Application à Fessenheim

À Fessenheim, site vieux de 30 ans, cette technique du zonage a conduit à une analyse de tous les locaux pour identifier ces zones. Il est certain que ni la conception ni le fonctionnement ne peuvent être modifiés. Par contre en refaisant un historique, on peut décontaminer certains locaux qui ne devraient pas être radioactifs et en classer d'autres dans la partie radioactive.

Le site a donc établi un plan déchets **en cours de mise en œuvre** : Classification des locaux (selon les travaux menés).

Cette classification conditionne le caractère des déchets qui y sont produits.

Le site procède à une vérification tous les 6 mois.

Il semble qu'il n'a pas été nécessaire de changer le classement de locaux soit de conventionnel vers le radioactif ou l'inverse. Cependant, temporairement certains locaux doivent être surveillés.

La finalité de ce zonage et de ce conditionnement des déchets est *in fine* de limiter le recours au stockage ultime par des réductions de volume : incinération à CENTRACO par exemple.

2- Extrait du rapport ASN 2009 (page 400)

4/3 Contrôler la gestion des déchets technologiques

Les opérations de gestion des déchets

La majeure partie des opérations associées à la gestion des déchets issus de l'exploitation et de la maintenance des réacteurs nucléaires est réalisée dans les bâtiments des auxiliaires nucléaires (BAN), les bâtiments des auxiliaires de conditionnement (BAC) et les bâtiments de traitement des effluents (BTE). À la suite d'inspections ayant mis en évidence une gestion des déchets non satisfaisante vis-à-vis du confinement des matières radioactives, de la protection contre l'incendie et de la radioprotection, l'ASN a demandé à EDF d'améliorer la gestion des déchets sur les sites et de définir un référentiel d'exploitation relatif à la gestion des déchets dans les bâtiments BAN, BAC et BTE. EDF a engagé un état des lieux des bâtiments, une comparaison entre les pratiques actuelles et celles définies à la conception ainsi qu'une diminution progressive des quantités de déchets entreposés dans ces bâtiments. En 2009, EDF a achevé son référentiel de gestion des déchets, qui doit maintenant être mis en œuvre par les sites.

L'ASN a constaté les efforts faits par EDF en matière de conditionnement et d'évacuation pour réduire les quantités de déchets entreposés et va maintenant s'assurer de la poursuite des actions de désentreposage et de la déclinaison du référentiel de gestion des déchets sur le terrain.

Les déchets sans filières :

Un certain nombre de déchets provenant des zones contaminantes (zones surveillées, zones contrôlées), tels que les piles, les appareils électroniques, sont actuellement sans filière d'évacuation.

La plupart de ces déchets ont été produits dans un passé ancien. Des optimisations sur l'orientation des déchets vers les filières conventionnelle ou nucléaire et la classification des déchets ont permis depuis de minimiser la production de certains de ces déchets, dont les piles et les éclairages électroluminescents.

L'ASN a demandé à EDF d'établir un état des lieux de la situation du parc afin de disposer d'un inventaire des types de déchets concernés et d'une estimation des quantités présentes sur les sites au regard des capacités d'entreposage. EDF a engagé des actions avec l'ANDRA afin d'élaborer des dossiers d'acceptation. Ces échanges devront se poursuivre en 2010.

Enfin, la quantité de déchets électroniques étant amenée à augmenter en raison d'une utilisation accrue d'équipements, de matériels et de composants électroniques, l'ASN a demandé à EDF de mener dès à présent les investigations nécessaires pour estimer les quantités futures de déchets.

3- Bilan de la gestion des déchets nucléaires à Fessenheim (2009)

Destination des déchets

*Stockage :

Centre de Morvilliers pour les TFA (Très Faible Activité) ;

Centre de Soullaines pour les FA-MAVL (Faible Activité-Moyenne Activité Vie Longue) ;

*Entreposage sur site :

Déchets MA-VL (Moyenne Activité-Vie Longue) en piscine ;

déchets TFA et FA-MA-VC (Faible Activité-Moyenne Activité-Vie Courte) en non conditionnés ;

déchets FMA-VC en attente pour envoi ANDRA ;

déchets FMA-VC en attente pour traitement à CENTRACO ;

3 GV conditionnés en source (?) et entreposés dans une casemate ;

*** Bilan pour 2009**

- Production du site en déchets radioactifs (**fûts métalliques**) :

° Production globale (janv. à oct.) et à envoyer : ANDRA -> 236 fûts, CENTRACO -> 919 fûts ;

° Évacuation globale programmée : ANDRA -> 140 fûts, CENTRACO -> 750 fûts

Il reste donc à entreposer (pendant un certain temps) avant l'envoi à l'ANDRA: 96 fûts et pour CENTRACO : 169 fûts ;

° Pour la tranche 2 (stoppée 180 jours / 43 programmés) et pour un problème GV, il a été évacué 99 fûts (programmés 50) à l'ANDRA et 409 fûts (programmés 300) à CENTRACO ;

° Pour la tranche 1 (stoppée du 17-10-09 au 26-03-10) il restait possible d'évacuer à l'ANDRA : 41 fûts et à CENTRACO : 341 fûts ;

- Production du site en déchets radioactifs (**coques béton**)

° Production : Coques contenant des résines : 23 (au total entre 2008 et 2009 sur l'installation volante Mercure 38 coques) ;

° Production : Coques contenant des filtres d'eau : 12 (dont 5 pour l'arrêt de tranche) - Coques de déchets technologiques : 4 (dont 1 imputable à l'arrêt de tranche) ;

-* Déchets évacués en 2009

> Vers CENTRACO : 38,79 tonnes déchets métalliques - 1484 fûts incinérables - 8,68 tonnes d'huiles

> Vers ANDRA : 210 fûts métalliques - 18 conteneurs béton C1 - 11,6 tonnes de cellules pièges à iode.

Bilan Déchets EDF

DECHETS RADIOACTIFS	Objectif VD3 Tr1/2009	Réalisé VD3 Tr1/2009
Volume total prévisionnel (m³)	50,5	62,6
Nbre Fûts métalliques pour l'ANDRA (gravats, laine de verre,...)	150	120
Nbre Fûts à destination de Centraco (déchets incinérables)	400	850
Nbre Coques béton : déchets ddd> 2mSv/h	7	11
Tonnage ferrailles CENTRACO (tonnes)	15	20
DECHETS CONVENTIONNELS	Objectif VD3 Tr1/2009	Réalisé VD3 Tr1/2009
Volume de déchets valorisables – prévisionnel (tonnes)	110	265
Volume de déchets mis en décharge – prévisionnel (tonnes)	7,5	42

Question :

Peut-on avoir, depuis le début de la vie du site, la production de déchets, y compris les Hautes Activités, année après année ?

Nous n'avons pas encore eu cette information

Il serait intéressant que la CLIS l'obtienne.

4- Extraits de l'inventaire ANDRA (inventaire géographique 2009 – mise à jour sept 2008 - page 21)

>Entreposés en piscine avant transfert en stockage profond (loi déchets du 28 juin 2006)

*** Déchets de Moyenne Activité à Vie Longue (FMA-VL) à Fessenheim**

Nature des déchets	Code famille	Volume conditionné (estimé en 2008 / m ³)
Grappes (2 unités)	F2-2-03	0,1
Doigts de gants (9 étuis)	F2-2-03	0,5
Crayons absorbants (AIC, Pyrex, inox) (30 étuis)	F2-2-03	22,8
Crayons sources (2 étuis) (2 étuis)	S01 (Sources usagées)	
Têtes de grappes (24 étuis)	F2-2-03	3,7
Squelettes d'assemblages combustible (1 unité)	F2-2-03	0,1
Pièces diverses (vis, douilles, carottes) (7 étuis/paniers)	F2-2-03	0,6

La famille F2-2-3 regroupe des composants divers qui ont été exposés au flux de neutrons lors de leur séjour en réacteur.

Elle comprend :

- des déchets d'exploitation des REP actuels. Pour l'essentiel il s'agit :
 - * de grappes poisons (formées de 24 crayons métalliques) utilisées lors du 1^{er} démarrage d'un réacteur et retirées à la fin du 1^{er} cycle lorsque l'enrichissement en U235 du combustible a décliné vers 0,9% ;
 - * de grappes de commandes (composées de 24 crayons métalliques) servant au pilotage du réacteur ;
 - * de pièces métalliques situées près du cœur ;
- des déchets de déconstruction des réacteurs dits de première génération (Eau Lourde, Uranium Naturel Graphite Gaz, REP 350 MWé). Pour Fessenheim il s'agit de déchets provenant d'intervention dans le réacteur.
- des déchets de Superphénix non sodés.

Ces déchets sont entreposés en piscine.

Au stade actuel de la réflexion EDF envisage un conditionnement par cimentation de conteneurs dans des colis béton type C1PG :

Conteneur : (dimension : d=1400 mm - h = 1300 mm, béton, masse : 2700 kg)

Colis : Volume (2m³), masse moyenne (4,5 à 6,5 tonnes dont déchets entre 400 et 2500 kg)

La famille S01 regroupe les sources usagées (environ 1700 000 au total sur toute la France) et pour le moment il n'y a pas de solution : elles sont en entreposage.

>Déchets non conditionnés au sens ANDRA (entreposés sur site, avant ce conditionnement)*** Déchets Faible Activité à Vie Courte (FMA-VC) de Fessenheim**

Nature de déchets	Code Famille	Volume conditionné (estimé en 2008/ m ³)
Métaux ferreux (27,9 tonnes)	F3-7-02	5,6
Métaux ferreux (12,9 tonnes)	F3-2-05	25,2
Sondes R. Instrumentation du Cœur (RIC) (22 unités)		0,01
Métaux non ferreux (5,6 tonnes)	F3-2-15	13,1
Boues de décantation (47 tonnes)	F3-2-02	261
Matières filtrantes (diatomées), absorbants (25,2 tonnes)		148
Huiles (9,1 tonnes)	F3-7-01	
Liquides organiques (11,1 tonnes)		
Solutions de lessivage (710 tonnes)		
Résines échangeuses d'ions (13,1 tonnes)		1,1
Générateurs de vapeur	F3-2-08	Non conditionné

La famille **F3-2-02** est constituée de déchets issus des effluents liquides (équipements contenant du liquide primaire drains résiduels-, chimique –drains chimiques, eaux de lavage de plancher –drains de plancher). Ces concentrats sont incinérés à CENTRACO (Usine construite par SOCODEI - 51% EDF, 49% AREVA-). Ces boues une fois conditionnées iront au site de l'Aube.

La famille **F3-2-05** est constituée des déchets issus de l'exploitation : ils seront conditionnés en coque béton et envoyés au site de l'Aube.

La famille **F3-2-15** est constituée de déchets issus de l'exploitation et de démantèlement : ils seront conditionnés en caissons métalliques puis stockés au site de l'Aube.

Les déchets de la famille **F3-7-01** seront conditionnés chez CENTRACO pour réduction de volume. Les mâchefers, scories et cendres seront cimentés en fûts métalliques de 450 litres (1500 kg environ) et stockés dans le site de l'Aube. La famille **F3-7-02** sera traitée par la firme CENTRACO : déchets métalliques TFA transformés en lingots puis envoyés à Morvilliers.

Il existe une dernière famille : la F3-2-08 constituée des GV. Ils sont considérés en FMA-VC, mais ils peuvent changer de catégorie. Ils sont entreposés en casemate sur site. Les GV de FSH1 sont donc sur le site. Le colis pour 1 GV serait de 200 m³.

***déchets Très Faible Activité (TFA) de Fessenheim**

Nature des déchets	Code Famille	Volume conditionné (estimé en 2008 / m ³)
Métaux ferreux (12,9 tonnes)	TFA-02	30,1
Métaux non ferreux (50,6 tonnes)	TFA-02	118
Gravats (218,9 tonnes)	TFA-02	180
Terre (10,9 tonnes)	TFA-02	10,9
Piège à iode, charbon actif (24,1 tonnes)	TFA-02	46,3
Silice, sable, corridon, grenaille (6 tonnes)	TFA-02	4
Résines échangeuses d'ions (52,3 tonnes)	TFA-02	74,8
Amiantes (2,1 tonnes)	TFA-02	7
Tubes fluorescents (1,2 tonnes)	TFA-02	1,2
Piles, batteries (1,7 tonnes)	TFA-02	1,7

>Déchets en attente d'expédition à l'ANDRA pour stockage ou à CENTRACO pour traitement

*** Déchets Faible Activité à Vie Courte (FMA-VC) de Fessenheim**

Nature des déchets	Code Famille	Volume conditionné (estimé en 2008/ m ³)
Fûts métalliques de 200 litres (72 unités)	F3-01b	9
Coques béton de 2 m ³ (40 unités)	F3-2-03	80
Coques bétons de 2 m ³ (49 unités)	F3-2-05	98
Fûts métalliques de 200 litres (152 unités)	F3-7-01	4,3
Caissons métalliques de 4 m ³ (1 unité)	F3-7-02	0,3
Caissons métalliques de 7,5 m ³ (4 unités)		21,1

La famille **F3-01b** est constituée de déchets solides d'exploitation. Ils peuvent être précompactés sur site. Ils sont de toute façon compactés sur le site Aube puis stockés.

La famille **F3-2-03** est constituée de colis de « résines échangeuses d'ions ». Leur destination est le site Aube.

La famille **F3-2-05** est constituée de déchets issus de l'exploitation, du démantèlement des ateliers. Leur destination est le site Aube.

Les déchets de la famille **F3-7-01** sont incinérés à CENTRACO et cimentés en fûts métalliques destinés au site de l'Aube.

Les déchets de la famille **F3-7-02** sont transformés en lingot à CENTRACO, puis stockés au site Aube.

***Déchets de Très Faible Activité (TFA) de Fessenheim**

Nature des déchets	Code Famille	Volume conditionné (estimé en 2008/ m ³)
Casiers de 1,33 m ³ (4 unités)	TFA-02	5,3
Caissons métalliques de 7 m ³ (33 unités)	TFA-02	231

Commentaire : en 2008 il y avait ces quantités sur le site.

Il faudra faire un bilan pour connaître l'évolution des stocks et évaluer les difficultés du CNPE à assainir le site : il serait sûrement plus adéquat de conditionner les déchets y compris ceux en attente de filière.

Un entreposage doit être l'occasion d'utiliser des emballages fiables pour éviter de polluer l'environnement.

Il conviendrait d'ajouter un bilan des capacités d'entreposage dont dispose le site : faudra-t-il envisager une autre piscine pour l'entreposage des FMA-VL et des sources ?

L'entreposage centralisé ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés) situé sur le site EDF du Bugey n'a pas encore reçu toutes les autorisations pour accueillir les déchets non admis par l'ANDRA par faute de site : il entraînera de toute façon des transports dont il est indispensable de connaître les caractéristiques, ainsi que les itinéraires.

La CLIS devra suivre la politique déchets du site tant sur le zonage, que sur les déchets non conditionnés (entreposage sous quelles conditions ?) et que sur les transports de déchets conditionnés (vers quels sites ?) et non conditionnés (quels transports et vers quels sites ?)

V- EXPLOSIONS INTERNES AU SITE

Analyse IRSN: Explosions d'origine interne aux sites :

L'IRSN a analysé le référentiel de protection. L'approche retenue par EDF a permis d'identifier les locaux « à risque d'atmosphère explosive » (ATEX), de définir les dispositions pour maîtriser le risque et de mettre en oeuvre les modifications nécessaires. L'IRSN souligne le caractère perfectible « *des hypothèses retenues pour identifier les locaux à risques et de la déclinaison de la démarche (déclassement de locaux, suffisance des exigences,...)* ».

Suivi ASN: INS-2009-EDFFSH-0012 du 11-06-2009

Diverses questions ont été posées: il n'y a pas été répondu en VD3, mais il faut souhaiter que tout soit en ordre.

« **Conformité des canalisations**

Lors de la visite de terrain, les inspecteurs ont constaté que plusieurs tuyauteries véhiculant de l'hydrogène (tuyauterie en toiture de la salle des machines, tuyauterie en toiture du BAN, tuyauterie en partie basse près du bureau de consignation, tuyauterie en caniveau de part et d'autre de la vanne 1GRV032VY) présentaient une oxydation et des traces de corrosion et/ou n'étaient pas signalées.

En outre, les inspecteurs ont constaté que la trémie de passage dans le voile en béton de la canalisation d'hydrogène extérieure entre la salle des machines et le parc à gaz au niveau 0 mètre n'avait pas été entièrement décalfeutrée.

Demande A.5 : Je vous demande de procéder à la remise en conformité de ces canalisations, au contrôle des zones calfeutrées et de me transmettre les rapports de ces contrôles.

Plans identifiant le cheminement des fluides explosifs

Dans les plans identifiant le cheminement des fluides explosifs transmis aux services d'incendie et de secours, les inspecteurs ont constaté que le plan de masse ne mentionne pas la localisation des tuyauteries d'hydrogène dans les bâtiments. De plus, sur les plans détaillés par niveau des bâtiments, les tuyauteries véhiculant de l'hydrogène ne sont identifiées que par leur système (SGZ, ...) et aucune légende ne précise la nature du fluide véhiculé. Enfin, les inspecteurs ont constaté que les plans n'identifiaient pas le réseau d'acétylène.

Demande A.6 : Je vous demande de repérer les canalisations de transport de fluide hydrogène ainsi que celles véhiculant de l'acétylène sur les plans transmis aux services d'incendie et de secours. »

Réponses EDF (indirecte aux questions IRSN) :

1-Toutes les modifications programmées sur l'arrêt ont été intégrées complètement, hormis la mise en place de matériel qualifié ATEX (PNXX0732) : 37 matériels n'ont pas encore été remplacés.

- 4 le seront au premier semestre (aérothermes DVN),

- 33 sont en cours d'Étude (capteurs de température, fins de course, mesures de niveau).

Ces matériels concernent 5 locaux mais:

- dans ces 5 locaux, la détection H2 est opérationnelle,

- pour 2 locaux, l'automatisme d'isolement de l'alimentation H2 est opérationnel

et une analyse de risque spécifique a été menée pour les interventions dans ces 5 locaux (identifiés en local et dans les BDD).

2-qualification sismique des lignes H2 et RTHE avec rajout d'un clapet

3-Mise en place de détection H2 dans l'îlot nucléaire

4-Coupure automatique de l'alimentation H2/RCV sur une détection H2

5-Fiabilisation de l'isolement des purges des compresseurs TEG et isolement automatique de la ligne de prélèvement PZR (pressuriseur) vapeur sur détection H2.

Commentaire:

Les réponses indirectes EDF faites à l'IRSN ne nous renseignent pas sur leurs réponses à l'ASN, mais tout sera dans le DAPE (sept 2010), puis dans l'avis ASN de janvier 2011.

VI Mise en application d'un nouveau référentiel d'exploitation :

Extrait du rapport ASN 2009 (page 393)

3→1→1 La conduite en fonctionnement normal: autoriser les modifications documentaires et veiller à leur respect.

Les spécifications techniques d'exploitation (STE)

Le chapitre III des RGE (Règles Générales d'Exploitation) présente les STE du réacteur qui ont pour rôle:

- de définir les limites du fonctionnement normal de l'installation afin de rester à l'intérieur des hypothèses de conception et de dimensionnement du réacteur;
- de définir, en fonction de l'état du réacteur considéré, les fonctions de sûreté nécessaires au contrôle, à la protection et à la sauvegarde des barrières, ainsi qu'à la mise en œuvre des procédures de conduite en cas d'incident ou d'accident;
- de prescrire une conduite à tenir en cas de dépassement d'une limite du fonctionnement normal ou d'indisponibilité d'une fonction de sûreté requise.

Les modifications permanentes des STE

EDF peut être amenée à modifier les STE pour intégrer son retour d'expérience, améliorer la sûreté de ses installations, améliorer ses performances économiques ou encore intégrer les conséquences des modifications matérielles.

En 2009, l'ASN a examiné plusieurs documents modifiant les STE de manière permanente, qui ont fait l'objet d'un accord ou de demandes de justifications complémentaires. (..)

Les modifications temporaires des STE

Lorsqu'EDF a besoin, dans des circonstances exceptionnelles, de s'écarter de la conduite normale imposée par les STE lors d'une phase d'exploitation ou d'une intervention, elle doit déclarer à l'ASN une modification temporaire des STE. L'ASN examine cette modification et peut délivrer un accord, sous réserve éventuellement de la mise en œuvre de mesures compensatoires complémentaires si elle estime que celles qui sont proposées par l'exploitant sont insuffisantes.

L'ASN s'assure de la justification des modifications temporaires et réalise chaque année un examen approfondi, sur la base d'un bilan établi par EDF. Aussi EDF est-elle tenue:

- de réexaminer périodiquement la motivation des modifications temporaires, afin d'identifier celles qui justifieraient une demande de modification permanente des STE;
- d'identifier les modifications génériques, notamment celles liées à la réalisation de modifications matérielles nationales et d'essais périodiques.

(..)

3→1→2 Examiner les règles de conduite en cas d'incident ou d'accident

L'approche par état (APE)

En cas d'incident ou d'accident survenant sur un réacteur, les équipes disposent de documents de conduite devant leur permettre de ramener le réacteur dans un état stable et de l'y maintenir.

La conduite en cas d'incident ou d'accident est basée sur l'approche par état (APE). L'APE consiste à élaborer des stratégies de conduite en fonction de l'état physique identifié de la chaudière nucléaire, quels que soient les événements ayant conduit à cet état. Un diagnostic permanent permet, si l'état se dégrade, d'abandonner la procédure ou la séquence en cours et d'appliquer une procédure ou une séquence mieux adaptée.

Ces documents opératoires sont élaborés à partir des règles de conduite en cas d'incident et d'accident qui constituent le chapitre VI des RGE. La mise en œuvre ou la modification de ces documents doivent être déclarées à l'ASN. Au cours de l'année 2009, l'ASN a poursuivi l'examen de modifications des règles de conduite pour les réacteurs nucléaires en exploitation proposées par EDF et a donné notamment son accord à la mise en application des dossiers liés aux visites décennales (VD) pour chacun des paliers de réacteurs nucléaires. Certaines modifications des procédures APE découlent de modifications matérielles qui seront intégrées lors des VD, d'autres sont issues du retour d'expérience d'exploitation ou répondent à des demandes de l'ASN pour améliorer la sûreté.

Dans la continuité du projet «conduite en cas d'incident ou d'accident» (CIA), l'ASN a instruit en 2009 les travaux (..)

La conduite des réacteurs en cas d'accident grave

Dans le cas où, à la suite d'un incident ou d'un accident, la conduite du réacteur ne permettrait pas de le ramener dans un état stable et où le scénario engendré par une succession de défaillances conduirait à une détérioration du cœur, le réacteur entrerait dans une situation dite d'accident grave.

Face à de telles situations, très hypothétiques, diverses mesures sont prises pour permettre aux opérateurs, soutenus par les équipes de crise, de gérer la conduite du réacteur et d'assurer le confinement des matières radioactives afin de minimiser les conséquences de l'accident. Les équipes de crise peuvent notamment s'appuyer sur le guide d'intervention en accident grave (GIAG). Le GIAG et ses évolutions sont en cours d'instruction par l'ASN et son appui

technique. »

Extraits des transparents EDF

Ce référentiel a été mis en application le 5 janvier 2010 (cœur déchargé)

- Dossier d'Amendement VD3: évolutions documentaires induites par les modifications matérielles
 - * Règles Générales d'Exploitation (RGE) chap. 3, 6, 9
 - * Consignes générales d'exploitation
- Mise à jour des consignes générales d'exploitation
 - * Amélioration de l'ergonomie (idem CPY)
- Mise à jour des gammes d'essais périodiques (hors modifications VD3)
 - * Évolution des règles d'essais (CIPN, CNEPE)
- Amélioration de l'ergonomie des gammes d'essai (idem CPY)

Commentaire du GSIEN :

Dans le cadre des améliorations ergonomiques, une nouvelle présentation des procédures de conduite en régime incidentel nous a été montrée.

Il s'agit de classeurs contenant la check liste de toutes les opérations à effectuer, avec les cases à cocher en fonctions de paramètres relevés, puis en fonction des ces cases les renvois en cascade aux actions à mener.

Dans un premier temps, il nous a semblé que cela risquait de mener à une déqualification des agents de conduite, puisque l'essentiel de leur travail intellectuel va consister à ne pas se tromper de case à cocher.

Un incident a été signalé par l'ASN sur un autre site, lors d'un exercice d'utilisation de ce module. Un problème est apparu lorsqu'il s'est avéré qu'une page du registre n'étant pas à sa place, la suite logique des opérations était stoppée.

Ces diverses remarques ont conduit à la réflexion suivante :

Au point où en est cette nouvelle présentation des procédures, pourquoi ne pas passer directement à une conduite par ordinateur ?

- **Le travail effectué pour réaliser ces guides de procédures est aussi détaillé que la préparation de l'algorithme d'un logiciel.**
- **Les valeurs des paramètres, qui doivent être relevées et traduites par un choix de cases à cocher, peuvent être saisies par un ordinateur et les choix des branches sont des fonctions classiques de tous les logiciels "standards".**
- **Il n'y aurait plus de risque de désordre dans le classement des pages du classeur.**
- **Il est évident que tous ces paramètres doivent être sous forme digitale.**
- **Le rythme de saisie des paramètres peut, et doit être accéléré afin d'éviter les effets de bruit affectant les mesures.**

Par exemple, une décision d'action pour une valeur supérieure à X, peut être erronée, car en fonction du bruit propre à la tête de mesure, cette valeur va osciller entre X-e et X+e.

Un échantillonnage à cadence rapide permettrait de déterminer le niveau de bruit et d'effectuer les diverses opérations statistiques donnant un résultat plus conforme avec l'état de l'installation ("on-line monitoring").

Le travail de préparation de l'écriture d'un logiciel étant déjà effectué par la réalisation de ces classeurs, les convertisseurs analogique-digital et les systèmes d'acquisition de données performants étant du matériel du domaine industriel, il nous semble évident que le passage à un système totalement informatisé ne doit guère poser d'autre problème qu'un problème décisionnel.

Dans cette option, les risques d'erreurs d'opérateurs seraient réduits à ceux provenant de bug informatiques. Mais il est bien connu que les erreurs dans les logiciels certifiés ISO d'EDF sont totalement exclues.

Cependant il est aussi nécessaire de laisser à chaque point décisionnel de l'organigramme la possibilité d'intervention pour les opérateurs, justement pour pallier une erreur informatique par un recours à l'intervention humaine.

VII- Comptabilisation des situations du CPP et des CSP

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, ils examinent les divers 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 sont 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 situations sert pour l'analyse du comportement d'un palier, ici le palier 900. Comme il a intégré les retours d'expérience, une nouvelle version faisant l'objet d'un arrêté (révision G) a été élaborée.

En 1999, cette analyse a été menée dans l'hypothèse d'un fonctionnement des réacteurs pendant 40 ans. Les nombres de "situations" avaient donc été estimés à 40 ans.

Pour pouvoir connaître les marges (à un instant donné 20 ans ou 30 ans par exemple) il faut se pencher sur les situations qui ont déjà (à 20 ans ou 30 ans) atteint le nombre d'occurrences ou s'en approchant.

On peut alors donner une idée des marges. De toute façon, pour éviter de se trouver dans des situations de dépassement on peut modifier un Essai Périodique, une conduite... On peut également redonner des occurrences.

Simplement ces changements doivent s'appuyer sur une vérification des matériels en cause.

Extrait présentation EDF

« I- Objectifs de la comptabilisation des situations du CPP et des CSP

* Justifier que les conditions d'exploitation ne sont pas plus sévères que celles du dossier des situations (DDS), qu'elles restent en permanence compatibles avec les justifications techniques apportées concernant leur résistance.

* Participer au retour d'expérience de l'usage effectif des appareils afin de remettre à jour, chaque fois que nécessaire, les dossiers de référence réglementaires (DRR) et les conditions et procédures d'exploitation.

* Disposer d'un système documentaire relatif aux situations subies par le CPP et les zones des CSP soumises à d'importantes sollicitations cycliques : ces objectifs sont précisés dans l'arrêté CPP-CSP du 10/11/1999. »

ANALYSE GSIEN

Les situations à Fessenheim 1

Nombre de situations : 119 en tranche 1

Aucune situation n'a dépassé son nombre d'occurrence sauf une : la situation 39 (arrêt non simultané de la charge et de la décharge et remise en service) était « en écart en novembre 2001 » et a entraîné une modification du Dossier des Situations (DDS).

Ce dossier des situations a été validé en 2006. Les modifications éventuelles et l'analyse du dossier sont validées tous les ans par la Direction Production Nucléaire.

Nombre de situations obligeant à une révision de leur nombre d'occurrences : 8

Situation	N ^{bre} occurrences autorisés après révision	Consommation	Date de dépassement	Traitement
46A : mise en service intempestive de l'aspersion auxiliaire avec aspersion principale en marche	16	14	2011	Soldé par modifications EP (Essais Périodiques)
28D2 : choc froid du CPP à l'état	100	87	2012	N ^{bre} occurrences passe à

monophasique - amplitude 30°C				150 en DDS VD3
71A : montée en pression du CPP, amplitude = pression de calcul (Pc)	20	15	2017	En analyse
73.3 : épreuve hydraulique côté secondaire à taux partiel GV3	15	11	2018	En analyse
38A : arrêt charge et décharge et remise en service générant une amplitude <180°	90	66	2018	
52B : vidange du réservoir RIS 04BA (refroidissement chaudière)	100	70	2020	
37A : arrêt décharge et remise en service générant amplitude <180°C	200	131	2023	Application DT248 (voir ci-dessous)
28D1 : choc chaud CPP à l'état monophasique - amplitude 30°C	200	131	2024	

Nombre de situations à risque,

c'est-à-dire pouvant dépasser en 2019 le nombre d'occurrences permises : 5

46A : mise en service intempestive de l'aspersion auxiliaire

28D2: Choc froid du CPP à l'état monophasique –amplitude 30°C

71A : montée en pression du CPP, pc de calcul

73.3 : épreuve hydraulique côté secondaire GV3

38A : arrêt charge et décharge amplitude <180°C

Deux facteurs interviennent dans ces extrapolations :

- les situations risquant de dépasser le nombre autorisé d'occurrences

Pour ce faire, on extrapole linéairement la date d'atteinte du nombre maximal d'occurrences autorisé pour chaque situation, en s'appuyant sur la consommation réalisée entre la Mise en Service Industrielle (MSI) et la date de l'analyse (MSI en 1976, Analyse en 2007 => temps 31ans), **facteur A**.

Exemple : situation 42B (Mise en service du Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt ou RRA)

Autorisée en 1976 : 200, Consommation en 2007 : 117 => $1976 + 31(200/117) = 2028$

- les situations dont le nombre d'occurrences augmente significativement d'une année sur l'autre

Il s'agit d'identifier les situations dont la vitesse augmente sur les 5 dernières années, pour compenser l'incertitude liée à l'extrapolation linéaire précédente.

On détermine un facteur B qui s'appuie sur le temps écoulé soit 31 ans, le nombre de situations consommées à la date de l'analyse. On utilise ce facteur pour moduler les révisions et introduire des contraintes de pilotage du réacteur :

B < 1 l'évolution est en diminution (on pourra attendre une analyse ultérieure)

B = 1 l'évolution est stable

B > 1 l'évolution est à la hausse (il faut prendre des mesures)

Par exemple pour la **situation 42B le facteur B est égal à 0,6 => on en déduit que l'on peut attendre une nouvelle analyse**

- détermination des actions de préventions et de mitigation

Si les transitoires générant la situation à l'étude apparaissent trop fréquemment en fonctionnement normal, le service « conduite » intervient dans l'analyse et ceci dans le but de modifier les procédures.

Parallèlement le service « ingénierie » sollicite l'Unité Technique Opérationnelle ou UTO pour augmenter le nombre d'occurrences autorisées.

Il est bien évident qu'il faut alors vérifier l'état des équipements concernés (c'est-à-dire quels dommages ont pu se produire) et que si possible il convient de modifier les procédures.

Analyse de la situation 28D2 : 87 situations utilisées sur 100 permises, dépassement calculé en 2011.

Les conditions d'arrêt des Groupes Moto-Pompes Primaires (GMPP) en arrêt de tranches ont été modifiées : arrêt progressif des GMPP associé à une température RCP (température du Circuit Primaire) basse d'arrêt du dernier GMPP et à un écart de température (RCP – Refoulement RRA) faible pour éviter des transitoires pénalisants.

La règle DT248 : « *spécifie les conditions d'arrêt du dernier GMPP et les actions qui permettent de prévenir et limiter la comptabilisation sur le piquage de la ligne de charge* » et s'applique à la situation 28D2.

Cette règle s'applique aussi à la situation 37A (arrêt de la décharge et remise en service sans arrêt de la charge)

Analyse de la situation 46A :

Les transitoires qui généraient cette situation étaient : *la mise en service intempestive de l'aspersion auxiliaire avec l'aspersion principale en service*. Cette situation était générée systématiquement lors de l'essai périodique de dépressurisation du circuit primaire depuis le panneau de repli. Cet essai a été supprimé en 1994 et il n'y a plus d'évolution des situations : **elle est donc soldée puisqu'elle n'évolue plus.**

Commentaire GSIEN

L'analyse des situations et de leur consommation a permis de modifier des règles de conduites pour éviter des transitoires pénalisants.

Il n'y a aucune situation en état de dépassement du nombre d'occurrences permises.

Cependant cela ne signifie pas que les phénomènes de fatigue sont parfaitement dominés. En particulier des dommages sont observés sur des piquages et EDF a donc rajouté des programmes d'inspections complémentaires pour tenter de prévenir des phénomènes non prévus.

Par contre, la formulation "sollicite l'Unité Technique Opérationnelle pour augmenter le nombre d'occurrences autorisées." nous laisse rêveurs. Il nous semble bizarre que pour un élément qui a été, par conception et construction prévu pour supporter un certain nombre de sollicitations, il soit possible d'augmenter ce nombre.

VIII- Vieillessement:

1-Analyse des internes de la cuve

Où en est la problématique de remplacement des internes ?

En 2000, il avait été impossible de changer les vis maintenant la structure (voir page 57 le schéma). Ce programme a été repris en 2002 et sera consolidé en 2012.

Dans le cadre de la remise à niveau du réacteur, il est étudié également l'éventualité du changement de toute la structure. C'est une opération très dosante : elle nécessite une préparation préliminaire et ne sera envisagée que si les internes présentent des faiblesses.

REPONSE EDF

« **Programme de remplacement des vis** »:

- **en Visite partielle de 2002** c'est-à-dire après la VD2 : il était prévu le remplacement de 311 vis dont 34 présentaient des indications. Il a été changé 314 vis (309 5/8 pouce et 5 vis M18)

Le bilan dosimétrique de l'opération a été de 62, 8 mSv (contre 67,2 prévu).

Le phénomène est dû à la corrosion sous contrainte induite par l'irradiation (IASCC qui est étudiée au travers de programmes de recherche).

Pour prolonger la durée de vie des éléments internes irradiés il a été mis en place une stratégie de maintenance. À Fessenheim, en 2011, il y aura un examen complet des vis (d'origine et remplacées) et elles seront remplacées à 10 ans, plus ou moins 1 an. »

2-Examen de conformité des tranches (ECOT) et Programme Investigations complémentaires (PIC et ECOT VD3 900) pour Fessenheim

Voici ce sur quoi va reposer cet examen de conformité qui est à venir

Page 374 ASN rapport 2009

« 2→2→3 Les réexamens de sûreté.

L'article 29 de la loi TSN impose aux exploitants de réaliser périodiquement un réexamen de la sûreté de leur installation. Ce réexamen est réalisé tous les dix ans.

(.....)

À ce titre, les réexamens de sûreté constituent l'une des pierres angulaires de la sûreté en France, en imposant à l'exploitant non seulement de maintenir le niveau de sûreté de son installation mais aussi de l'améliorer.

Le processus de réexamen

Le processus de réexamen de sûreté se déroule en plusieurs étapes successives.

1. La comparaison de l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation applicables, comprenant notamment son décret d'autorisation de création et l'ensemble des prescriptions de l'ASN: l'examen de conformité.

Cet examen de conformité vise à s'assurer que les évolutions de l'installation et de son exploitation, dues à des modifications ou à son vieillissement, respectent l'ensemble de la réglementation applicable et ne remettent pas en cause son référentiel de sûreté. Cet examen décennal de conformité ne dispense pas l'exploitant de son obligation permanente de garantir la conformité de ses installations.

2. La réévaluation de sûreté

Elle vise à apprécier la sûreté de l'installation et à l'améliorer au regard :

– des réglementations françaises, des objectifs et des pratiques de sûreté les plus récents, en France et à l'étranger;

– du retour d'expérience d'exploitation de l'installation;

– du retour d'expérience d'autres installations nucléaires en France et à l'étranger;

– des enseignements tirés des autres installations ou équipements à risque.

L'ASN peut se prononcer, après consultation éventuelle du GPR, sur les thèmes d'études envisagés par l'exploitant avant le lancement des études de réévaluation de sûreté, lors de la phase dite d'orientation du réexamen de sûreté.

3. À l'issue de ces deux étapes, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de réexamen.

Ce rapport, appelé par l'article 24 du décret n° 2007- 1557 du 2 novembre 2007 modifié, se compose des éléments suivants: (...)

La réévaluation de sûreté du réexamen associé à ces visites décennales a porté en particulier sur les thématiques suivantes:

– les inondations internes;

– les explosions d'origine interne aux sites;

– l'incendie;

– le séisme;

– les agressions d'origine climatique;

– la dérive des nappes d'hydrocarbures;

– les agressions externes susceptibles d'entraîner simultanément la perte de la source froide et des alimentations électriques.

(...)

L'ASN considère également que le nouveau référentiel de sûreté présenté dans le rapport de sûreté générique des réacteurs de 900 MWe et les modifications de l'installation envisagées par EDF sont de nature à maintenir et à améliorer le niveau de sûreté global de ces réacteurs.

Néanmoins, cette appréciation générique ne tient pas compte d'éventuelles spécificités de réacteurs. Aussi, l'ASN se prononcera-t-elle ultérieurement sur l'aptitude individuelle de chaque réacteur à la poursuite d'exploitation, en s'appuyant notamment sur les résultats des contrôles réalisés dans le cadre de l'examen de conformité du réacteur lors de la troisième visite décennale et sur l'évaluation du rapport de réexamen de sûreté du réacteur. »

3- DAPE (DOSSIER D'APTITUDE A LA POURSUITE DE L'EXPLOITATION) POUR FESSENHEIM

Ce dossier sera remis en septembre 2010 par EDF. L'ASN (et ses appuis techniques IRSN et Groupe Permanent Réacteur) étudieront le dossier. En Janvier 2011, un avis sera rendu et en particulier cet avis formulera une recommandation quant à la poursuite de l'exploitation du réacteur Fessenheim 1

Voici cependant quelques premières observations de l'ASN (voir annexe 4 pour le suivi complet):

Extraits de l'Inspection n° INS-2009-EDFFSH-0023 - du 30 avril 2009

« **Thème : "Entretien, surveillance et inspection périodique des équipements"**

Question ASN

Mise à jour du DAPE et des documents de maintenance

L'organisation mise en place à Fessenheim repose sur une méthodologie validée par les services centraux d'EDF. Cette démarche conduit à prendre en compte la version des FAV disponibles au début du processus de rédaction, les PBMP en cours lors de la rédaction du paragraphe correspondant et les PLMP à jour à la fin de la rédaction du DAPE. La rédaction du DAPE s'étalant sur plusieurs années, il existe des incohérences entre certaines parties du document. Ainsi les échéances de contrôle des vis des internes de cuve ne sont pas cohérentes entre la partie relative au DAPE 'internes de cuve' et le paragraphe concernant les actions à mettre en oeuvre en VD3.

Demande B1

Je vous demande donc de procéder à une analyse de cohérence entre les différentes parties du DAPE afin de corriger ces anomalies avant transmission à l'ASN de la version du DAPE intégrant les résultats des contrôles réalisés en VD3. »

IX - SEISMES

De nombreuses interrogations se sont fait jour à propos de la tenue au séisme des réacteurs du palier CP0 et de Fessenheim en particulier.

Des études complémentaires ont été menées. À la demande des cantons suisses, une équipe (Résonance) a fourni un dossier.

Les conclusions finales le l'équipe Résonance sont :

*« La réévaluation de l'aléa sismique, tel que proposée, jusqu'à présent, par EDF en vue de la 3e visite décennale de la CN de Fessenheim; **mène à une sous-estimation** prononcée de l'aléa et **n'est donc pas acceptable**. Le même constat est valable, dans une moindre mesure, pour la réévaluation de l'aléa proposée par l'IRSN. La présente expertise détaille point par point les faiblesses de ces réévaluations. Les principales raisons de la sous-évaluation de l'aléa sismique sont :*

- une interprétation trop optimiste des caractéristiques clefs du séisme de Bâle de 1356 servant comme séisme de référence : sous-estimation de sa magnitude et surévaluation de la distance minimale à la CN à laquelle un tel séisme pourrait survenir (EDF et IRSN).

- le fait de ne retenir aucun séisme local comme séisme de référence (EDF uniquement).

- une prise en compte insuffisante des incertitudes des données de base, et en particulier l'utilisation de relations statistiques moyennes pour la détermination des accélérations au sol pour le ou les séismes de référence avec, comme conséquence, une probabilité conditionnelle de 50% que les accélérations retenues soient dépassées (faiblesse de la méthode prescrite par la RFS2001-01, EDF et IRSN).

Les questions concernant la résistance sismique des structures clef de la CN de Fessenheim n'ont pu être traitées de façon concrète par manque d'information à disposition. Par rapport à cet aspect, la présente expertise doit se limiter à quelques constats généraux.

Dans les années de la construction de la CN de Fessenheim, il était habituel de faire un dimensionnement dit "élastique", ce qui est, dans la plupart des cas, mais pas forcément dans tous les cas, très fortement du côté de la sécurité. Les marges de réserves peuvent représenter un facteur 2, voire plus, par rapport au séisme de dimensionnement. L'existence d'une telle marge de réserve s'est essentiellement confirmée dans le cas récent de la CN japonaise de Kashiwazaki-Kariwa qui a subi, avec le séisme Niigataken Chuetsu-oki, une sollicitation sismique environ deux fois plus forte que celle prise en compte lors de son dimensionnement.

Par conséquent, il est probable que des marges de réserves considérables existent par rapport au séisme de dimensionnement (aléa sismique) - sous-évalué - de l'époque. En revanche, il reste à déterminer si ces réserves suffisent par rapport à une évaluation plus réaliste de l'aléa sismique pour le site de Fessenheim.

Il est impossible de conclure immédiatement, à cause de la sous-évaluation du séisme de dimensionnement, que la CN de Fessenheim représente un risque sismique inacceptable - bien qu'un certain soupçon soit sans aucun doute permis. Seul un contrôle sismique approfondi des bâtiments et installations clef de la CN de Fessenheim permettrait

de confirmer ou d'infirmer ce soupçon. Il est, à notre avis, impératif de procéder le plus rapidement possible à un tel contrôle approfondi. »

L'ASN dans son rapport 2009 souligne :

« 3→7→1 Prévenir les risques liés au séisme

Les bâtiments et matériels importants pour la sûreté des centrales nucléaires ont été conçus pour résister à des séismes d'intensité supérieure aux plus forts séismes jamais survenus dans la région du site. Les règles de prise en compte du risque sismique font l'objet de révisions régulières en fonction de l'avancée des connaissances et d'une application rétroactive au cas par cas lors des réexamens de sûreté.

Bien que la France ne présente pas un fort risque sismique, ce sujet fait ainsi l'objet d'efforts importants de la part d'EDF et d'une attention soutenue de la part de l'ASN.

Les règles de conception

La règle fondamentale de sûreté (RFS) 2001-01 du 31 mai 2001 définit la méthodologie relative à la détermination du risque sismique pour les INB de surface (à l'exception des stockages à long terme des déchets radioactifs).

La RFS V.2.g relative aux calculs sismiques des ouvrages de génie civil a été révisée et publiée en 2006, sous la forme d'un guide relatif à la prise en compte du risque sismique à la conception des ouvrages de génie civil des INB de surface. Il est le fruit de plusieurs années de travail d'experts français dans le domaine du génie parasismique.

Ce texte définit, pour les INB de surface, à partir des données de site, les dispositions de conception parasismique des ouvrages de génie civil ainsi que des méthodes acceptables pour :

- déterminer la réponse sismique de ces ouvrages, en considérant leur interaction avec les matériels qu'ils contiennent, et évaluer les sollicitations associées à retenir pour leur dimensionnement;*
- déterminer les mouvements sismiques à considérer pour le dimensionnement des matériels.*

Les dispositions de conception parasismique des ouvrages de génie civil et les méthodes associées sont définies, pour les nouvelles INB de surface, dans le guide de l'ASN n° 2/01 du 26 mai 2006 relatif à la prise en compte du risque sismique des ouvrages de génie civil d'installations nucléaires de base à l'exception des stockages à long terme des déchets radioactifs.

Les réévaluations sismiques

Dans le cadre des réexamens de sûreté en cours (voir point 2.2.3), la réévaluation sismique consiste notamment à actualiser le niveau de séisme à prendre en compte en appliquant la RFS 2001-01.

Pour le réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé à EDF d'étudier le dimensionnement au séisme des bâtiments électriques des réacteurs du palier CPY et d'analyser le risque d'agression des bâtiments électriques par la salle des machines. Pour les réacteurs du palier CP0, l'ASN a demandé à EDF d'étudier le dimensionnement au séisme des bâtiments de l'îlot nucléaire et des salles des machines. Les études ont conduit à définir des modifications de renforcement de matériels ou de structures, dont la mise en œuvre a débuté en 2009 à l'occasion des visites décennales du réacteur 1 du Tricastin et du réacteur 1 de Fessenheim. Les conclusions de ces études et les modifications identifiées par EDF ont été examinées lors de la réunion du GPR du 20 novembre 2008 dédiée à la clôture du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe. » (...)

Rapport ASN : page 401

Dans le cadre de la préparation des prochaines réévaluations sismiques (réexamen à quarante ans pour les réacteurs de 900 MWe et à trente ans pour les réacteurs de 1300 MWe), l'ASN a constitué un groupe de travail réunissant EDF, l'IRSN et l'ASN. L'objectif de ce groupe est de déterminer les séismes de référence à prendre en compte pour ces prochaines réévaluations.

(...) L'ASN fixe les objectifs de sûreté applicables aux installations nucléaires. À ce titre, elle prévoit de prendre position sur ces propositions courant 2010.

Par ailleurs, l'ASN participe également à un groupe de travail constitué par la direction générale de la prévention des risques (DGPR) et réunissant l'IRSN et le bureau de recherches géologiques et minières. L'objectif de ce groupe de travail est de réaliser une comparaison des aléas pris en compte et du dimensionnement des constructions entre les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et les INB.

L'ASN a également organisé, en collaboration avec l'autorité de sûreté nucléaire suisse (IFSN) et l'IRSN, un séminaire qui a eu lieu à Strasbourg le 17 juin 2009. Ce séminaire scientifique international a permis de faire un état des lieux sur les méthodes probabilistes et déterministes et de déterminer dans quelle mesure les avancées scientifiques récentes en matière de risque sismique et une meilleure connaissance des séismes historiques peuvent conduire à réévaluer et à encore renforcer le niveau de sûreté des installations nucléaires. L'ASN a également activement participé à la conférence Provence 2009 du 6 au 8 juillet 2009 commémorant le centenaire du séisme de Lambesc (Bouches-du-Rhône). »

CONCLUSION GSIEN

EDF a continué des travaux à Fessenheim, travaux commencés dès les années 2000 : génie civil, renforcement des charpentes de la salle machine, renforcement des supportages.

Cependant des études sont toujours en cours. Des groupes de travail ont été mis en place.

Le sujet n'est pas clos, mais EDF continue ces renforcements des matériels et des structures.

L'inconvénient est que, parfois, il se pourrait que ce ne soit pas exactement la solution.

En VD2, les travaux avaient porté essentiellement sur la protection des équipements qui pouvaient être endommagés par des chutes de cloisons. En VD3, l'objectif des travaux était le renforcement des structures. Ceci génère des déchets TFA.

En ce qui concerne le risque sismique le REX sur ce qui s'est passé à Kashiwazaki - Kariwa montre que, certes son bâtiment réacteur a tenu grâce aux marges de sécurité, mais le transformateur en feu n'a pas pu être éteint car les canalisations de secours incendie étaient cassées. EDF nous a certifié que les réseaux de secours incendie sont dimensionnés pour le risque sismique.

A Kashiwazaki – Kariwa, les secours extérieurs étaient débordés et n'ont pas pu intervenir rapidement. La tenue au séisme des bâtiments annexes et des installations "mineures" est aussi importante.

Les règles à suivre par la population sont aussi à revoir : lors d'un séisme, il est recommandé de sortir et lors d'un accident nucléaire, de se confiner. Comment faire quand il y a les deux, en supposant que l'on a le choix (habitation non détruite ou endommagée) ?

Les consolidations faites lors de cette VD3 sont certes importantes, mais peut-être, pas suffisantes

X : Combustibles

Il a été introduit la gestion de combustible CYCLADES (pour de plus amples explications voir page 59 à 62)

Les études de faisabilité ont commencé en 1995. Le Groupe Permanent Réacteurs (ASN) a donné un avis favorable en juillet 1999.

Fessenheim 2 a été chargé en février 2001. Quant à Fessenheim 1 ce chargement a été réalisé en décembre 2001.

La figure de la page 60 donne l'évolution des rejets (acide borique et eau tritiée : il y a une élévation des rejets d'acide borique de 5 TBq (de 10 en moyenne à 15 TBq avec les nouveaux combustibles).

Qu'est-ce qu'un combustible Cyclade ?

-augmentation du taux d'enrichissement en uranium 235 (de 3,7% à 4,2%) ;

-passage d'une gestion annuelle à une gestion sur 16 mois (3 arrêts en 4 ans) : campagne de 380 à 400 JEPP (Jour Equivalent Pleine Puissance) ;

-taux de combustion 52 GWj/t ;

-modification du rechargement : 52 assemblages neufs sur les 157 formant le cœur ;

-introduction de poison consommable (gadolinium) et augmentation de la concentration de bore ;

Impact sur l'exploitation

Le bore permet de contrôler la réaction de fission (au niveau global cœur et ce, en marche ou à l'arrêt), le gadolinium permet aussi de la réguler, au niveau de l'aiguille de combustible dans les assemblages (28 sur 52 contiennent des aiguilles au gadolinium)

-pas de modification du fonctionnement ;

-pas de changement du pilotage du réacteur ;

-pas de changement des grappes ;

-diminution de l'efficacité des absorbants (bore, Xénon, grappes) d'où **concentration en bore accrue ;**

-nécessité de maîtriser les points chauds **d'où le gadolinium ;**

-combustible plus chaud **(taux de combustion plus élevé)**

Dispositions principales retenues

- Prévention accrue du risque de criticité : contrôle d'identité des assemblages, surveillance du chargement (mesure du bore)
- Tenue du combustibles en cas d'accident d'éjection de grappes
- Protection contre l'Interaction Pastille Gaine (IPG)
- surveillance renforcée lors des manutentions de combustibles
- impact sur la réception, le stockage et l'évacuation des combustibles
- impact sur la maintenance (décalage des PMBP, des Essais Périodiques)

Entreposage des combustibles neufs et usés

- entreposage à sec des 52 assemblages : on laisse 4 alvéoles vides sur 58 pour prévenir les problèmes de criticité
- entreposage en piscine : 312 alvéoles
 - *52 assemblages issus de la campagne précédente
 - *52 assemblages issus de l'avant-dernière campagne ou 52 assemblages neufs
 - *25 alvéoles vides ou réserves de gestion
 - *157 alvéoles vides dites réserve de sûreté
 - *26 alvéoles vides ou quelques cas particuliers de stockage

Il a été ajouté 70 alvéoles d'un pas de 220 mm (contre 400 pour les râteliers de stockage sous eau) et destinées aux déchets activés (grappes, équipement des doigts, ...)

Transport des combustibles

- temps de refroidissement en piscine : 12 à 18 mois (puissance résiduelle pour 12 assemblages 60 kW)
- chargement sous eau : emballage contenant 12 assemblages
- contrôles de contamination (3 niveaux de vérification)

Commentaire

Il convient d'avoir un suivi des transports de combustible, des rejets dans l'environnement, de l'impact des rayonnements sur les travailleurs.

Le recours plus important au bore engendre des rejets de tritium accrus.

La CLIS doit être attentive à cet impact éventuel sur l'environnement et la radioprotection

XI VISITES

Quelques remarques au fil de l'eau :

- L'accès au BK ne nous a pas semblé être très sécurisé. L'entrée nécessitait de badger, mais la sortie se faisait librement par une porte munie d'une barre anti-panique. Dans ces conditions il nous a semblé qu'en cas d'évacuation d'urgence, il serait difficile de s'assurer de l'évacuation de la totalité du personnel.

- Déchets :

- Le GSIEN a visité la section « déchets conventionnels ». Certains de ces déchets n'ont pas de filière d'évacuation et sont donc entreposés sur site. Cette situation est à surveiller.

- En ce qui concerne les déchets radioactifs, il manque des filières d'évacuation pour les HA, les FAVL, les sources : ils sont donc entreposés. Certains sont entreposés et non conditionnés : nous n'avons pas visité les installations.

Cependant la CLIS doit suivre ce sujet de près.

En effet, les générateurs de vapeur de FSH1 et FSH2 vont être entreposés sur le site : quel est leur conditionnement et quelle filière sera mise au point pour leur évacuation ? Resteront-ils sur le site jusqu'à sa fermeture ?

PRINCIPALES CONCLUSIONS ISSUES DE LA VD3

La troisième visite décennale de Fessenheim s'est déroulée du 17 octobre 2009 au 24 mars 2010.

Situons les enjeux de la VD3 :

La législation française, réaffirmée dans la loi sur la Transparence du 13 mai 2006, n'accorde pas un temps de vie aux réacteurs : ils doivent subir une visite approfondie tous les 10 ans. Cette visite est préparée bien en amont par le retour d'expérience du parc.

En 2004 l'ASN a demandé à EDF le réexamen de sûreté des réacteurs 900 MWé dans le cadre de leur troisième visite décennale.

Le dossier a été présenté au Groupe Permanent Réacteur. Des questions ont, alors, été posées à EDF. L'examen des réponses devrait être terminé pour la fin 2009. Nous examinerons leur impact sur la VD3 de Fessenheim 1 et les réponses apportées par le CNPE.

Citons l'ASN (extraits du rapport d'activité 2008 de l'ASN):

"Dans le cadre de la préparation des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé en 2001 à EDF de présenter, pour chacun des réacteurs concernés, un point précis de l'état du vieillissement et de lui démontrer la possibilité d'en continuer l'exploitation au-delà de trente ans dans des conditions satisfaisantes de sûreté. En réponse à cette demande, EDF a élaboré un programme de travail relatif à la gestion du vieillissement des réacteurs de 900 MWe. Après avoir recueilli à deux reprises l'avis du GPR, l'ASN a demandé à EDF d'apporter certains compléments à ce programme, en particulier en ce qui concerne les moyens lourds de recherche et développement.

Les réacteurs nucléaires de 900 MWe sont les réacteurs français les plus anciens en exploitation. Leur troisième réexamen de sûreté est aujourd'hui en cours. Le GPR s'est réuni le 20 novembre 2008 pour examiner le caractère suffisant des modifications qu'EDF envisage d'intégrer pour améliorer la sûreté de ses installations. L'ASN prendra position sur les suites de cet examen.

Les troisièmes visites décennales vont avoir lieu à partir du printemps 2009. Lors de ces visites, qui dureront plusieurs mois, le réacteur sera à l'arrêt et des contrôles approfondis seront réalisés. En tenant compte, d'une part, des résultats de ces contrôles et, d'autre part, de l'intégration des modifications issues du réexamen de sûreté, l'ASN prendra position, réacteur par réacteur, sur leur aptitude à poursuivre l'exploitation au-delà de la troisième visite décennale et pour une période allant de trente à quarante ans). Elle pourra en tant que de besoin demander des contrôles intermédiaires, avant l'échéance des quarante ans."

I-REPONSES AUX QUESTIONS DU DOSSIER DSR 261 - Réexamen de sûreté des 900 MW en vue de la VD3 : APPLICATION A FESSENHEIM

CONCLUSION IRSN (et GP)

Globalement tout a été mené conformément aux objectifs de sûreté, mais l'IRSN attend des compléments sur, en particulier :

- le référentiel explosions internes aux sites et son application aux réacteurs,
- la réévaluation sismique des bâtiments et ouvrages,
- le référentiel « accidents graves » et les EPS 2 associées,
- le comportement des enceintes de confinements,
- la fiabilité du système de refroidissement de la piscine de désactivation (sera évaluée en 2009).

Il reste des points de désaccord :

- le risque de bipasse de l'enceinte en cas de rupture de la barrière thermique des motopompes primaires (EPS1),
- la suffisance des dispositions, visant en accident grave à détecter la percée de la cuve par le corium et à évaluer le risque d'explosion lié à l'hydrogène,
- les risques de surpression à froid lorsque le RRA est connecté,
- la limitation des rejets radioactifs directs dans l'environnement,
- garantir l'autonomie des sites en situations incidentelle et accidentelle,
- la suffisance du référentiel « explosions internes au site »,
- la suffisance des modifications visant à réduire le risque « incendie » pour les locaux repérés dans l'EPS incendie.

Il restera à traiter les situations accidentelles liées à la vidange des piscines.

L'IRSN souligne que l'appréciation du niveau de sûreté de chaque réacteur de 900 MWé doit être complétée par les résultats de l'ensemble des travaux de modifications et de contrôles prévus pour être réalisés au cours des arrêts pour la VD3.

Cette conclusion s'applique à Fessenheim et nous allons point par point examiner les quelques réponses EDF, déjà disponibles, aux questionnements IRSN et ASN (spécialement destinés à FSH 1)

TENUE SISMIQUE

Analyse IRSN :

*4-Démarche de vérification sismique : la réévaluation porte spécifiquement sur le comportement des ouvrages de génie civil et des matériels du Bugey, Chinon, Gravelines et Dampierre et sur l'absence d'agression des salles machines des sites de Fessenheim, Bugey et du palier CPY sur les ouvrages IPS voisins.

Pour Fessenheim et le risque d'agression des bâtiments IPS, l'IRSN conclut « *à la nécessité de renforcer les éléments structuraux et les assemblages des charpentes métalliques, voire de reconstituer ponctuellement des jeux suffisants pour éviter les risques de chocs.* ».

L'IRSN demande des justifications complémentaires sur les écarts constatés entre les résultats des deux méthodes (spectrale et temporelle)

Réponses EDF :

-Génie civil Bâtiment électrique: renforts structurels de cloisons pour assurer une répartition homogène des contraintes : **le dégagement des matériaux trouvés dans les joints inter-bâtiments se poursuit jusque fin août 2010**

- Agression du Bâtiment électrique par la salle des machines :

- renforcements localisés de la charpente salle des machines
- reconstitution des jeux salle des machines / bâtiment électrique

- Ventilations : modifications de 50 supports de gaines de ventilation du bâtiment électrique

- Tuyauteries : modification de 10 supports sur EAS pour prendre en compte le cumul température et séisme

-Qualification chaîne KRT/APG: remplacement des chaînes par du matériel qualifié, modification supportage lignes REN/APG

AGRESSIONS EXTERNES

Analyse IRSN :

*5-Agression d'origine climatique : (vents forts, nappes d'hydrocarbures, tornades, feux de forêts, neige, tarissement source froide, température haute source froide et air (canicule), frasil, foudre). L'IRSN conclut que les objectifs de robustesse (en termes dispositions renforcement/protection et protection prévues) « *sont atteints de manière satisfaisante dans la mesure où EDF complète, à l'échéance du déploiement du référentiel de sûreté VD3-900, les démonstrations relatives à la protection des sites fluviaux face à l'arrivée d'une nappe d'hydrocarbures en station de pompe et à l'adéquation des dispositions existantes vis-à-vis du risque de frasil.* ».

*6-Autonomie de la tranche et du site vis-à-vis des agressions externes de mode communs et en particulier (H1 : perte totale de la source froide et MDTE (Manque de Tension Electrique Externe) : perte des alimentations électriques externes) : l'IRSN a noté que « *les conclusions de ces études (autonomie des réserves secondaires et des sources électriques internes, vis-à-vis des agressions externes) sont en effet rassurantes vis-à-vis de la capacité des sites à disposer ou à mobiliser des réserves (eau, fuel, huile) permettant de gérer une situation H1 et/ou MDTE de site induite par une agression externe ou une conjonction d'agressions.* »

Cependant « *s'agissant d'un MDTE de longue durée en cas de séisme, comment fiabiliser le fonctionnement des groupes diesels* »

Réponses EDF :

-Projectiles générés par les « Vents extrêmes »: changement des « sky-dôme » des casemates des tambours filtrants, protection par grillage de quelques mètres de tuyauterie en pied de bache ASG et SER, et des tuyauteries fuel des diesels.

-Autonomie de site : activation des protections « non prioritaires » des diesels pour un fonctionnement « longue durée ».

-Un barrage hydrocarbures flottant permanent a été mis en place dans la prise d'eau en décembre 2010 (PNPP0390B)

RISQUE HYDROGENE

Réponses EDF (voir complément en page 15)

-Qualification sismique des lignes H2 de l'îlot nucléaire: modification de supportage, de tuyauterie et robinets, déplacement de vannes, ajout de clapets.

-Mise en place de matériels ATEX de l'îlot nucléaire: remplacement des composants électriques non antidéflagrants dans les locaux à risque hydrogène : **les opérations seront terminées lors des prochains arrêts du réacteur.**

-Détection hydrogène dans l'îlot nucléaire: remplacement et extension du système existant : détection hydrogène adressable couvrant 50 locaux, déclenchement d'un signal d'évacuation (CNA) et activation d'une alarme en salle de commande.

- Coupure automatique de la ligne d'alimentation H2 du RCV : installation d'une vanne motorisée de sectionnement et d'une logique de fermeture sur signal « détection H2 dans les locaux du BAN ».

- Fiabilisation de l'isolement des purges des compresseurs TEG (PNXX0775)
- isolement automatique de la ligne de prélèvement PZR vapeur sur détection H2 (PNXX0776)

PROTECTION INCENDIE

-Analyse IRSN : Incendie : sur la base de l'EPS (risque incendie), analyse développée par l'IRSN, les locaux « *prépondérants en termes de risque de fusion du cœur consécutivement à un incendie* » ont été identifiés et EDF a proposé des modifications.

L'IRSN considère que les locaux ont bien été identifiés, mais le caractère suffisant des dispositions prévues (détection et non protection) reste à démontrer.

-Réponses EDF : Augmenter la marge de qualification des protections incendie / durée de feu des locaux : après études, l'installation est suffisamment robuste.

PURIFICATION GRAND DÉBIT

-Objectifs :

- réduire la durée d'atteinte des critères radiochimiques d'arrêt des GMPP
- et /ou
- améliorer la dosimétrie des arrêts de tranche
 - augmentation du débit de purification à 40 m³/h

CALORIFUGE A DÉMONTAGE RAPIDE

-Objectif : diminuer la dosimétrie des interventions de maintenance

- Remplacement du calorifuge sur les brides des échangeurs RRA et les Générateurs de vapeur

RÉNOVATION DU CONTRÔLE COMMANDE

-RIC INCORE

- remplacement du contrôle commande existant par une technologie numérique
- modification de l'interface homme machine

-REL COMMANDE

- remplacement de la partie contrôle commande par un automate numérique
- remplacement de la partie puissance par du matériel monté sur le palier 900 CP2

ACCIDENTS GRAVES

Analyse IRSN

Pour Fessenheim :

a) Remplacement des servo-moteurs d'aspiration EAS 013/014 VB

La fermeture des vannes EAS d'aspiration sur puisards 013/014VB n'est pas garantie pour une pression enceinte définie dans le référentiel accident grave (6 bar), mais pour 3,6 bar. Les études EDF ont permis de spécifier de nouveaux servomoteurs de plus forte puissance.

b) Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS-BP

L'IRSN rappelle sa demande de démonstration pour les paliers CPY et CP0 de la tenue des tuyauteries protégées par des soupapes RIS-BP en aval des pompes du fait de la valeur relevée de la pression admissible. Cependant l'IRSN considère que le relèvement du seuil de tarage à 0,8 bar de ces soupapes permettra de satisfaire l'objectif de non sollicitation jusqu'à une pression enceinte de 6 bar.

c) comportement des SEBIM : à préciser

d) Détection du percement de cuve :

La recommandation n°2 du GP prend en compte les remarques de l'IRSN sur « *la détection du percement de la cuve* » et recommande que « *EDF précise les moyens de s'assurer de la disponibilité de l'instrumentation servant à la détection du percement de la cuve (thermocouple) ainsi que les mesures à prendre en cas d'indisponibilité de celle-ci.* »

e) Risque d'explosion lié à la présence d'hydrogène :

« *le GP recommande que EDF instrumente plusieurs recombineurs auto-catalytiques d'hydrogène (méthode EDF) et justifie le choix de leur emplacement* »

(...)

h) Réactualisation des EPS niveau 1 et 2

À préciser et à suivre

-Amélioration tenue du tampon matériel: remplacement des boulons du TAM par des boulons plus tenaces

-Utilisation du RIS BP en recirculation avec P enceinte élevée: relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP par remplacement des soupapes

-Fiabilisation de l'ouverture commandée des soupapes PZR (« gavé/ouvert »): remplacement de l'électro-aimant de commande par un nouveau type d'électro-aimant

-Fiabiliser l'isolement d'EAS avec Pression enceinte élevée: remplacement de 2 servomoteurs des robinets traversées enceintes par des servomoteurs présentant un couple plus élevé

-Détection corium et hydrogène: installation d'un thermocouple sur un recombineur catalytique, et 1 thermocouple sous le puits de cuve

Réponses EDF

- Amélioration tenue du tampon matériel: remplacement des boulons du TAM par des boulons plus tenaces
- Utilisation du RIS BP en recirculation avec Pression enceinte élevée: relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP par remplacement des soupapes
- Fiabilisation de l'ouverture commandée des soupapes PZR (« gavé/ouvert »): remplacement de l'électro-aimant de commande par un nouveau type d'électro-aimant. L'objectif de la modification est de limiter les risques de percement de cuve en pression notamment en situation d'accident grave consécutive à une perte totale des alimentations électriques (avant modification) l'ouverture des SEBIM est effectuée par l'intermédiaire d'électro-aimants qui nécessitent le maintien permanent de l'alimentation électrique.
- Fiabiliser l'isolement d'EAS avec Pression enceinte élevée: remplacement de 2 servomoteurs des robinets traversées enceintes par des servomoteurs présentant un couple plus élevé
- Détection corium et hydrogène: installation d'un thermocouple sur un recombineur catalytique, et 1 thermocouple sous le puits de cuve

***CONFINEMENT**

Réponses EDF

- Tenue du RRI aux hautes températures: modification supportage tronçons RRI (entre BR et pompes RRI)
- Fiabilisation étanchéité traversées enceinte: remplacement de 12 clapets et 5 robinets par des matériels plus fiables

***ACCIDENTS DE VIDANGE PISCINE COMBUSTIBLE**

Analyse IRSN /

3-Fiabilité du système de refroidissement de la piscine de désactivation PTR

Le palier CP0 et donc Fessenheim n'a pas été complètement analysé : il conviendra d'avoir les premiers éléments lors de la VD3 concernant notamment ;

- a) la vidange accidentelle de la piscine : risque de fusion du combustible en BK
- b) analyse des scénarios par initiateur de vidange : rupture de piquage, rupture ou fuite d'une canalisation connectée au BK ou au BR, fuite du tube de transfert, erreur de lignage (vidange par pompe RRA, par siphonage, par les pompes PTR,...)

Réponses EDF :

- Déclenchement des pompes PTR: ajout d'un automatisme de déclenchement des pompes sur signal « bas niveau piscine de désactivation »
- Instrumentation niveau piscine: retransmission en salle de commande du niveau analogique de la piscine de désactivation.

Suite aux échanges EDF/ASN et dans un souci d'amélioration permanente de la sûreté de nos installations, des modifications sont étudiées en tant que parades complémentaires (fermeture automatique de la vanne PTR aspiration pompes de réfrigération, fermeture de la vanne du tube de transfert depuis un local accessible en situation accidentelle, adjonction d'un joint statique au batardeau de la piscine BR)

***SUPPRESSIONS A FROID**

Réponse EDF

- Abaissement seuil de tarage des soupapes PZR à basse température: modification du contrôle commande permettant l'ouverture des soupapes PZR sur une hausse de pression supérieure à 60b

RENOVATION DE LA DETECTION INCENDIE (réponse EDF)

- Remplacement des détecteurs
- Remplacement des armoires de contrôle

REFABRICATION SIP CONTROLE` (réponse EDF)

- Refabrication de cartes électroniques obsolètes par le constructeur Framatome (AREVA NP)

CONDITIONNEMENT ALIMENTATION VAPEUR

- mise en place d'un conditionnement identique à celui de Bugey

II- PRESENTATION GENERALE DE L'ARRET VD3 : ORGANISATION, PLANNING DE L'ARRET, OPERATIONS DE MAINTENANCE ET MODIFICATIONS

La préparation de la VD3 a débuté en 2005 dans le cadre "durée d'exploitation " du site.

En 2008 a commencé la préparation opérationnelle des VD3, d'abord Tricastin 1, puis Fessenheim1.

Le programme de la VD3 prévoit une durée de 91 jours à partir du découplage du réseau du réacteur 1.

Les principales opérations sont les suivantes :

- *Épreuve hydraulique du circuit primaire
- *Contrôles de la cuve avec la Machine d'Inspection en Service (MIS)
- *Contrôles des tubes GV
- *Travaux de robinetterie en Génératrice Inférieure (GI)
- *Épreuve enceinte Bâtiment Réacteur
- *Remplacement de la turbine ASG001TC
- *Remplacement des aéro réfrigérants des groupes électrogènes de secours
- *Contrôles corrosion/érosion du poste d'eau
- *Visite complète des 2 corps Basse Pression (BP) de la turbine
- *Remplacement des 2 réchauffeurs BP du poste d'eau

Il s'y ajoute un Programme d'Investigation Complémentaire destiné à *"conforter les programmes d'inspections et de maintenance"* en s'assurant de l'absence de dégradation dans des zones *"considérées sans risque de dégradation en service"*, ainsi qu'un programme de modification VD3.

-Programme d'Investigations Complémentaires

Ce programme est complémentaire des Programmes de Base de Maintenance Préventive (PBMP).

Son objectif est de conforter par des inspections aléatoires *"l'absence de dégradations sur des zones considérées sans risque de dégradation en service"*.

Les domaines considérés sont : le Circuit Primaire Principal, le Circuit Secondaire Principal, les tuyauteries et bâches hors CPP et CSP, l'enceinte de confinement et le génie civil.

Les investigations seront exécutées par examen non destructifs (END). Si des composants sont prélevés, ils seront expertisés.

*tuyauteries – bâches

1- Examen visuel et par 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.) **de 10 piquages de faible diamètre du système ASG**. Ces contrôles sont effectués dans le cadre "piquages sensibles".

2- Examen par ressuage et radiographie de 19 soudures de raccordement des tuyauteries RIS (injection de secours)

*Enceinte de confinement

1-Mesures d'épaisseur de tôles de la peau métallique interne en particulier aux zones des traversées

Des questions ont été posées pendant l'exposé sur les mesures de taux de fuites, sur le jeu de la peau interne et la vérification des cloquages.

2-Contrôle visuel des soudures des 167 traversées enceinte (pour les zones accessibles). Ce contrôle est à répartir sur quatre tranches dont Fessenheim1 en VD3. Donc à Fessenheim 1 seulement 40 traversées seront vérifiées. Les autres seront vérifiées par lot de 40 sur 3 autres réacteurs 900.

-Programme de modifications VD3

En VD2 (1999), 119 dossiers avaient été instruits dont 20 ont été repoussés en VD2B (mars 2001). Finalement 94 modifications (80 en VD1) ont été retenues dont 79 intéressant la sûreté (dossiers IPS).

Toutes les études des modifications VD3 ont eu lieu entre 2004 et 2009.

En VD3 50 dossiers sont retenus : 38 en arrêt et 12 réalisables hors arrêt. Parmi les 12 hors arrêt ont déjà débuté les travaux "séisme", "détection incendie" et "détection hydrogène"

Liste VD3 :

*Réexamen de sûreté : tenue sismique, agressions externes, risque hydrogène, confinement, vidange de la piscine Bâtiment Combustible (BK), protection incendie

*Amélioration des performances : purification à grand débit (améliorer la dosimétrie), calorifuge à démontage rapide (dosimétrie)

*Gestion du vieillissement : **rénovation** du contrôle-commande et de la détection incendie, **refabrication** du contrôle commande

-Modifications liée à la prise en compte du risque hydrogène

1-Améliorer la tenue au séisme des canalisations (lignes) véhiculant l'hydrogène

La concentration d'hydrogène dans l'eau est régulée à 25-30 ml/kg (Température-Pression-Normale) d'eau par l'intermédiaire d'un ballon connecté sur un circuit en dérivation où est maintenue une pression d'hydrogène gazeux.

Il va être ajouté : 20 supports

Il va être supprimé : 3 supports

Il va être renforcé : 36 supports

Sur les diverses canalisations (lignes) du Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (BAN), Bâtiment combustible (BK) :

Installation d'un clapet anti-retour sur la ligne RCV (Contrôle Chimique et Volumétrique) pour éviter une vidange du ballon RCV, en cas de fuite sur la ligne (canalisation).

Renforcement des cloisons, remplacement et renforcement des protections biologiques.

2-Amélioration et extension de la détection hydrogène dans l'îlot nucléaire (installation de détecteurs de fuites dans 50 locaux –électrique et fluides)

Désaffectation (et j'espère retrait) de l'existant (14 détecteurs)

Création d'une fonction KHY avec 48 détecteurs pour Fes1 et 2 et l'ensemble du site et une centrale de détection dans le bâtiment électrique (BL) de chaque réacteur.

3-Prévention du risque explosion hydrogène par mise en place de matériels ATEX (Atmosphère Explosive)

Remplacement des anciens matériels qualifiés "IEG" et non qualifiés par du matériel ATEX.

4-Coupure automatique du ballon RCV si détection de fuite H2

Installation d'une vanne de coupure de l'alimentation en H2

Automatisation de la fermeture de la vanne sur "*détection H2 dans les locaux du BAN*"

5-Isolement des purges des compresseurs TEG (Traitement Effluents Gazeux)

Création d'un automatisme arrêt automatique du compresseur si non-fermeture de la vanne d'isolement de la purge

Création d'une alarme relayée en salle machine (?)

-Programme de contrôle de la cuve

1-Maitrise d'ouvrage : CNPE Fessenheim

2-Surveillance : EDF/CEIDRE

3-Mise en oeuvre : entreprise prestataire

Machine d'Inspection en Service : MIS

Contrôles en ateliers

4-le programme suivi est le PBMP "CPP – cuves des réacteurs 900 MWé"

Ultrasons et/ou radiographies des soudures et des viroles par la MIS

Ultrasons des pénétrations de fond de cuve par un robot (ambiance radioactive trop élevée)

Télévisuel du revêtement interne de la cuve (MIS)

Télévisuels des soudures des adaptateurs (couvercle sur son support)

Télévisuels et examen Ultra Sons (US) des supports des internes (MIS)

Ultrasons et courants de Foucault sur goujons et taraudages (MIS)

La MIS sera utilisée 240h

-Historique des contrôles par ultrasons en zone de cœur

Au démarrage, utilisation de la platine «Virole»

En VD 1 (1989), utilisation de la platine «Trente Premiers Millimètres» : Contrôle des soudures

En VD 2 (1999), utilisation de la platine «Vingt-cinq Premiers Millimètres» : Contrôle des soudures et des viroles (détection possible de défauts de 6 mm de hauteur)

Détection et caractérisation d'un défaut sous revêtement dans la virole C1

En VD 3 (2009), utilisation de la platine «Zone de Cœur» :

Contrôle des soudures et des viroles (détection possible de défauts de 5 mm de hauteur)

-Mise en application d'un nouveau référentiel d'exploitation : mis en application le 5 janvier 2010 (cœur déchargé)

-« Dossier d'Amendement » VD3: Evolutions documentaires induites par les modifications matérielles

*RGE chap 3, 6, 9

*Consignes Générales d'exploitation

-Mise à jour des consignes générales d'exploitation

*Amélioration de l'ergonomie (idem CPY)

-Mise à jour des gammes d'essais périodiques (hors modifications VD3)

*Évolution des règles d'essais (CIPN, CNEPE)

-Amélioration de l'ergonomie des gammes d'essai (idem CPY)

III-BILAN EDF DE L'ARRET VD3

Épreuve hydraulique (EH) du Circuit Primaire Principal (CPP)

-Rappel de l'arrêté d'exploitation du 10 novembre 1999

**« Le circuit primaire est pressurisé à 1,2 fois la pression de conception (173 bars) soit 206 bars relatifs ou 207 bars (avec la pression atmosphérique).*

Les dispositions de l'arrêté ne s'appliquent pas aux canalisations du CPP de diamètre inférieur à 1 pouce ou 25 mm.

Les limites du CPP sont définies à partir de la notion d'isolement sûr (vanne recevant un ordre automatique ou clapet).

L'isolement sûr requiert 2 organes d'isolement en série.

*La limite d'épreuve est le second organe d'isolement. Les portions de lignes comprises entre les 2 organes d'isolement doivent être testées en pression. Ceci implique que le premier organe d'isolement doit être : **en position ouverte** s'il s'agit d'une vanne, ou **contourné** s'il s'agit d'un clapet en utilisant des flexibles adaptés, ou par la dépose de son battant. »*

-l'objectif de l'EH ; évaluer l'étanchéité des enceintes et soudures constituant le CPP soit :

**La cuve et son couvercle, les enceintes des colonnes des thermocouples, les enceintes des mécanismes des grappes de commande, les tuyauteries et les liaisons des 3 boucles primaires (branches froides, branches en U, branches chaudes), la partie primaire des GV, les volutes et les enceintes des pompes primaires, le pressuriseur et la ligne d'expansion, les tuyauteries auxiliaires de diamètre supérieur à 25 mm et la robinetterie associée jusqu'au 2^{ème} organe d'isolement.*

-Résultat de l'EH primaire réalisée le 7-12-1009

***Bilan de fuite à 155 bars conforme soit :**

- bilan de fuite total inférieur au seuil d'incertitude (9 l/h) pour le critère 230 l/h,
- bilan de fuite non identifiée inférieur au seuil d'incertitude (13,5 l/h) pour le critère 50 l/h

Ce bilan de fuites est effectué durant un palier de 4h. Les débits admissibles sont :

- débit de fuites non identifiés < 50 l/h
- débit total de fuites identifiées et non identifiées < 230 l/h

***Inspection visuelle à 207 b conforme soit :**

5 équipes pendant 3h : 1 fuite goutte à goutte sur RCP100VP

: 1 trace de bore (ancienne) sur un indicateur de position de barres (IPB)

***Conduite de l'installation conforme :**

-Température : OK

Pour se prémunir des risques de rupture brutale de la cuve (augmentation de la température de transition ductile/fragile sous irradiation), il est nécessaire de ne pas descendre en dessous d'une température qui varie avec chaque cuve de réacteur. A Fessenheim 1 la température ne doit pas descendre en dessous de 80°C.

Pour réaliser ce suivi une instrumentation spéciale est mise en place au couvercle, en fond de cuve, au pressuriseur et aux GV(plaque tubulaire)

-Fonctionnement RIS 11 PO

***Moyens de protection du CPP :** Contrôle du tarage des tandems des Soupapes Sebim : RAS

Si la pression devenait > 206,9 bars relatifs, il y a alarme en Salle de Commande (SDC)

Si la pression devenait > 207,8 bars relatifs, il y a arrêt automatique de la pompe RIS 11 PO

Si la pression devenait > 210 bars relatifs, il y a arrêt automatique de la vanne REN 123 VP

***Contrôles de l'intégrité des tubes GV :**

- Test hélium secondaire des GV : Détections fuites Primaire/Secondaire : RAS
- Contrôles courants de Foucault des GV : RAS

***Contrôle LBM et soudures homogènes des GV, (2 soudures par branches) :**

- Contrôles radiographiques : RAS

°Inspections Télévisuelles :

- Pénétrations Fond de Cuve : Pas d'écart amont/aval EHP
- Joints Canopy couvercle cuve : RAS

Contrôle de la cuve : Machine Inspection en Service (MIS)

***Périmètres des contrôles**

Organisation : CNPE (service mécanique chaudronnerie et pôle « machines statiques »)

Surveillance : EDF/CEIDRE

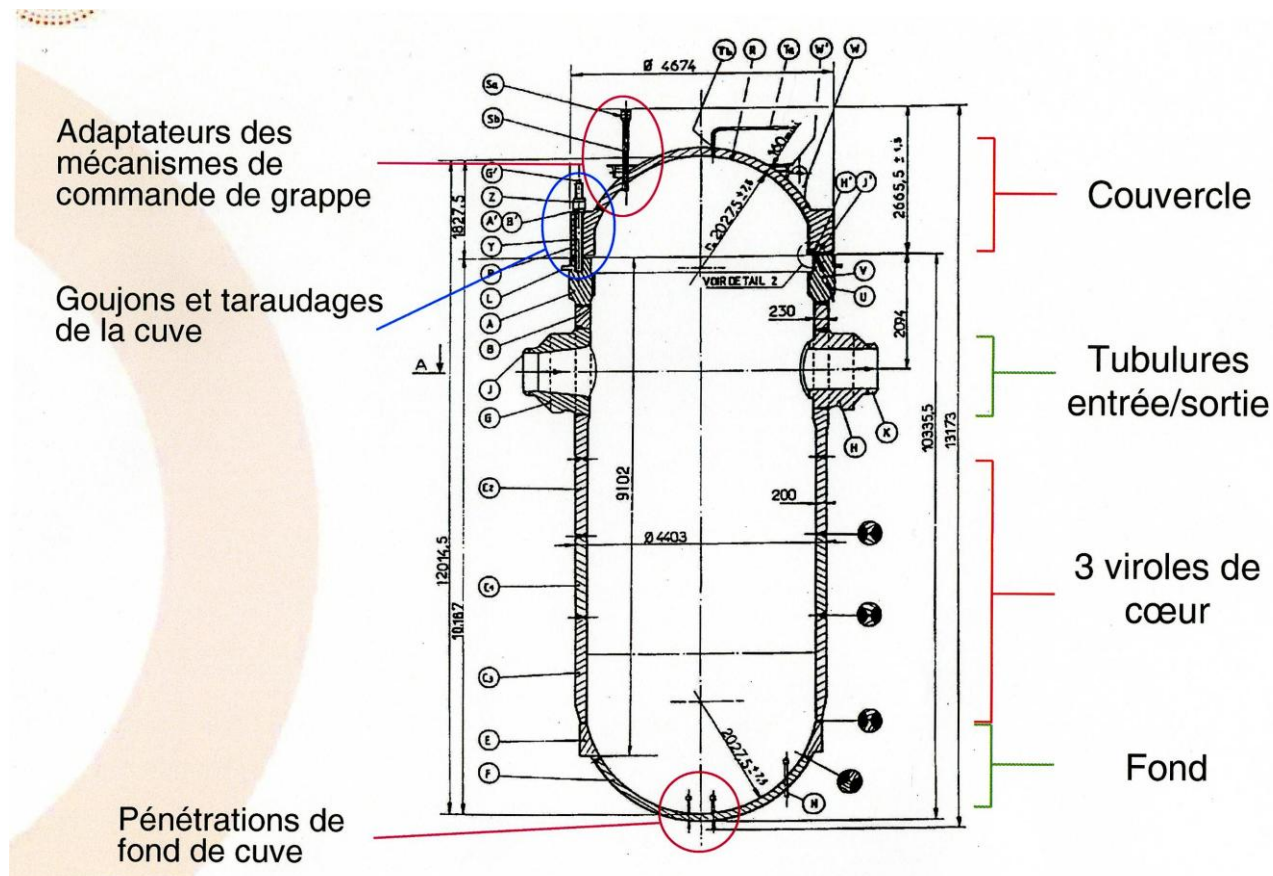
Mise en œuvre par une entreprise prestataire : pilotage de la MIS et contrôle en atelier

Contrôle tous les 10 ans

- Ultrasons (US) et/ou radiographies des soudures et des viroles (MIS)

- Ultrasons (US) des pénétrations de fond de cuve par un robot
- Télévisuel du revêtement (MIS)
- Télévisuel des soudures des adaptateurs (couvercle sur support)
- Télévisuel et examen US des supports M des internes (MIS)
- Ultrasons et courants de Foucault sur les goujons et taraudages (MIS)

*Zone cœur



-Historique

Au démarrage, utilisation de la platine « Virole » : Contrôle des soudures

En VD 1 (1989), utilisation de la platine « Trente Premiers Millimètres » : Contrôle des soudures

En VD 2 (1999), utilisation de la platine « Vingt-cinq Premiers Millimètres »

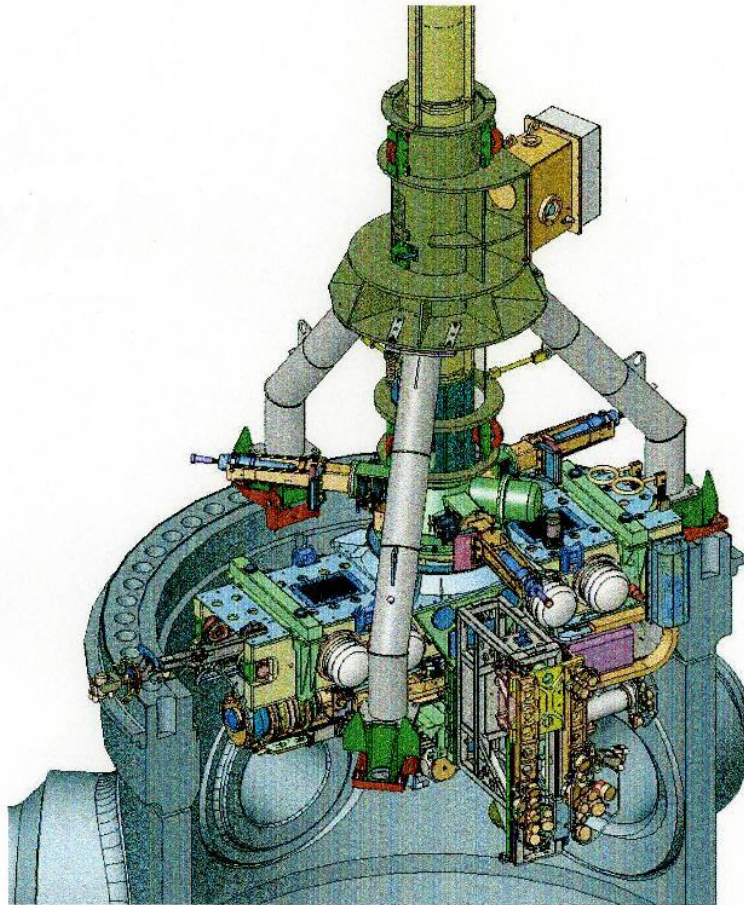
- Contrôle des soudures et des viroles (détection possible de défauts de 6 mm de hauteur) : **en VD3 pas de nouvelle indication**

- Détection et caractérisation d'un défaut sous revêtement dans la virole C1 : **en VD3 pas d'évolution de l'indication en virole C1**

-Résultat en VD3

En VD 3 (2009), utilisation de la platine « Zone de Cœur » : Contrôle des soudures et des viroles (détection possible de défauts de 5 mm de hauteur) et défauts retrouvés à l'identique.

	Sa (mm)	h (mm)	L (mm)	t (mm)
VD3	8,5 +/- 0,5	5,6 +/- 2	9 +/- 5	208 +/- 0,5
VD2	8,3	4,8	14	208



Machine d'inspection en service (MIS)

LES POINTS DE CONTRÔLES SONT INDICUES SUR LA FIGURE DE LA PAGE 52

***Tubulures**

Présence de plusieurs défauts d'origine

Sur les tubulures elles-mêmes : 4 indications sur le revêtement tubulaire G3 (Branche Froide boucle 3)

-Non évolutives depuis 1985-1989 (hauteur max = 8,8 mm)

-Justification jusqu'en VD 4 par analyse mécanique

***Soudure tubulaire / embout de sécurité**

Une indication soudure S10G1 (BF boucle 2) et une indication S10G3 (BF boucle 3)

-Non évolutives depuis 1985-1989

-Inférieures au seuil de notation en 2009

***Soudures tubulaires / virole**

Présence de 10 indications sur les Branches Chaudes (BC) des 3 boucles

-Non évolutives depuis les premiers examens

-Inférieures au seuil de notation en 2009

***Soudures des viroles : présence de défauts d'origine**

-localisation : Soudure A/B (8 indications), soudure B/C2 (4 indications), soudure C1/C3 (6 indications), soudure C3/E (3 indications), soudure E/F (17 indications)

-1 indication de dimensions supérieures au seuil de notation : B/C2 : $h = 3\text{mm}$, $S_a = 23\text{ mm}$

sans évolution depuis 1986, **justification jusqu'en VD4 par analyse mécanique**

***Pénétration de fond de cuve**

Examen par ultrasons des 50 pénétrations de fond de cuve + télévisuels interne (2 FPC) : pas de fissuration de type corrosion sous contrainte

-Examen télévisuel des pénétrations de fond de cuve avant/après épreuve hydraulique à 207 bars : pas de différence avant/après.

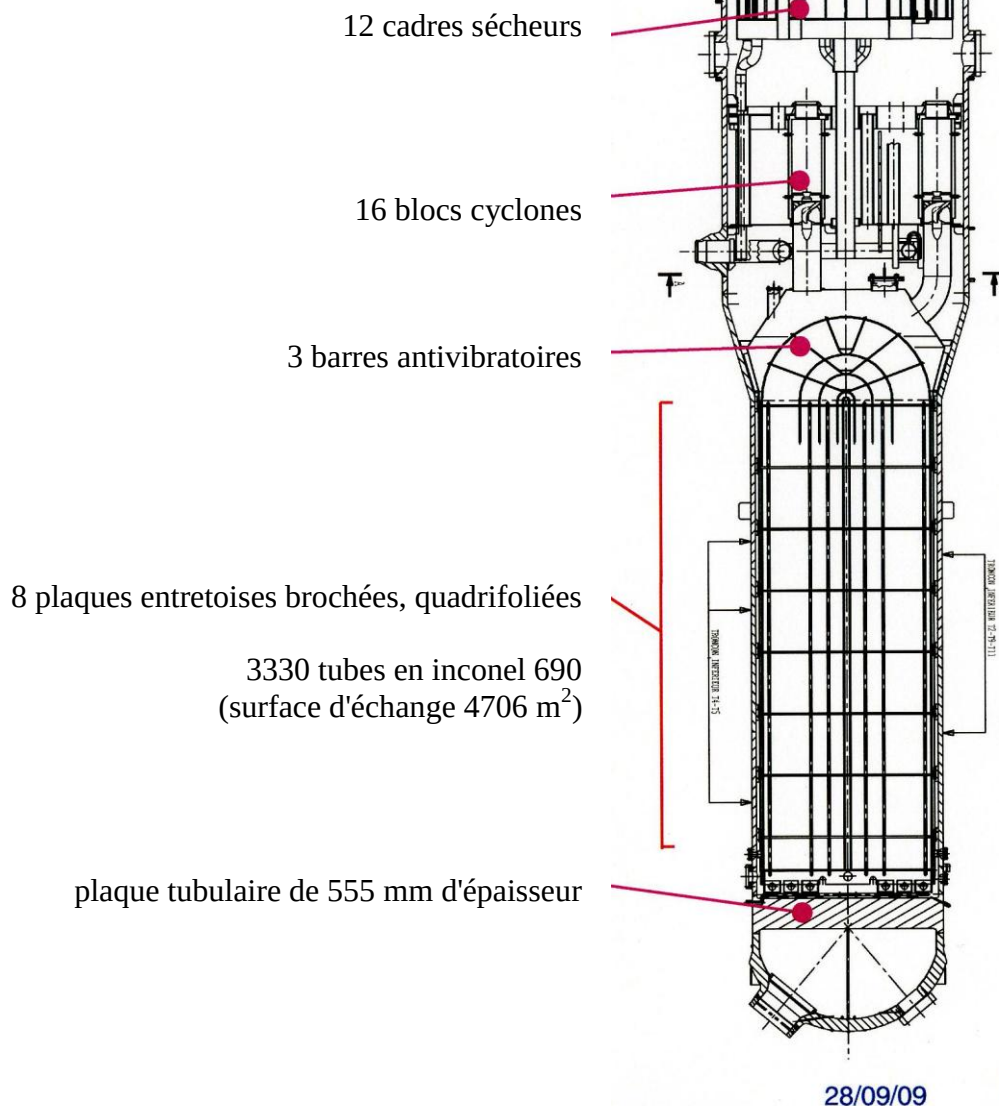
Contrôle des Générateurs de vapeur

Les GV actuels ont été installés en 2002 . Ce sont des types 47/22. En partie secondaire, ils sont composés de 12 cadres sécheurs (au niveau vapeur), 16 blocs cyclones, 3 barres antivibratoires, 8 plaques entretoises brochées et quadrifoliées, 3300 tubes en inconel 690 représentant une surface d'échange de 4706 m² et une plaque tubulaire de 555 mm d'épaisseur

*Contrôle de la partie primaire des GV

- télévisuel du revêtement interne : pas de problème
- Gammagraphie des soudures des tubulures d'entrée et sortie : pas de décollement du beurrage
- Ultrasons et ressuage des autres soudures : RAS

Générateurs de vapeur "47/22"
Installés en 2002.



*Contrôle de la partie secondaire des GV

Ces contrôles sont programmés au titre de la requalification complète réglementaire du Circuit Secondaire Principal (CSP) à 2002 +10 ans.

- Contrôles faits sur la VD3 : US sur la soudure plaque tubulaire/virole secondaire RAS et remplacement des sphères tranquilisatrices
- Faisceau tubulaire :

- contrôle par courants de Foucault : pas de bouchage
- test d'étanchéité à l'hélium par gonflage à 6 bar côté secondaire et « reniflage » tube à tube côté primaire : pas de fuite.
- Pour les 3GV un seul tube a été bouché en usine : aucun bouchage en 7 ans

Épreuve enceinte

Les objectifs de l'épreuve enceinte sont de vérifier que l'enceinte assure son rôle de confinement et que son comportement mécanique est bon.

Cette opération délicate, exigeant une enceinte entièrement propre (évacuation de tous les matériels ou matériaux risquant de s'enflammer), se déroule sur 4 jours. L'enceinte reste 16h à 3,75 bars relatif. On mesure le taux de fuite de l'enceinte (ce taux est la variation de la masse d'air sec contenu dans l'enceinte : il est exprimé en %).

Les personnels qui assurent l'intervention dans l'enceinte sous pression sont qualifiés "plongeurs professionnels". En effet, de telles plongées sont équivalentes selon les paliers de pression à des plongées de 10 à 50 m sous la mer.

*Protocole de l'épreuve

C'est l'épreuve complète du système de confinement, réalisée lors du premier arrêt pour renouvellement du combustible puis tous les 10 ans.

Cette épreuve se décompose en plusieurs type d'essai :

- Les essais partiels de type B regroupant les tests d'étanchéité des SAS, du tampon matériel, des traversées électriques et du tube de transfert.
- Les essais partiels de type C regroupant les tests d'étanchéité des traversées mécaniques
- L'essai global de type A correspond au test d'étanchéité global de l'enceinte.

*Récapitulatif des résultats d'épreuve

En 1976 lors de l'essai pré-opérationnel	- 0,029 %/j +- 0.006
En 1979 lors du premier rechargement	- 0,025 % /j +- 0.013 - 2,10 Nm ³ /h +- 1.10
En 1989 lors de la 1 ^{ère} visite décennale	- 0,019 % /j +- 0.026 - 1,57 Nm ³ /h +- 2.18
En 2000 lors de la 2 ^{ème} visite décennale	- 0,066 % /j +- 0.01 - 5,8 Nm ³ /h +- 1.00
En 2010 lors de la 3 ^{ème} visite décennale	- 0,034 % /j +- 0.017 - 3.00 Nm ³ /h +- 1.5

*Comportement mécanique de l'enceinte

- Une fissure instrumentée sur le fût a évolué de 0.15 mm (0.3 à 0.45 mm) lors de l'inspection visuelle au palier nominal
- Au retour à la pression atmosphérique dans l'enceinte, cette fissure est revenue à sa valeur initiale.

*Conclusion

Les résultats de l'épreuve enceinte de la tranche 1 sont conformes aux critères d'étanchéité et attestent d'un comportement mécanique satisfaisant de l'enceinte de confinement sous la pression

Programme d'investigation Complémentaire

Conformément au programme défini nationalement, les contrôles programmés à Fessenheim 1 en VD3 concernent les tuyauteries, bâches et échangeurs des circuits auxiliaires nucléaires et l'enceinte de confinement.

- Tuyauteries – Bâches – Échangeurs auxiliaires nucléaires

--Examen visuel et par ressuage des dix piquages de faible diamètre du système ASG non encore contrôlés dans le cadre de l'affaire « Piquages sensibles » sur la tranche 1 en VD3. => aucune indication supérieure au seuil de notation n'a été observée.

--Examen par ressuage et par radiographie de 19 soudures de raccordement de tuyauteries RIS sur la tranche 1 en VD3. => ces contrôles n'ont pas révélé d'indication. Les ressuges étaient blancs, les contrôles gammagraphiques n'ont mis en évidence aucune dégradation liée à un mécanisme de vieillissement.

Nota : une soudure présentait un désaccostage d'origine et a été refaite.

Enceinte de confinement :

--Mesures d'épaisseur de tôles de la peau métallique du fût sur la tranche 1 en VD3. => aucune dégradation n'a été constatée. L'épaisseur mesurée en 6 points était supérieure à l'épaisseur nominale de 6mm, incertitude déduite.
--Contrôle visuel des soudures des fourreaux des 167 traversées enceinte (pour les zones accessibles). 42 traversées devaient être contrôlées à Fessenheim. => 40 traversées ont été contrôlées, aucune dégradation n'a été constatée, hormis quelques éclats sur la peinture. Deux traversées étaient inaccessibles.

Faits marquants techniques

-Indication du type corrosion en milieu primaire sur robinets sous contrainte : remplacement

- Robinets à soupape à commande manuelle DN 50 mm
 - °Visite interne (10 ans) au titre du PBMP (programme de base de maintenance préventive)
 - °Constat de corrosion en milieu diphasique et corrosion sous contrainte dans le corps du robinet (interface corps/siège), côté RPE
- De la colonne thermocouple n°11 : remplacement du double isolement (y compris inter-tronçon)

-Fuite au joint conosal

- Contrôles serrage et visuels à 25 bars et 70 bars corrects : Constat d'une fuite eau/vapeur à 155 bars lors du contrôle visuel
d'où

-Passage en API/SO (Arrêt pour Intervention) pour :

- Remplacement joint
- Remplacement bride supérieure
- Usinage de la portée de bride inférieure

-Fuite au bouchon de purge du clapet ASG133VV

- Constat d'une fuite vapeur au niveau du joint du bouchon de purge, tranche en arrêt à chaud
- Endommagement de la tête de vis lors de la 1ère tentative de réparation d'où :
- Passage en AN/RRA (Arrêt Normal/sur RRA) pour réparation par mise en place d'un bouchon soudé

-Altération des joues de relais RE300

Des contrôles visuels préventifs ont mis en évidence une altération de la « joue » de certains relais. Le CNPE a remplacé les relais avec détachement de la joue (77 relais / environ 9000 par tranche).

L'ASN a demandé une caractérisation de la fonctionnalité sous séisme.

Dans l'attente de la caractérisation, le CNPE a repris son analyse et remplacé 13 relais supplémentaires (relais à émission) : les autres relais à émission seront remplacés dans le cadre de l'étude nationale.

IV - PRESENTATION DES REUNIONS SUR LE SITE CAP AMPERE

Première réunion : 25 mars 2009

Tenue en service des cuves 900

1-Enjeux de sûreté et de « durée de vie » pour la zone cœur des cuves, sous irradiation neutronique

- À partir de codes de référence, on peut calculer le flux de neutrons atteignant la cuve. Il est alors possible de calculer un cœur 900 MW selon un plan de chargement standard.

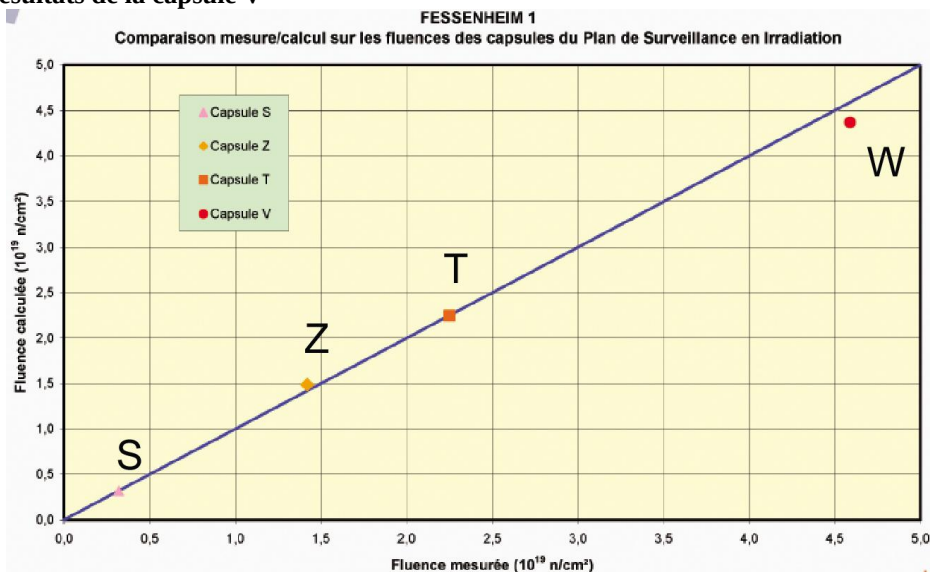
- Sur la cuve, on peut calculer un flux de neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV : ce paramètre est important car c'est un des paramètres de la fragilisation de la cuve sous irradiation

- Capsules du Plan de Surveillance en Irradiation (PSI), il est nécessaire de connaître le spectre de flux.

Les Capsules S, Z, T, V et W ont été utilisées pour le programme de suivi de la cuve. Les 3 restantes seront extraites dans la période VD3/VD4.

Il a été présenté la comparaison entre fluence mesurée et fluence calculée sur les capsules extraites de la cuve.

Il manque les résultats de la capsule V



- En exploitation, on utilise des codes (suivi industriel) qui permettent de suivre la fluence, de l'atténuer, d'ajuster les calculs sur la cuve et de calculer les cartes de puissance et de longueurs de cycles.

2-Suivi de la cuve

Fragilisation prévisionnelle enveloppe (formule 2007)

$$RT_{NDT} = RT_{NDT \text{ initiale}} + DRT_{NDT}$$

$$DRT_{NDT} = 2S_{ENV} + A[1 + 35,7(P - 0,008)_+ + 6,6(Cu - 0,08)_+ + 5,8Ni^2Cu]F^{0,59}$$

avec $S_{ENV} = 9,3$ (MdB) ou $13,3$ (JS)

$A = 15,4$ (MdB) ou $15,8$ (JS)

où MdB = Métal de Base, et JS = Joint Soudé

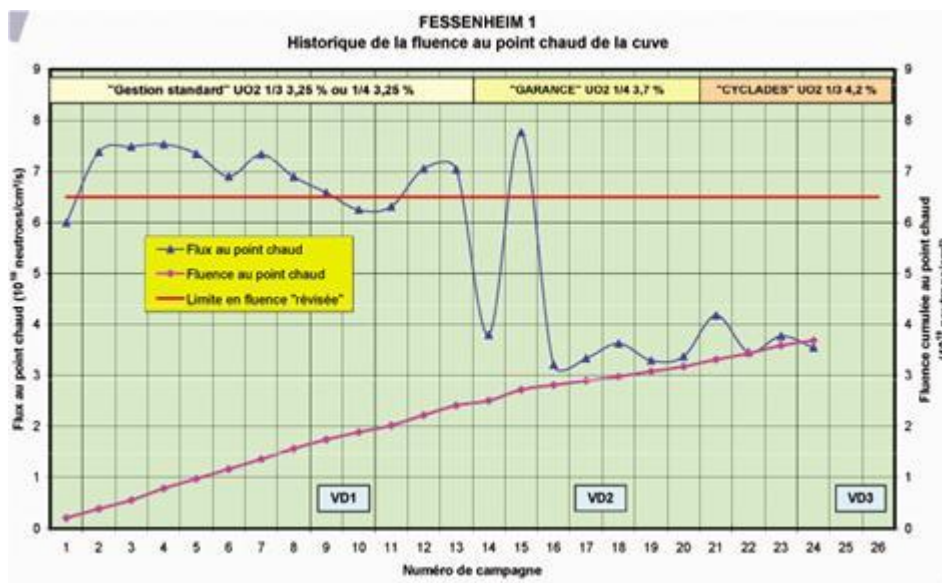
P, Cu, Ni = teneur en éléments fragilisants mesurée à la coulée ou sur joint de recette (P et Cu majorés respectivement de 14% et 8% dans le cas du métal de base "lingot plein")

F = fluence de neutrons d'énergie $E > 1\text{MeV} = 6,5 \cdot 10^{19} \text{ n/cm}^2$ (VD4)

Le cas de Fessenheim 1 : température de transition ductile/fragile calculée pour les éléments les plus sensibles

Voir les valeurs présentées en page 17

3-Fluence



FESSENHEIM 1
Historique de la gestion du combustible

Campagne	Gestion du combustible	Type de plan de chargement	Campagne	Gestion du combustible	Type de plan de chargement
1	Premier cœur	Standard	14	1/4 3.7 %	Faible fluence
2	1/3 3.25 %	Standard	15	1/4 3.7 %	Standard
3	1/3 3.25 %	Standard	16	1/4 3.7 %	Faible fluence
4	1/3 3.25 %	Standard	17	1/4 3.7 %	Faible fluence
5	1/3 3.25 %	Standard	18	1/4 3.7 %	Faible fluence
6	1/3 3.25 %	Standard	19	1/4 3.7 %	Faible fluence
7	1/3 3.25 %	Standard	20	1/4 3.7 %	Faible fluence
8	1/3 3.25 %	Standard	21	1/3 4.2 %	Faible fluence
9	1/3 3.25 %	Standard	22	1/3 4.2 %	Faible fluence
10	1/4 3.25 %	Fluence réduite	23	1/3 4.2 %	Faible fluence
11	1/4 3.25 %	Fluence réduite	24	1/3 4.2 %	Faible fluence
12	1/3 3.25 %	Standard	25	1/3 4.2 %	Faible fluence
13	1/3 3.25 %	Standard			

Projections de fluence à Fessenheim 1

Échéance	Date	Âge (ans)	Fluence "enveloppe" (10 ¹⁹ n/cm ²)	Fluence "réaliste" (10 ¹⁹ n/cm ²)
FDC 23	05/05/2007	30.2	3.58	3.58
VD3	10/10/2009	32.6	3.96	3.88
VD3 + 11 ans	10/10/2020	43.6	5.65	5.24

Hypothèses de projection :

- ☐ Coefficient de production : 0.85
- ☐ Flux au point chaud "enveloppe" : 5.74 10¹⁰ n/cm²/s (flux de référence – 20 %)
- ☐ Flux au point chaud "réaliste" : 4.60 10¹⁰ n/cm²/s (flux enveloppe des 10 dernières années)

La fluence "révisée" maximale à l'échéance VD3+10 ans = 6,5 10¹⁹ n/cm². En ce qui concerne Fessenheim 1, cette limite de fluence ne sera pas atteinte, car l'extrapolation nous amène à 5,24 10¹⁹ n/cm².

4- Présentation du dossier Matériaux (résultats du Programme de Surveillance d'Irradiation) : résultats sur la cuve de Fessenheim 1

DETERMINATION DES VALEURS DE RT_{NDT} enveloppe des cuves 900 MW à 40 ans

Rappel des RT_{NDT} enveloppe du dossier 2002 (°C)

	CPO		CPY	
	Métal de Base	Joint Soudé (JS)	Métal de Base	Joint Soudé
Fluence $6,5 \cdot 10^{19}$ n/cm ²	60	82	73	57
Tranche/pièce	BUGEY5/virole C2	Fessenheim1/JS	Chinon B2/virole C1	Dampierre4/JS

Rappel des RT_{NDT} enveloppe du dossier 2007 (°C)

	CPO		CPY	
	Métal de Base	Joint Soudé (JS)	Métal de Base	Joint Soudé
Fluence $6,5 \cdot 10^{19}$ n/cm ²	65	85	74	61
Tranche/pièce	BUGEY5/virole C2	Fessenheim1/JS	Dampierre4/virole C1	Dampierre4/JS

5-Justification de la tenue de la cuve en cas d'accident (Extrait des transparents EDF)

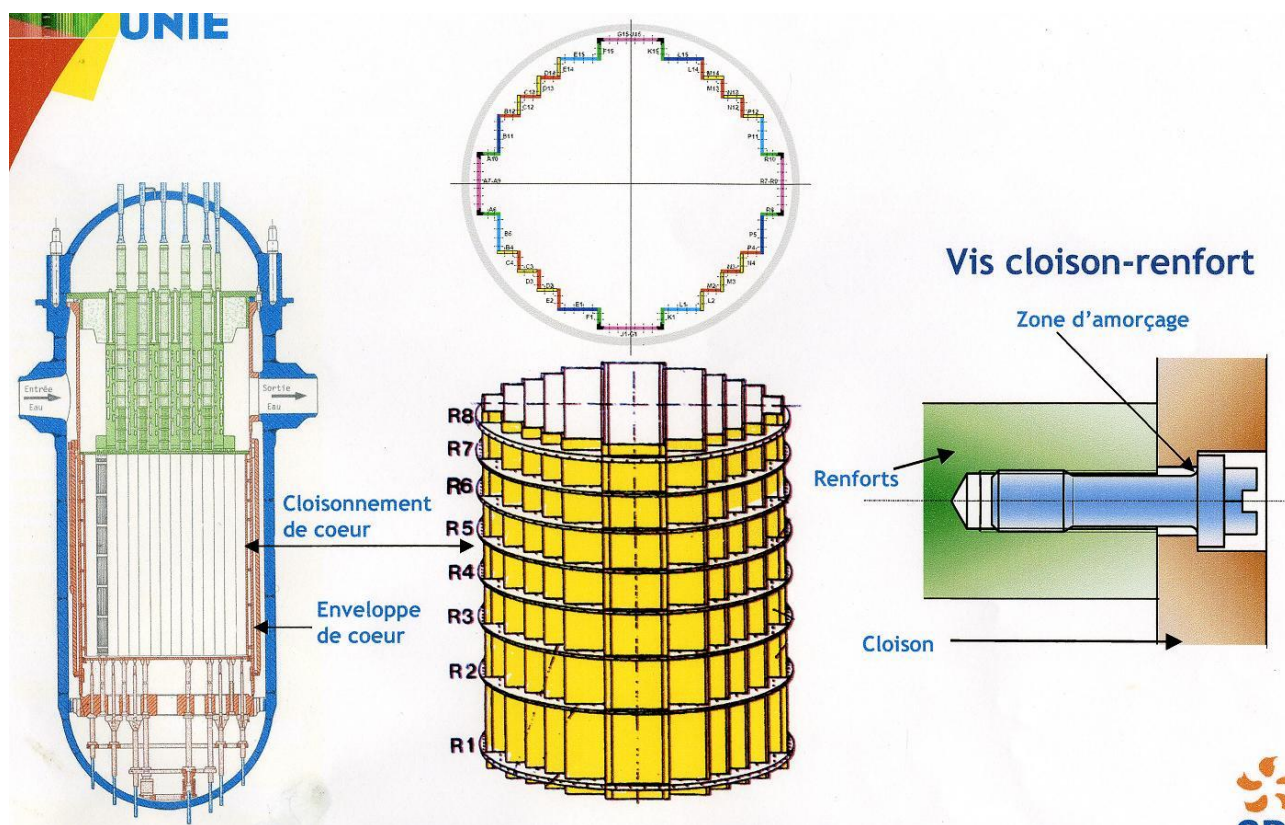
- ⊙ La justification de la tenue à la rupture brutale de la cuve de FSH1 s'appuie sur 2 analyses
 - ⊙ L'étude générique du défaut couvrant le minimum détectable
 - ⊙ L'étude spécifique du défaut détecté
- ⊙ Ces études montrent le respect des critères en toutes situations jusqu'à la VD4
- ⊙ Tout en cumulant de nombreux conservatismes
 - Position du défaut générique : au point chaud sous une tubulure d'entrée, zone peu étendue, donc probabilité de coïncidence avec un défaut faible
 - Taille du défaut générique : enveloppe du non détectable
 - Dimensions des défauts détectés : tenant compte des incertitudes de mesure (2σ)
 - Fluence enveloppe qui ne sera vraisemblablement pas atteinte en VD4
 - Courbe de ténacité enveloppe
 - Décalage dû à l'irradiation pris à 2 écarts-type
 - Chargements enveloppes
 - Pas de prise en compte de l'effet du préchargement à chaud alors que les marges minimales sont obtenues en phase de décharge (cas des PB, RTV et APRP)
- ⊙ Et en tenant compte des coefficients de sécurité de l'arrêt

En conclusion : la cuve :

- ne présente qu'une seule indication en zone de cœur,
- présente des valeurs de ténacité avec des marges importantes
- sa fragilisation sous irradiation est bien bornée par les formules de fragilisation

Deuxième réunion : 22 Avril 2009

1-Internes de cuve



*Évolution du dossier des internes

Historique du CP0

1980-87	Jets de baffle	Crayons inox et mini-grilles
1989	Expertise des vis	IASCC
1981-93	Mesure des jeux aux points saillants	Conversion du flux up flow
1988-	Examen non destructif de vis	Configuration limites admissibles
2000-2002	Remplacement fonctionnel complet de vis du CP0	Vis nécessaires
1998-	Irradiations expérimentales : expertise complémentaire	IASCC, fluage, durcissement, gonflement

IASCC : Irradiated Assisted Stress Crack Corrosion

La conversion de flux a été réalisée en 1989 pour Fessenheim 1

Le remplacement se fait sur les vis jugées, nécessaires à changer, par calcul

L'endommagement est localisé dans les zones cumulant doses (avec effet de seuil), contrainte et température.

*Remplacement et contrôles réalisés ou prévus

Étude de dégradation du cloisonnement en considérant :

1-Pour les seules vis avec indications : détermination de configurations de dégradations limites acceptables pour poursuivre le fonctionnement : étendue de la fissuration acceptable en fonction de celle constatée.

2- Si toutes les vis sont fissurées : détermination du nombre et de la position des vis non fissurées nécessaires *a minima* pour le fonctionnement (264 vis réparties sur toute la hauteur du cloisonnement), avec un niveau de sûreté correct.

3- Le programme de remplacement de 2002 : prévision de remplacement 311 vis dont 34 présentaient des indications. Il a en fait été remplacé 309 vis de 5/8" et 5 vis M18 soit 314 vis.

4- Une stratégie de maintenance : examen complet de toutes les vis (remplacées et d'origine), puis à partir de la date de remplacement examen tous les 10 ans (à 1 an près) et remplacement des vis défectueuses.

Ce programme sera exécuté en 2011 pour Fessenheim 1.

2-Historique de la Gestion Cyclades du combustible

- *Études de faisabilité : de 1995 à 1996 ;
- *Études de conception : de 1996 à 1998 ;
- *Études de réalisation et Dossier d'Intervention : de 1998 à 1999 ;
- *Groupe Permanent des Réacteurs a donné son accord pour le combustible CYCLADES en juillet 1999 ;
- *Autorisation DGSNR de mise en œuvre en octobre 2000 ;
- *FESSENHEIM 2 a été chargé pour la campagne 20 de chargement en combustible, divergence en février 2001 ;
- *Déploiement progressif en 2001 et 2002 sur Fessenheim 1 et 2 ;
- *Fin du déploiement sur FESSENHEIM 1 et divergence du réacteur en décembre 2002 ;
- *Atteinte du cycle à l'équilibre de la gestion pour l'ensemble des 6 tranches du palier CP0 en fin 2005.

3-Organisation du projet Cyclades : impact sur l'exploitation

- *Adaptations et requalifications des matériels (réglages, seuils)
- *Modifications documentaires (RGE) ;
- *Impact sur l'exploitation du réacteur (RCN) ;
- *Impact sur la maintenance (PBMP) ;
- *Impact sur les Essais Périodiques (Règles d'Essais) ;
- *Impact sur la chimie du primaire ;
- *Impact sur la radioprotection et l'environnement ;
- *Impact sur la réception, le stockage, la manutention et l'évacuation du combustible ;
- *Impact sur le cycle du combustible à l'amont et à l'aval des CNPE.

4-Rappels des évolutions liées à la gestion Cyclades

*Objectifs

- Augmentation de la longueur naturelle de campagne de 280 à 380 ou 400 JEPP ;
- Passage d'une gestion annuelle à une gestion à 16 mois, sur un rythme de 3 arrêts en 4 ans (ou 2 en 3 ans), intéressante au plan économique et respectant la limite en taux de combustion de 52 GWj/t ;

*Principales évolutions

- Modification du fractionnement du 1/4 au 1/3 de cœur : recharges de 52 assemblages neufs ;
- Augmentation du taux d'enrichissement de 3.7 à 4.2 % ;
- Introduction de poisons consommables (Gadolinium) dans 28 assemblages sur 52 ;
- Augmentation de la concentration en bore.

Ces 2 dernières dispositions contribuent à la maîtrise de la réactivité : le gadolinium contribue à la maîtrise également des points chauds. Quant au bore, il permet le contrôle aussi bien en marche qu'en arrêt.

*Points inchangés

- Pas de changement du point de fonctionnement ;
- Pas de changement du mode de pilotage ;
- Pas de changement du schéma de grappes.

5-Principales conséquences du point de vue neutronique

- *Augmentation de la réactivité initiale du cœur
 - Conséquence du fractionnement moins important et de l'enrichissement accru ;
- *Diminution de l'efficacité des absorbants (bore, Xénon, grappes)
 - Conséquence d'un léger durcissement du spectre neutronique (voir annexe 8, spectre neutron plutonium plus « dur ») ;
- *Nécessité de maîtriser l'évolution des points chauds en irradiation
 - Conséquence de l'emploi de poison consommable (quand le poison disparaît => points chauds) ;
- *Augmentation des taux de combustion
 - Conséquence de l'allongement des campagnes.

6-Principales dispositions retenues

- Utilisation du poison consommable intégré sous forme d'oxyde de Gadolinium : Contribution à la maîtrise de la réactivité et des points chauds de la nappe de puissance ;
- Augmentation des concentrations en bore : contrôle de la réactivité en puissance et en états d'arrêt ;
- Surveillance renforcée lors des opérations de manutention ;
- Prévention du risque de criticité : changement de la configuration des grappes de commande en état d'arrêt ;
- Maintien de la sous-criticité en cas d'accident de dilution : Modification de la limite d'insertion du groupe D à basse puissance ;
- Tenue du combustible en cas d'éjection de grappe : Adaptation du système de protection et des STE (Spécifications Techniques d'Exploitation) ;
- Protection IPG (Interaction Pastille Gaine)

7-Évolutions d'exploitation liées au risque de criticité

*Dispositions retenues en situation cœur incomplet au rechargement

- Contrôle d'identité des assemblages au départ BK et à l'arrivée BR
- Surveillance en début du chargement par le boremètre

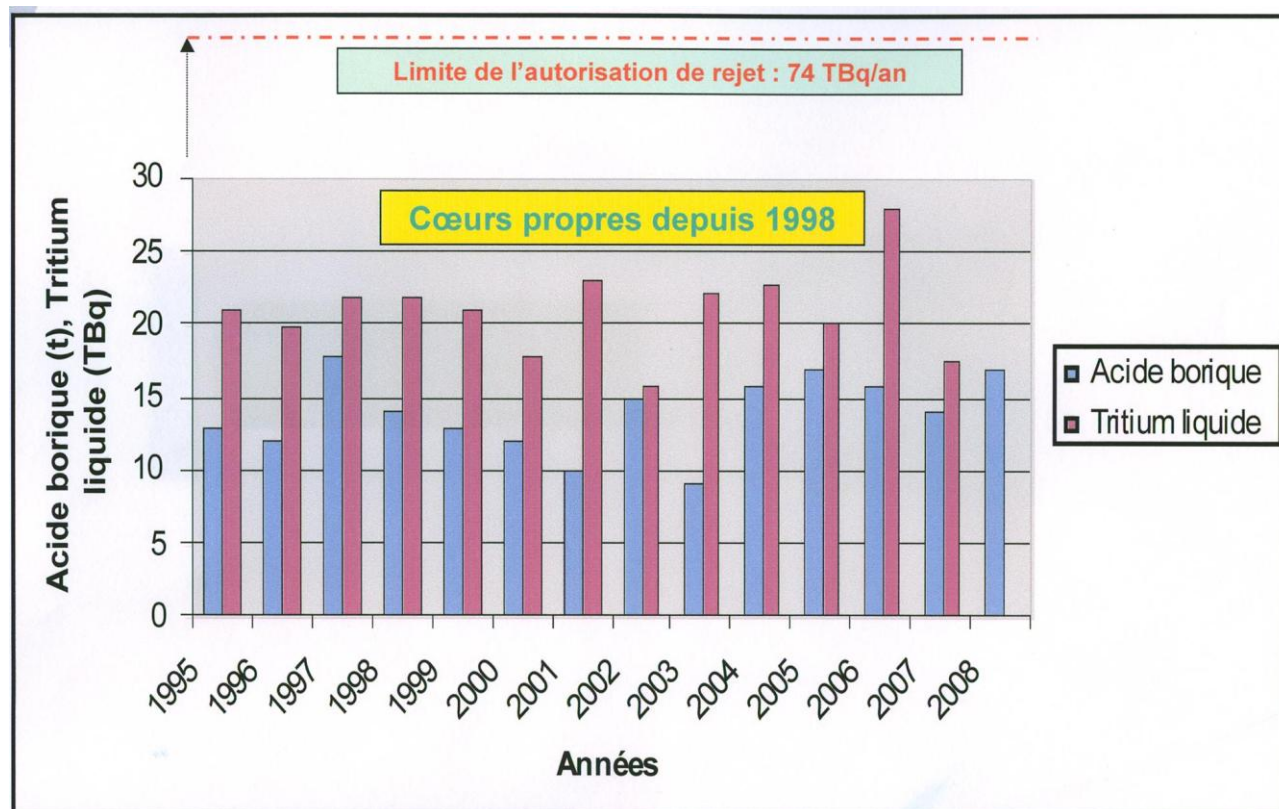
Surveillance de la concentration en bore par des mesures de chimistes toutes les 8 heures, renforcée en cas d'indisponibilité du boremètre

*Dispositions retenues en situation cœur complet vis-à-vis du risque de dilution

- Abaissement du seuil « flux élevé à l'arrêt » à $1.7 \Phi_0$ en API (Arrêt Pour Intervention) et APR (Arrêt pour Rechargement)
- Concentration en bore requise minimale de 2385 ppm

8-Gestion cœur propre

*Historique des rejets de bore et de tritium



Limite de l'autorisation de rejet : 74 TBq/an : fonctionnement en cœur propre depuis 1998

9-Conclusions

*Bilan d'ensemble pour l'exploitation des cœurs

- Pas de difficultés notables dans l'exploitation des cœurs sur site et en bureau d'études
- Bon comportement de la chaîne de calcul des cœurs
- Dispositions spécifiques vis-à-vis du risque de criticité
- Pas de diversification des fournisseurs de combustible pour l'instant
- Bon comportement du combustible : peu d'endommagements et très peu de pertes d'étanchéité du gainage
- Aucune perte d'étanchéité du combustible sur FESSENHEIM 1 depuis 1995

10-Modalités d'entreposage des assemblages de combustibles neufs et usés

*Description des lieux de stockage du combustible neuf

--Stockage sous eau

-**Conception initiale** : Les piscines BK sont équipées de 312 alvéoles (ou râteliers) de stockage d'éléments combustibles UO_2 à 3.7% en U_{235}

Le k_{eff} doit être inférieur à 0.95 en fonctionnement normal : cette valeur est maintenue par un espacement entre les alvéoles, et le maintien de la concentration en bore (ou Cb) de l'eau PTR de la piscine du BK (Bâtiment Combustible).

-Occupation globale des 312 alvéoles:

- 52 assemblages irradiés issus de la dernière campagne,
- 25 réserves de gestion
- 157 alvéoles vides dites réserve de sûreté
- 78 alvéoles vides ou cas particuliers (déchets activés)

-Surveillance :

- Prélèvement périodique de l'eau borée de la piscine BK : Cb entre [2000 ppm et 2515 ppm]
- Suivi continu par les balises g KRT

Évolution de la conception pour CYCLADES*--Stockage « à sec » de combustible neuf****-Conception initiale : Espacement entre les alvéoles.**

-Occupation globale des 58 alvéoles : entre 0 et 4 alvéoles pour raisons économiques ou d'exploitation doivent être laissées libres.

--Évolution de la conception pour Cyclades : Impact de la nouvelle gestion CYCLADES :

-Conception : Études du risque de criticité de l'entreposage sous eau et « à sec » du combustible neuf enrichi à 4,2% (1998-2000), on arrive à $k_{eff} > 1$ dans la configuration suivante :

Dans les locaux de stockage « à sec » : les conditions accidentelles retenues sont les suivantes =>brouillard d'eau à 0.05 g/cm³ et béton contenant moins de 7% d'eau et du fait de l'impact sur les hypothèses d'accidents de dilution, ceci entraîne de maintenir une concentration bore : Cb PTR entre [2385 ppm ; 2575 ppm]

-Nécessité de prescriptions:

- Conception du local : condamnation physique de 4 alvéoles de stockage sec.

--Exploitation :**A- Occupation globale des 312 alvéoles**

- 52 assemblages irradiés issus de la dernière campagne.
- 52 assemblages irradiés issus de l'avant-dernière campagne, ou 52 assemblages neufs pour la future campagne.
- 25 alvéoles sont pour réserve de gestion.
- 157 alvéoles vides: réserve de sûreté.
- 26 alvéoles vides ou cas particulier (un assemblage fuyard par exemple).

B- Besoin de marge complémentaire:

-Conception de la piscine BK : mise en place de 70 alvéoles de stockage de déchets activés.

C- Surveillance :

- Taux d'occupation des piscines BK

Retour d'expérience « Tokai Mura » (1999) : Revue de référentiel « criticité » :*A- Études du risque de criticité en fonctionnement et incidentel/accidentel (2000-2003) :**

- pour les phases de rechargement et déchargement, pour les phases de réception et d'évacuation du combustible, pour les phases de restauration du combustible :

- $k_{eff} > 1$ (zone de criticité où il ne faut pas se trouver) ce qui arriverait dans la configuration accidentelle de catégorie IV hautement improbable suivante : Chute d'un assemblage combustible ayant entraîné une dispersion de pastilles de combustible, puis regroupement de 430 kg de pastilles (soit 83% de l'assemblage) sous eau borée à 2000 ppm,

donc

-nécessité de prescriptions : **interdiction de récupérer**, lors de la gestion de l'accident, les pastilles combustibles en cas de perte d'intégrité de la gaine.

B- Prescriptions de conception :

- dans le local de stockage du combustible neuf : **Absence de conduite d'eau ;**
- Autres prescriptions d'exploitation : pour les phases de réception ;
 - Vérification de l'enrichissement du combustible ;
 - Retrait des housses de vinyle protectrice ;
 - Interdiction de stocker de la matière inflammable dans le local de stockage « à sec ».
- Formation des intervenants dans le domaine de la criticité neutronique

Règles d'exploitation actuelle*-Prescriptions d'exploitation : Règles Particulières de Conduites pour les 5 activités :**

- Déchargement et rechargement (suivi CNS et Cb, contrôle de la position de l'assemblage) ;
- Réception (Contrôle numéro d'assemblage, contrôle de la position de l'assemblage) ;
- Évacuation (Contrôle numéro et irradiation de l'assemblage, contrôle de la position de l'assemblage) ;

-Activités en Bâtiment Combustible (compteur d'eau SED pour toute activité de rinçage d'outils, contrôle de la position de l'assemblage).

***Règles organisationnelles lors du renouvellement du combustible**

-Retour d'expérience de Cattenom/Golfech/Gravelines (2003-2004) ayant conduit à mettre en œuvre des pratiques de fiabilisation :

--Briefing et Pré-Job-Briefing,

--Contrôle croisé par des moyens indépendants (sur le numéro d'assemblage, sur la position de l'assemblage) en BR comme en BK

***Gestion des évolutions : exemple de la mise en place de râteliers d'entreposage de déchets activés**

-Besoin de sûreté : garantir la disponibilité de 157 alvéoles en BK

Modification : mise en place de 70 alvéoles d'entreposage de déchets activés (crayons de grappes, doigts de gants RIC)

-Réexamen des études de criticité

Ces 70 alvéoles ont un pas de 220 mm environ (400 environ pour les râteliers de stockage sous eau)

-Nécessité de prescriptions:

Règles organisationnelles : à la préparation (vérification des documents), lors de la réalisation (contrôle, mode défini d'utilisation du pont lors des manutentions)

Moyens matériels : aire de circulation limitée du pont dans son mode normal

11- Description des dispositifs d'évacuation combustible

***Transport** : valeurs réglementaires

-Contamination surfacique : 4 Bq/cm²

-Débit de dose maximum : Au contact du colis (non accessible) = 2 milliSv/h

Au contact du wagon = 2 milliSv/h

A deux mètres du wagon = 0.1 milliSv/h

-Seuils de déclaration pour les Evènements Importants pour les Transports (EIT) et les Evènements Significatifs pour le Transport (EST)

Activité surfacique	E.S.T Niveau 0		
1000 Bq/cm ²		E.S.T Niveau 1	
400 Bq/cm ²		E.S.T Niveau 0	E.S.T Niveau 1
100 Bq/cm ²	E.I.T	E.I.T	
50 Bq/cm ²			E.S.T Niveau 0
4 Bq/cm ²		CONFORME	(o)
0	Zone de la lèchefrite	Zone Inaccessible	Zone Accessible

***Type d'emballage**

- TN12/1 et TN12/2 – Chargement de 12 assemblages maximum – puissance maximale 60 kW

***Chargement**

- Sous eau, emballage plongé dans le compartiment cercueil
- Vidange séchage : supprimer un maximum d'eau afin d'éviter tout risque de radiolyse
- Mise sous vide - contrôle d'étanchéité : Éviter toute fuite vers l'extérieur tout en garantissant l'évacuation de chaleur

***Contrôle de contamination**

PREMIER NIVEAU : Intervenant EDF : service Généraux (SGX)

SECOND NIVEAU : Entité de contrôle EDF : Service PRévention (SPR)

TROISIEME NIVEAU : Organisme indépendant habilité par le ministère de la santé (SGS Qualitest ou APAVE)

- Valeur maximale de contamination : 1 Bq/cm² sur frottis réglementaire

***Moyens de protection**

- Jupe remplie d'eau pendant les opérations de conditionnement ;
- Protection de l'emballage par de la résine ;
- Les agents peuvent travailler à distance : local protégé par une vitre au plomb et des murs épais de 15 cm.

***Dosimétrie individuelle et collective**

- **Mesure du débit de dose neutron** venant de l'emballage : utilisation du CRAMAL 21 ou 31 (débit de dose : de 2 nanoSv/h à 200 milliSv/h et gamme d'énergie des neutrons de 0,5 keV à 2 MeV) ;
- Pendant toute la durée des opérations, les intervenants portent les dosimètres actifs et passifs gamma et neutron ;
- **Dosimétrie gamma** : film OSL : seuil 0,1 milliSv ; dosimètre électronique Saphidose ; comptabilisation des nanoSv.
- **Dosimétrie neutron** : film passif Neutrak T : seuil 0,1 milliSv depuis mai 2008 et dosimètre électronique DMC2000 : comptabilisation des nanoSv depuis le 01/01/2009.

***Temps de refroidissement en piscine de désactivation**

Il est passé de 12 mois à 18 mois : les emballages sont les mêmes et la puissance résiduelle reste fixée à 60 kW

12-Dosimétrie neutron***Dosimètres passifs neutron**

EDF a doté l'ensemble de son personnel, exposé au risque neutron, de dosimètres passifs neutron. Un courrier a été envoyé à toutes les entreprises prestataires d'EDF pour rappeler cette exigence.

Le choix s'est porté sur le NEUTRAK T® qui a obtenu un avis favorable fin 2004 et récemment fin 2007.

Le Neutrak T® avait un seuil d'enregistrement à 0,2 mSv avec un pas de lecture de 0,1 mSv. **Ce seuil a été ramené à 0,1 mSv avec un pas de lecture à 0,01 mSv**

A- Le port des dosimètres passifs si travaux en ZS (Zone Surveillée) et risque neutron identifié

B- Le port des dosimètres passifs si travaux en ZC (Zone Contrôlée) et risque neutron identifié (DeD -Débit de Dose- supérieur à la limite de détection de nos radiamètres neutron)

***Dosimètres opérationnels neutron**

Port des dosimètres opérationnels si travaux en ZC et risque neutron identifié (DeD supérieur à la limite de détection de nos radiamètres neutron)

***Principales activités à risque : port de dosimètres passifs et opérationnels neutron**

- Évacuation de combustible
- Manipulation de sources neutron,
- Accès BR tranche en puissance,
- Accès locaux sources (dans la zone identifiée),
- Accès boremètre (dans la zone identifiée),
- Accès verrous tranche en fonctionnement (dans la zone identifiée)

Troisième réunion : 8 juin 2009

I- Comptabilisation des situations du CPP et des CSP : Doctrine

I- Objectifs de la comptabilisation des situations du CPP et des CSP

*Justifier que les conditions d'exploitation ne sont pas plus sévères que celles du dossier des situations (DDS), qu'elles restent en permanence compatibles avec les justifications techniques apportées concernant leur résistance.

*Participer au retour d'expérience de l'usage effectif des appareils afin de remettre à jour, chaque fois que nécessaire, les dossiers de référence réglementaires (DRR) et les conditions et procédures d'exploitation.

*Disposer d'un système documentaire relatif aux situations subies par le CPP et les zones des CSP soumises à d'importantes sollicitations cycliques : ces objectifs sont précisés dans l'arrêté CPP-CSP du 10/11/1999.

2- Référentiel de conception (DRR)

*Le dossier des situations (DDS) définit les actions de pression, température, débit, affectant le comportement des ESP de la chaudière, nécessaires à la justification mécanique

*Catégories des situations

-Situations de 2e catégorie : fonctionnement normal, régimes transitoires et incidents courants de fonctionnement

-Situations de 3e catégorie : exceptionnelles liées à des circonstances accidentelles très peu fréquentes

-Situations de 4e catégorie : dans des circonstances accidentelles hautement improbables

-Situations d'épreuves et d'essais hydrauliques

*Situations d'ensemble de la chaudière

-Situations particulières à certains ESP (circuits auxiliaires du CPP)

-Sollicitations thermohydrauliques locales définies pour certaines zones sensibles.

3- Principes de la comptabilisation des situations

*Comptabilisation des sollicitations des ESP à partir de l'instrumentation d'exploitation sur la base des situations de conception du DDS : suivi et collecte des signaux d'exploitation

*Comptabilisation des situations d'ensemble de la chaudière

-directe pour les gros composants (pression, température, fonction...)

-indirecte/implicite pour certains ESP dont les sollicitations sont la conséquence des situations d'ensemble (ligne d'expansion pressuriseur) : détection des transitoires d'exploitation significatifs

*Comptabilisation des situations particulières à certains ESP : signaux d'exploitation des circuits auxiliaires

*Comptabilisations complétées par le suivi des sollicitations thermo hydrauliques locales définies pour certaines zones sensibles : identification et affectation des transitoires à une ou plusieurs situations de conception

*Enregistrement :

-Dossiers journaliers : fiches de détection, caractérisation du transitoire et affectations à des situations connues ou bien traitement en transitoires non classés pour constituer les dossiers

-Bilans annuels : tenue à jour du décompte des transitoires comptabilisés

-Archivage des documents

4- Utilisation des résultats de la comptabilisation

*Analyse annuelle

-Analyse de l'évolution des nombres d'occurrences observées (visant à anticiper un dépassement)

-Résumé des analyses fonctionnelles

-Faits marquants, suivi des dispositions prises pour réduire le nombre ou la sévérité des transitoires

*Processus de traitement d'écart et retour d'expérience

-Dépassement du nombre d'occurrences DDS = écart à justifier

-Déclaration d'un ESS en cas de dépassement sans justification préalable

II Suivi en service des CPP/CSP : Évènements marquants du REX

1-Enjeux

*Sûreté : intégrité deuxième barrière (selon les exigences de l'Arrêté Exploitation du 10/11/1999)

-**Identification des zones sensibles en fatigue** : zones à facteur d'usage élevé dans les analyses d'ingénierie, révélées par le REX et sollicitées par des chargements complexes tels que les tuyauteries et/ou piquages des CPP/CSP (RIS accumulateur/RRA refoulement ou tronçon commun ANG/ASG) ou encore des volutes de groupes moto-pompes primaires (GMPP) ou pressuriseur. Les autres gros composants (GV, cuve) sont peu sollicités en fatigue.

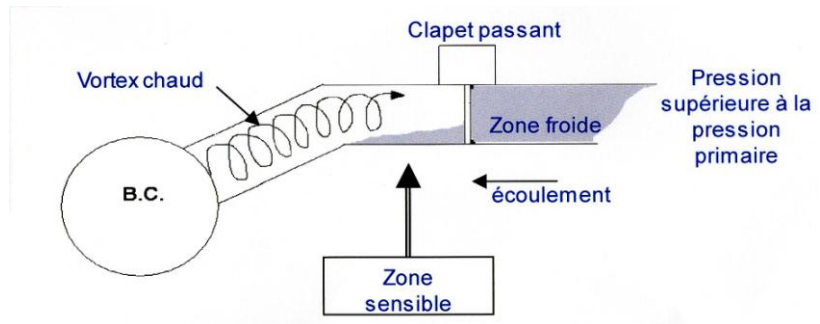
-**Examen systématique des zones sensibles** et examens complémentaires par sondage de zones non sensibles : fatigue thermique dans les bras morts RIS du CPP. Dans certains cas, expertises ciblées et suivi des indications détectées en exploitation : incident à Civaux (1998) => fuite en service sur un coude en sortie d'un té de confluence chaud/froid.

*Zones à chargement complexe :

1-Bras mort =>RIS

Fatigue thermique dans les bras morts RIS du CPP**Programme END systématique :**

- *Découvertes de fissures
 - Phénomène d'instabilités entre une fuite froide entrante (inétanchéité d'une vanne) et le vortex chaud du primaire
 - *Fissuration traversante possible en 1 cycle s'il y a une fuite de 300l/h
 - * modification correctrice : suppression des arrivées d'eau parasites (déconnexions des liaisons RIS/RPE)
- APPLIQUEE à FSH1 depuis 2001**

**2-Zone de mélange =>RRA**

- *Fatigue thermique à un grand nombre de cycles due au fonctionnement prolongé de 2 circuits confluent à fort écart de température (1500h avec écart jusqu'à 165°C à Civaux)
- *Découverte de fissures sur les tés RRA des autres tranches d'où remplacement des tés de mélange RRA sur les 58 réacteurs **dont FSH1**

3-Zone de mélange (ZM) =>Identification des zones sensibles des circuits IPS

- *L'application de la méthodologie d'analyse des ZM conduit à identifier, pour le palier 900 MWe, et en particulier Fessenheim 1, les zones de mélange sensibles suivantes :

-Zone du piquage 3'' de la ligne de charge RCV en branche froide → déposé en 2002 sur FSH1 et expertisé : aucune amorce de fissure thermique dans le piquage, tant côté tuyauterie primaire que côté tuyauterie auxiliaire et manchette thermique

-Zone des piquages 6'' des lignes RIS injection de bore en branche froide → END volumique en VD3

-Zone des piquages ASG/ANG → END volumique périodique

-Zone du té d'aspersion auxiliaire sur aspersion principale du pressuriseur → expertisé en VD2. Radiographie en VD3

-Té RRA de mélange principal en aval échangeur → END volumique toutes les 450 h de fonctionnement du RRA à température > 90°C

4-Suivi de fonctionnement des zones de mélanges

-Modifications de conduite : déconnexion du RRA à 130°C, Essai périodique (EP) ASG (alimentation de secours des GV) à plein débit et à 10% de la puissance nominale, limitation des durées de fonctionnement en mélange dans les piquages RCV, RIS et té ANG/ASG

-Comptabilisation des situations : suivi des durées de fonctionnement (heures et plage de températures) des zones de mélange sensibles

5- Zones à Chargements complexes :Tronçon commun ANG/ASG

Situation à FSH1 : changement GV réalisé en 2002 → Mise en place à cette occasion de composants neufs pour la partie raccordée au GV du tronçon commun ANG/ASG et suivi en service PBMP : RT (radiographie) tous les 40 mois des soudures entre le clapet ANG et le GV.

6- Zones à Chargements complexes : Barrières Thermiques des GMPP (Groupes moto pompes primaires)

Rénovation des BT : nouvelle conception de l'enveloppe et mise en place de nouvelles brides des BT

III Affaire fatigue thermique :**Essais non destructifs et Recherche et développement procédés novateurs****1-Contexte**

*La santé des composants en service est diagnostiquée par la mise en œuvre d'Essais Non Destructifs (END) tout au long de l'exploitation des tranches

*Les END visent (majoritairement) à détecter et caractériser les discontinuités présentes dans les composants

*Plusieurs méthodes, basées sur des phénomènes physiques différents, sont disponibles

-Contrôle surfacique: Ressuage, Magnétoscopie, Courants de Foucault

-Contrôle volumique: Ultrasons, Radiographie

2-Cas des « zones de mélanges »

*Les zones potentiellement affectées par la fatigue thermique ont été identifiées de l'affaire parc Fatigue Thermique des zones de mélange des circuits IPS.

*Des END ont été requis sur un certain nombre de zones nouvelles (non contrôlées jusque-là) dont certaines n'avaient jamais fait l'objet de développement industriel.

*Le cas des « becs de piquage d'injection sur le circuit primaire » constitue un cas complexe de nouveau développement : exemple du « piquage de la ligne de charge du circuit RCV » (Implantation sur une portion droite de la tuyauterie primaire moulée ou forgée difficile d'accès)

Exemple : piquage sur le circuit RCV (réacteur Contrôle Chimie Volumétrique)**Examen piquage RCV**

Exemple du « piquage de la ligne de charge du circuit RCV » (Implantation sur une portion droite de la tuyauterie primaire moulée ou forgée difficile d'accès)

*Exigences fonctionnelles=> Défaut recherché : fissure de fatigue thermique présentant les caractéristiques suivantes

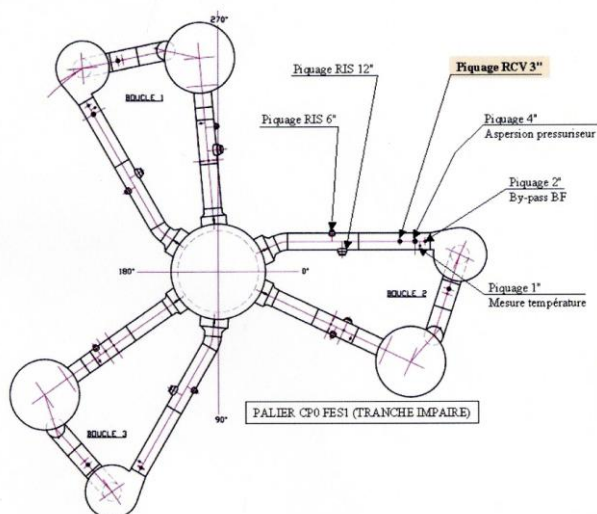
-amorcée en paroi interne de la tuyauterie primaire, à proximité du bec du piquage

-Isolée ou au sein d'un réseau de fissures radiales de type faïençage thermique, de hauteur moins importante que le défaut (hauteur maximale de 3 mm).

-Hauteur ≥ 10 mm

-Longueur (en peau interne) ≥ 60 mm

-Plan de propagation perpendiculaire à la paroi interne



Appréciation EDF sur la nécessité de R&D : Des inconnues existent sur la possibilité de vérification d'amorces de dommages ; EDF a lancé des programmes de travail en collaboration avec des laboratoires universitaires. Dans la mise au point d'une solution, il faut comprendre le phénomène, simuler le défaut et améliorer la possibilité de contrôler le composant. Or, des phénomènes nouveaux (en liaison avec le vieillissement ?) étant apparus, la R&D s'imposait.

IV : VD3 Fessenheim 1 : Programmes d'inspections

1-Objectifs et démarche des inspections en service

L'inspection en service est définie au travers de programmes de maintenance ou PBMP (Programmes de Base de Maintenance Préventive), établis pour les différents équipements CPP-CSP en conformité avec la réglementation (arrêté du 10 novembre 1999) et le code RSEM. Les techniques d'Examens Non Destructifs sont les suivantes : examen visuel ou télévisuel, ressuage, magnétoscopie, courants de Foucault, radiographie, ultrasons, test d'étanchéité, écoute acoustique.

*Gestion de dégradations (exemple : adaptateurs de couvercle en alliage 600 sensible vis-à-vis de la corrosion sous contrainte)

*Détection de dégradations potentielles identifiées au travers des études ou du retour d'expérience d'exploitation (exemple : zones identifiées sensibles à la fatigue)

*Défense en profondeur : confirmer l'absence de dégradation sur les zones considérées sans risque (exemple : soudures de tuyauteries primaires)

2-Circuit primaire principal

Cuve, tuyauteries primaires et tuyauteries auxiliaires, pressuriseur, GMPP (volute), GV (enceinte primaire, faisceau tubulaire), robinetterie et soupapes de sûreté du pressuriseur, dispositifs auto-bloquants (DAB) et dispositifs anti-débattement (DAD) des gros composants, dispositifs auto-bloquants (DAB) des tuyauteries

3-Circuit secondaire principal

GV (enceinte secondaire), tuyauteries principales et de faible diamètre, robinetterie et soupapes de sûreté, dispositifs auto-bloquants (DAB) des tuyauteries

4-Programme d'Investigations Complémentaires (mise en œuvre : lors des premières VD3 du palier 900 MWe)

Objectif : conforter les programmes d'inspections (PBMP) en s'assurant de l'absence de dégradation sur des zones considérées sans risque de dégradation en service

Domaines : CPP/CSP, tuyauteries et bâches hors CPP/CSP, enceinte, génie civil hors enceinte,

Fessenheim 1 :

- Examens (visuels et télévisuels) de tuyauteries VVP,
- Examens de tuyauteries RIS (ressuage, radiographie de soudures)
- Examens de tuyauteries ASG - hors CSP (visuels, télévisuels et ressuage de piquages de petit diamètre)
- Examens de l'enceinte (mesures d'épaisseur de tôle métallique du fût, examen visuel de fourreaux de traversées)

ANNEXES

ANNEXE 1

CONVENTION QUADRIPARTITE

Modalités de réalisation des expertises ciblées lors de la visite décennale n°3 de Fessenheim 1

Entre,

- ♦ Le Département du Haut-Rhin représenté par le Président du Conseil Général du Haut-Rhin en exécution d'une délibération de la Commission Permanente du Conseil Général en date du 7 novembre 2008,

- ♦ L'Autorité de Sûreté Nucléaire, (ASN) ci-après désignée l'État représentée par son Président et par délégation, le secrétaire général de l'ASN, Alain DELMESTRE,

et,

- ♦ Le Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) EDF ayant son siège à FESSENHEIM représenté par Monsieur le Directeur Jean-Philippe BAINIER,

et

- ♦ Les experts :
 - ⇒ Le Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire (GSIEN)
 - ⇒ Les experts mandatés par le Comité Scientifique de l'Association Nationale des CLI (ANCLI),

d'autre part ,

il a été convenu ce qui suit :

Préambule

En 1989, lors de la première visite décennale du réacteur 1 de la centrale nucléaire de FESSENHEIM, plus ancienne centrale nucléaire à eau sous pression du palier 900 MW, la Commission Locale de Surveillance (CLS) du Conseil Général du Haut-Rhin avait fait réaliser une expertise indépendante sur la sûreté de la centrale et son impact sur l'environnement.

À l'occasion des deuxièmes visites décennales (VD2) en octobre 1999 et juillet 2000, la CLS a réitéré l'expertise indépendante sur les thèmes de la sûreté et de l'impact environnemental pour le réacteur 1 puis sur le thème de la sûreté pour le réacteur 2.

À l'occasion des troisièmes visites décennales (VD3) de l'unité de production n° 1, la CLS souhaite la réalisation d'une nouvelle expertise.

La CLS actuelle sera remplacée à partir du 1^{er} janvier 2009 par la Commission Locale d'Information (CLI) du CNPE de FESSENHEIM.

La CLS et la future CLI interviendront dans le cadre de la présente convention pour le compte du Département du Haut-Rhin, partie prenante de la convention.

Cette expertise est cofinancée à hauteur de 50 % par le Département du Haut-Rhin et par l'ASN à hauteur de 50 %.

Article 1 : Objet et définition de la mission d'expertise

Sur proposition de la CLS, le Département et l'ASN confient à des experts, la réalisation d'une expertise sur les thèmes figurant sur la liste ci-dessous :

- **Suivi des suites de la VD2 de Fessenheim 1 : bilan de la VD2, quelle expérience pour la VD3 ?**

- **Cuve** : Vieillesse de la cuve de Fessenheim 1 et suivi des défauts vus en VD2.

- Analyse de tenue des cuves
- Épreuve hydraulique
- Programme de surveillance et acceptabilité des défauts.

- **Défauts de fatigue** :

1-Analyse du programme de contrôle et du programme d'investigation complémentaire.

- Circuit primaire (hors cuve)
- Générateurs de vapeur (amélioration)
- Tous les circuits importants pour la sûreté (RRI, RRA, ...)
- Pompes primaires

- *Pressuriseur*

2-Analyse et suivi des "situations" (solicitations du matériel lors des variations rapides en pression et température). Application à la tenue des matériels sollicités

- *Influence sur le pilotage du réacteur et du pilotage sur ces situations.*
- *Influence sur la sûreté.*

- Enceinte de confinement :

- *État de la troisième barrière (peau acier et béton)*
- *Épreuve enceinte*
- *Filtre à sable (procédure U5). Que devient cet élément de sûreté (en séquence accidentelle) pour la VD3 ?*
- *État des lieux en ce qui concerne l'installation des recombinaisons d'hydrogène*

- Analyse des événements significatifs et influence sur la sûreté

- *Analyse des événements significatifs sûreté déclarés à l'ASN et des éventuels dysfonctionnements pouvant altérer la durée de vie des équipements.*
- *Mise en perspective : événements répétitifs, événements survenus en exploitation, événements survenus lors des phases d'arrêt du réacteur*
- *Analyse des incidents génériques : implication du site*
- *Analyse de la prise en compte des facteurs organisationnels et humains*

- Combustible

- *Retour d'expérience sur l'impact de la mise en œuvre de la gestion du combustible (Cyclades), la suite des VD2 : allongement des cycles, stockage des combustibles neufs, puis stockage en piscine, manutention, transport des combustibles usés*

Article 2 : Relations entre les experts et la CLS

Les experts sont :

- le Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire (GSIEN)
- Les experts mandatés par l'ANCCLI (restant à définir)

Le Département du Haut-Rhin charge le bureau de la CLS et en présence de l'ASN et d'EDF de suivre régulièrement l'avancement de l'étude, d'examiner les rapports d'étape avec le cas échéant des représentants des experts en appui à la CLS ; la direction de l'Environnement et du Cadre de Vie interviendra en appui au Président de la CLS pour le bon déroulement de la mise en œuvre de la convention et des expertises.

Liste nominative du bureau en fonction à la date de la signature de la convention :

M. Charles BUTTNER – Président de la CLS et Président du Conseil Général
 M. Michel HABIG – Président délégué de la CLS et Président de la Commission de l'Agriculture de l'Environnement et du Cadre de Vie du Conseil Général
 M. Etienne BANNWARTH – Conseiller Général
 M. Jean-Paul LACOTE – Membre d'Alsace Nature
 M. Christophe HARTMANN – Président d'Alter Alsace Energie
 M. François BERINGER – Maire de Blodelsheim
 M. Jean-Louis SCHELCHER – Maire de Barga

L'ensemble des parties s'interdit toute déclaration publique ou médiatique en dehors des séances plénières de la CLS.

Article 3 : Durée de la convention

L'expertise objet de la présente convention débutera le 1^{er} janvier 2009 et devra être achevée au plus tard 2 mois après l'achèvement de la VD3 de FESSENHEIM 1.

Le rapport des experts sera remis et présenté au CNPE, à l'ASN et au bureau de la CLS, dans le cadre d'une réunion organisée au moins 15 jours avant la réunion de clôture de la CLS.

Une réunion de clôture sera organisée par la CLS. Les experts présenteront les conclusions de leur rapport au cours de cette réunion.

Article 4 : Caractéristiques du financement

4.1 Coût de l'expertise et financement

L'expertise a un coût total de 50.000 € TTC. Cette dépense est financée sur les fonds du Département du Haut-Rhin à hauteur de 25.000 € et par l'ASN pour un montant maximal de 25.000 €.

Le Département du Haut-Rhin sera le porteur du projet au sens comptable puisqu'il vérifiera le caractère libératoire du paiement de l'expertise. En outre, il versera les avances requises par l'expertise. Il émettra à l'encontre de l'ASN, un état des dépenses dues au titre de la présente convention pour le remboursement de la quote-part qui lui incombe.

4.2 Paiement par le Département du Haut-Rhin

Le paiement interviendra pour 30 % dans le mois suivant la signature de la convention et après les premières réunions de travail, 30 % après remise d'un rapport d'avancement de l'expertise, les 40 % restants dans le mois suivant la remise du rapport final.

4.3 Reversement

Dans le cas où le rapport final ne serait pas remis du fait de la défaillance de ses auteurs, les 60% versés lors des acomptes devront être restitués au prorata des éléments réellement fournis par ses auteurs au Département du Haut-Rhin.

4.4 Pièces demandées en clôture de paiement

Les experts fourniront un rapport final écrit en 3 exemplaires originaux (CNPE - ASN - Bureau de la CLS) précisant leur position sur les thèmes examinés.

Article 5 : Relations entre les experts et EDF

Les experts et EDF conviendront au plus tard pour fin 2008 d'un calendrier fixant les objectifs et le planning des réunions de travail.

Les experts formuleront par écrit leurs questions au représentant désigné par le CNPE de Fessenheim avec copie à la CLS et à l'ASN.

Des réunions seront organisées, si besoin, pour expliciter les questions et les réponses apportées.

Le CNPE de Fessenheim s'engage à répondre aux questions des experts, en indiquant le délai nécessaire pour rassembler les informations complémentaires ou, le cas échéant, en précisant pourquoi certaines informations ne peuvent être transmises. Les copies de ces courriers seront adressées à la CLS et à l'ASN.

Dans le cadre de l'expertise, des visites pourront être organisées sur le CNPE ; les experts respecteront les procédures et les délais nécessaires aux formalités d'accès. EDF pourra restreindre certaines visites pour des raisons de sécurité et/ou de secret industriel et commercial.

Le CNPE disposera d'un délai de 10 jours pour présenter ses observations avant la réunion de clôture de la CLS.

Article 6 : Relations entre les experts et l'Autorité de Sûreté

Les experts et l'ASN conviendront au plus tard pour fin 2008 d'un calendrier fixant les objectifs et les modalités du planning de travail ainsi que l'ordre de priorité des thèmes. Le programme de travail devra être compatible notamment avec la charge de travail induite pour l'ASN.

Le Délégué territorial de la division de Strasbourg est le représentant de l'ASN ; à ce titre, il assure la liaison entre l'ASN et les experts mandatés par la CLS.

Les experts formulent par écrit leurs questions au représentant de l'ASN pour les informations relevant de ses attributions. En cas de délai important pour réunir la documentation, le représentant de l'ASN le précisera rapidement aux experts.

Des réunions thématiques, le cas échéant à Strasbourg, Paris ou Dijon, permettant un échange direct entre les experts mandatés et les services de l'ASN pourront être organisées.

Les éventuels points de divergence entre les experts mandatés par la CLS et le CNPE sont communiqués à l'ASN. L'ASN pourra exprimer sa position sur le sujet concerné.

Les rapports des experts sont communiqués deux semaines à minima avant les réunions plénières de la CLS.

Article 7 : Confidentialité des documents

Protection des informations émanant d'EDF et qui sont amenées à figurer dans le rapport :

Sur le plan de la confidentialité : EDF transmet les seules informations entrant dans le cadre de l'objet de la convention (cf. article 1). Pour certaines de ces informations destinées à rester confidentielles en conformité avec l'article 19 de la loi transparence en matière de sécurité nucléaire du 13 juin 2006, les experts et les représentants du Département et de

la CLS s'engage à en conserver la confidentialité et s'interdisent de les divulguer et de les communiquer à quiconque (hormis EDF et l'ASN).

La CLS se réserve le droit de diffuser et de porter à connaissance, à titre gratuit, tout ou partie du rapport d'expertise dans les limites d'application des dispositions découlant de l'article 19 de la loi TSN.

La diffusion à la presse de ce rapport sera exclusivement assurée par le président de la CLS après la réunion de clôture de la CLS. Les experts s'engagent à ne pas faire usage de ce rapport dans leurs relations avec la presse.

Les experts, s'engagent à ne faire aucun usage des informations reçues sauf accord préalable de la CLS et ne disposent d'aucun droit d'exploitation industrielle ou commerciale, de reproduction ou d'utilisation de ces informations.

Article 8 :

La présente convention a été établie en 6 exemplaires originaux, lus, acceptés et signés par les parties. Chacune des dites parties recevra un exemplaire original de la convention.

ANNEXE 2

Glossaire

Liste des abréviations

Accéléromètre : sismographe adapté à l'enregistrement des fortes secousses. Il mesure l'accélération.

AAC : Arrêt à Chaud,

AAF : Arrêt à Froid

AAR : Arrêt Automatique du Réacteur

ADR : Accident De Référence

ANG : eau alimentaire des GV

AN/GV : Arrêt normal sur GV

AN/RRA : Arrêt normal sur RRA

APE : Approche par Etat du réacteur

APG : purge GV

API : Arrêt pour Intervention

APP : Alimentation Pompes Primaires

APR : Arrêt pour Rechargement

APRP : Accident avec Perte Réfrigérant Primaire

ARE : Alimentation normale des GV

ASG : Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur

ATEX : ATmosphère Explosive

BAC : Bâtiment Annexe de Conditionnement

BAG : Bâtiment des Auxiliaires Généraux

BAN : Bâtiment Auxiliaires Nucléaires

BAS : Bâtiments des Auxiliaires de Secours

BC : Branche Chaude

BF : Branche Froide

BK : Bâtiment combustible

BL : Bâtiment Electrique

BP : Basse Pression

BR : Bâtiment Réacteur

BTE : Bâtiment Traitement des Effluents

BZ : Bâtiment stockage des gaz et produits chimiques

dpa : déplacement par atome

Cb : Concentration en bore

CPP : Circuit Primaire Principal

CRD : Centre de Regroupement de Déchets conventionnels

CSC : Corrosion Sous Contrainte

CSP : Circuit Secondaire Principal

DAB : Dispositif AutoBloquant

DAC : Décret Autorisation Construction

DARPE : Dossier d'autorisation de rejets et de prélèvements d'eau

DAPE : Dossier d'Aptitude à Poursuivre l'Exploitation

DDC : Début de Cycle

DDV : Début de Vie

DDR : Défauts Dans Revêtement

DIDR : Décohésion Intergranulaire Dues au Réchauffage

DMP : Dispositifs et Moyens Particuliers

DSR : Défauts Sous Revêtement

DT : Déclenchement Turbine ou Directives Techniques

DVK : Ventilation bâtiment combustible

DVN : Système de Ventilation

EAS : Echangeur eau Aspersion et recirculation

EBA : système de ventilation du bâtiment réacteur à l'arrêt

ECF : Circuit de Contrôle global des Fuites de l'Enceinte

ECOT : Examen de CONformité des Tranches

EDP : Evaluation Dosimétrique Préalable

EII : Équipements Internes Inférieurs

EHP : Épreuve Hydraulique
END : Examens Non Destructifs
EP : Essais Périodiques
Épicentre : projection à la surface de la Terre du foyer du séisme.
EPR : European Pressurized Reactor
EPS : Etudes Probabilistes de Sûreté
ESP : Equipement Sous Pression
ESPN : Equipement Sous Pression Nucléaire
ESE : Evènement Significatif pour l'Environnement
ESR : Evènement Significatif pour la Radioprotection
ESS : Evènement Significatif pour la Sûreté
ET : Courants de Foucault
FAC : Filtre à Chaîne
FAR : Fuite avant Rupture
FDC : Fin de Cycle
FDV : Fin de Vie
FH : Facteur Humain
FAV : Fiches d'Analyse du Vieillissement
FIS : Courbe de Fragilisation Supérieure ou bien Fiches de Suivi d'Indication
FIM : Courbe de Fragilisation Moyenne
Foyer : endroit de la croûte terrestre où se produit la rupture sismique, autrement dit où se déclenche un séisme.
GTA : Groupe Turbo-Alternateur
GI : Génératrice Inférieure (niveau d'eau primaire le plus bas)
GMPP : Groupes MotoPompes Primaires
GV : Générateurs de Vapeur
GWj/t : GigaWatt.jour/tonne où GigaW signifie 10^9 ou mille millions de Watt. C'est le taux de brûlage du combustible.
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.
IPG : Interaction Pastille Gaine
IPS : Important Pour la Sûreté
ISBP : Pompes Injection de Sécurité Basse Pression
ITV : Inspection TéléVisuelle
K eff : Coefficient du multiplication des neutrons effectif
KRT : Mesures de Radioprotection
MDTE : Manque De Tension Electrique externe
MES : Mise en service Sauvegarde
MIS : Machine d'Inspection en Service
MOX : Mixed Oxyde (oxyde double de plutonium et d'uranium)
MSI : Mise en Service Industriel
NDTT : Nil Ductility Temperature Transition
NGF : Nivellement Général de France
Nm³ : mètres cubes normalisés (volume de la masse considérée ramené à la pression atmosphérique)
PAI : Plan Action Incendie
PBMP : Programme de Base de Maintenance Préventive
PLMP : Programme Local de Maintenance Préventive
PIC : Programme d'Investigations Complémentaires
PIS : Programme Individuel de Surveillance
PSI : Programme Surveillance Irradiation
PT : Arrêt Partiel
PTMA : Programme Travaux MAintenance
PTR : Traitement et refroidissement d'eau de piscine
PZR : Pressuriseur
REA : Réacteur Eau Alimentaire (stockage eau + bore)
RBS : Borication de Sécurité
RCD : Cœur complètement Déchargé
RCP ou CPP : Circuit Primaire ou Circuit Primaire Principal
RCV : Contrôle Volumétrique et Chimique

BDP : Réservoir de Décharge du Pressuriseur
RER : Retour d'Expérience Rapide
REX : Retour d'Expérience
RFS : Règle fondamentale de sûreté
RGL : Commande des grappes longues
RIC : Instrumentation interne du Coeur
RIS : Injection de Secours
RPN : Mesure de la Puissance Nucléaire
RPS : Rapport Préliminaire de Sûreté
RRR : Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt
RRI : Refroidissement Intermédiaire
RSE-M : Règles de Surveillance en Exploitation des Matériels
RTE : Rupture Tuyauterie Eau alimentaire
RTGV : Rupture de Générateur de Vapeur
RTHE : Rupture de Tuyauterie Haute Energie
RTV : Rupture de Tuyauteries Vapeur
RTndt : Reference Temperature Nil Ductility Transition
SAR : distribution d'Air comprimé de Régulation
SAS : Système Automatique de Sûreté
SDC : Salle de Commande
SDD : Séisme De Dimensionnement soit correspond au niveau sismique pour lequel la centrale est dimensionnée
SEB : Réseau de distribution de l'Eau Brute
SEC : Réseau de distribution Eau de Secours
SMHV : Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable
SMS : Séisme Majoré de Sécurité
STE : Spécifications Techniques d'Exploitation
STL : Sonde Tournante Longue
STS : Sonde Tournante
STT : Sonde Tournante améliorée
TAM : Tampon Accès Matériels
TEG : Effluents Gazeux
TEP : Traitement des Effluents Primaires
TES : Traitement des effluents solides
TEU : Traitement des Effluents Usés
TPM : Trente Premiers Millimètres
TPN : Température Pression Normale s'emploie quand on parle de concentration dans l'eau (ml/kg TPN d'eau) dans le circuit primaire
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

ANNEXE 3

Information concernant les « défauts sous revêtement »

(26 août 2008)

REPONSE ASN (division de Lyon)

Les «défauts sous revêtement» (DSR) des cuves sont des fissures générées lors de leur fabrication. Les cuves des réacteurs ont été forgées dans un acier faiblement allié, sensible à la corrosion par l'acide borique présent dans le circuit primaire Afin de les protéger contre cette corrosion, elles sont revêtues d'une couche d'acier inoxydable. Lors de la pose de ce revêtement, au moment de la fabrication des premières séries de cuves, un phénomène de «fissuration à froid» a conduit à la formation de fissures dans le métal de base de la cuve, sous le revêtement.

On trouve ces DSR en petit nombre dans la «zone de coeur» en regard du combustible et en plus grand nombre dans les tubulures chaudes et froides. La problématique des DSR sur les tubulures des cuves est assez différente de celle des DSR de la zone de coeur. En effet, la zone de coeur est soumise à une intense irradiation neutronique. Ce n'est pas le cas des tubulures qui ont été, par contre, beaucoup plus affectées par le phénomène de fissuration à froid.

Dès 1978, le phénomène de fissuration à froid a été observé lors de la fabrication de plaques tubulaires de générateurs de vapeur et de tubulures de cuve, ce qui a amené le constructeur à intégrer progressivement des mesures compensatoires dans son processus de fabrication. Cependant 28 cuves (26 tranches 900 MWe et 2 tranches 1300MWe) sont considérées comme «sensibles» : leurs conditions de fabrication ne permettent pas en elles-mêmes de garantir l'absence de DSR.

Les tubulures des cuves considérées comme « sensibles » ont été régulièrement contrôlées depuis 1985, ce qui a permis de détecter puis de suivre 209 DSR répartis sur 23 tubulures de 12 cuves. Ces contrôles n'ont pas montré, jusqu'ici, d'évolution significative de la taille des DSR. Les calculs permettent de justifier la tenue des tubulures pour des défauts environ deux fois plus grands que les défauts avérés ou potentiels. Bien entendu, l'ASN s'est assurée que ces calculs intègrent les coefficients de sécurité prévus par la réglementation.

BILAN DES DSR DANS LES TUBULURES DE CUVE

Hauteur en mm	6	7	8	9	10	Total DSR
Fessenheim 1 (H2, G2, D3)	2	1				3
Bugey 4 (G1, G2)	5	1				6
Tricastin 2 (H3)	5	1				6
Tricastin 3 (G2, G3)	7	14			1	22
Gravelines 3 (G2)	16	12	5			33
Gravelines 4 (G1, G2)	6	2				8
Dampierre 2 (G1, G2)	4	8	1			13
Dampierre 4 (H1, H2, G2, G3)	32	8	2			42
Blayais 3 (H2)	4					4
Saint Laurent (B1, H2, G3)	6	1		2		9
Saint Laurent (B2, G1, G2)	13	16	6			35
Chinon B2 (G2)	6	18	4	1		29
Total : 12 cuves = 23 tubulures	105	82	18	3	1	209

Répartition des DSR par tranche et par dimension

Les DSR dans la zone de coeur ont été détectés pour la première fois au milieu des années 90, en exploitation. La présence de ces défauts en zone de coeur n'avait pas été prise en compte dans les démonstrations de tenue mécanique des cuves et l'exploitant a dû revoir les justifications. De plus, des contrôles par ultrasons sur les viroles de coeur des cuves ont été progressivement mis en oeuvre, notamment au moment des visites décennales. Ces contrôles ont révélé 34 DSR en zone de coeur répartis sur 10 cuves. Ils n'ont pas montré jusqu'ici d'évolution significative de la taille des DSR, hormis celles dues aux évolutions du procédé de contrôle et aux incertitudes de mesure. La cuve de Tricastin1 fait figure de cas particulier car elle présente 17 défauts sous revêtements, vraisemblablement dus aux conditions de fabrication de la cuve.

Nombre – DSR : Zone de coeur

Réacteur	DSR	Réacteur	DSR
Tricastin 1	17	Fessenheim 2	1
Fessenheim 1	5	Blayais 2	1
Chinon B3	3	Dampierre 3	1
Gravelines 6	2	St Laurent B1	1
Chinon B3	2	St Laurent B2	1

La démonstration de la tenue mécanique des viroles de coeur repose sur des calculs spécifiques pour les défauts détectés par les contrôles et des calculs avec de forts conservatismes pour un défaut «théorique» que n'auraient pas vu les contrôles, ainsi que sur le programme de suivi de l'irradiation qui permet de suivre les effets de l'irradiation neutronique sur le métal des cuves. Les études présentées par l'exploitant concluent à la bonne tenue mécanique des cuves jusqu'à 40 ans. L'ASN estime que ces conclusions sont acceptables. Elle s'est notamment assurée que des marges suffisantes étaient prises en compte. Cependant, dans certains cas, les marges restantes après celles imposées par l'ASN sont faibles, par exemple dans le cas des accidents de perte de réfrigérant primaire dans le domaine fragile.

Bien entendu, ces études des DSR dans les tubulures et la zone de coeur font partie de l'instruction plus générale menée par l'ASN sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe. L'ASN prendra une position spécifique pour chaque réacteur à l'issue de sa troisième visite décennale.

Par ailleurs, dans le cas où l'exploitant souhaiterait poursuivre l'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, il devra présenter à l'ASN des calculs garantissant la tenue mécanique des cuves alors que les caractéristiques mécaniques du métal de la zone de coeur se seront dégradées sous l'effet du vieillissement. L'ASN sera extrêmement attentive à ce processus, qui peut présenter des risques de dérive et qui entrera pour grande part dans les décisions qu'elle pourra prendre concernant les dates de mise à l'arrêt définitif des réacteurs.

Enfin, je souhaite appeler votre attention sur l'article 19 de la loi «TSN» du 13 juin 2006, selon lequel l'exploitant d'une installation nucléaire de base est tenu de fournir les informations relatives à la sûreté qui lui seraient demandées par une personne du public. Je vous invite donc à solliciter également des éléments de réponse à vos questions auprès de lui.

En espérant néanmoins vous avoir apporté un éclairage utile sur la question des défauts sous revêtement, je vous prie de croire, Monsieur, en l'expression de ma considération distinguée.

Le chef de la division de Lyon : Charles-Antoine Louët

ANNEXE 4

INSPECTIONS ASN

6 février 2008

Inspection n°INS-2008-EDFFSH-0008 du 16/01/2008

Thème « maîtrise de la réactivité »

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 40 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection a eu lieu le 16/01/2008 au centre nucléaire de production d'électricité de Fessenheim sur le thème « maîtrise de la réactivité ».

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 16/01/2008 portait sur le thème « maîtrise de la réactivité ». Cette inspection consiste à vérifier le niveau d'exigence et de vigilance concernant la surveillance des paramètres de régulation de l'activité neutronique du réacteur.

Les inspecteurs de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) se sont fait présenter les documents opérationnels relatifs au processus d'intégration du référentiel prescriptif et ont vérifié la conformité des opérations de divergence au travers des gammes renseignées. L'après-midi a été consacrée à une inspection de terrain en salle de commande du réacteur n°2 où les inspecteurs ont pu vérifier l'application et la maîtrise du référentiel de surveillance de la réactivité par les agents de conduite.

Les inspecteurs ont constaté une bonne maîtrise des paramètres relevés en salle de commande. Toutefois, ils ont noté des écarts dans la gestion des documents disponibles en salle de commande. De plus, le site devra faire des efforts sur la formation aux méthodes de divergence du réacteur pour tous les opérateurs de conduite et les ingénieurs sûreté.

A. Demandes d'actions correctives

Pour contrôler la réaction nucléaire dans le coeur du réacteur, la conduite dispose de deux moyens :

1. ajuster la concentration en bore dans l'eau du circuit primaire, le bore ayant la propriété d'absorber les neutrons produits par la réaction nucléaire,
2. introduire les grappes de commande dans le coeur ou les en retirer. Ces grappes de commande, rassemblées en groupes, contiennent des matériaux absorbant les neutrons.

Avant toute divergence, un bilan de réactivité doit être réalisé. Son objectif est de calculer la valeur de la concentration en bore critique (Cb) ou la position des barres de commande à la divergence. Ce calcul est effectué par le service conduite et l'ingénieur sûreté en parallèle afin d'assurer une redondance méthodologique et humaine.

La concordance des deux résultats est un préalable à l'autorisation de divergence donnée par le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté.

Les inspecteurs ont constaté que ces deux protagonistes utilisaient le même outil de calcul, l'application informatique Xénon 0D. Un calcul « manuel » est possible (cf. l'annexe 3 du mode opératoire du bilan de réactivité de l'ingénieur sûreté), mais celui-ci n'est appliqué qu'en cas de défaillance du logiciel Xénon 0D.

Demande n°A.1 : Je vous demande de former tous les opérateurs conduite et les ingénieurs sûreté à la méthode de calcul « manuel ».

Demande n°A.2 : Je vous demande d'assurer une réelle indépendance méthodologique entre les calculs élaborés par la conduite et l'ingénieur sûreté afin de pallier toute défaillance de mode commun.

La demande particulière n°188 indice 1 (DP 188 ind 1) du 29/09/2006 révisé plusieurs procédures de conduite du réacteur. Votre processus d'intégration de ce document prescriptif intègre une analyse d'exhaustivité permettant de s'assurer que les différentes exigences de la DP 188 ont été effectivement prises en compte dans les documents opérationnels. Le groupe technique sûreté (GTS) n°687 demandait que cette analyse soit terminée le 31/10/2007.

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que cette analyse n'était toujours pas terminée alors que les nouvelles procédures de conduite font déjà partie du corpus des consignes de pilotage disponibles en salle de commande.

Demande n°A.3 : Je vous demande de veiller à respecter rigoureusement votre processus d'intégration pour tout document prescriptif.

Les inspecteurs ont analysé la consigne de conduite FCOR1 utilisée pour la divergence du réacteur n°2 le 14 janvier 2008. Cette consigne, n'étant pas disponible à ce jour sous format « papier », a été imprimée par l'équipe de conduite à partir de votre base de données informatique gérant l'ensemble des documents applicables. Les inspecteurs ont constaté que :

1. ce document était en noir et blanc et non en couleur comme toute consigne d'exploitation ;
2. les pages 18 et 19 étaient repérées en module 3 au lieu du module 4 sur le document disponible dans votre base documentaire informatique ; cette anomalie avait été identifiée par vos services au mois de novembre 2007 mais la base documentaire informatique n'avait pas été mise à jour.

Demande n°A.4 : Pour éviter la perte de l'ergonomie des documents opératoires en salle de commande, je vous

demande de mettre à disposition du personnel de conduite une quantité suffisante de consignes ainsi qu'une imprimante couleur.

Demande n°A.5 : Je vous demande de retirer de votre gestion électronique tout document obsolète.

B. Compléments d'information

Les inspecteurs ont constaté en salle de commande un défaut de régulation du débit des générateurs de vapeur n°2 et 3 se traduisant par des oscillations visibles sur les enregistreurs et signalées par des alarmes.

Demande n°B.1 : Je vous demande de me faire parvenir votre analyse de ce phénomène validée par votre ingénierie parc.

Demande n°B.2 : Je vous demande de me communiquer sous 4 mois les actions à mettre en oeuvre pour remédier définitivement à ce phénomène.

Les inspecteurs ont constaté que la fiche d'amendement RPN 25 avait été intégrée au chapitre X le 21 février 2007, mais que le tableau récapitulatif n'avait pas été mis à jour et ne faisait pas référence au chapitre IX concerné aussi par cet amendement.

Demande n°B.3 : Je vous demande de me communiquer l'échéance d'intégration du prochain tableau du chapitre X.

C. Observations

C.1 - L'approche sous-critique du réacteur se réalise à l'aide, notamment, du suivi du temps de doublement des neutrons. La DP 188 indice 1 recommande aux opérateurs de maintenir un temps de doublement supérieur à 40 secondes. Or, l'indicateur en salle de commande ne permet pas d'évaluer très clairement le temps de doublement entre « 40 s » et l'infini.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui ne dépassera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser pour chacun l'échéance de réalisation.

Le chef de la division de Strasbourg SIGNÉ PAR Pascal LIGNERES

Strasbourg, le 20 février 2009
Inspection n°INS-2009-EDFFSH-0005 du 06/02/2009
Thème : Équipements sous pression nucléaires

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 6 février dernier avait pour thème « Installation, réparation et modification des équipements sous pression nucléaires (ESPN) ».

Elle avait pour objectif d'évaluer les dispositions retenues par le Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) de Fessenheim afin de respecter les exigences réglementaires relatives aux ESPN notamment ceux soumis aux décrets du 2 avril 1926 et du 18 janvier 1943 relatifs aux appareils à pression de vapeur et de gaz (hors Circuits Primaire et Secondaire Principaux).

L'organisation du site, la liste des ESPN, dont l'élaboration devait être achevée au 22 janvier 2009 en application de l'arrêté du 12 décembre 2005 et la liste des écarts relevés par le CNPE sur plusieurs équipements, ont été examinées.

Une visite de quelques équipements sous pression présents dans les locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) a permis de visualiser certains défauts dont la liste avait été examinée préalablement.

Des lacunes dans la définition de la liste des ESPN soumis à l'arrêté du 12 décembre 2005 ont été observées et ont donné lieu à l'émission de trois constats.

Un dernier constat concerne l'absence de respect de l'article 40 du décret du 02 avril 1926 relatif à la tenue d'un registre d'entretien.

Cette inspection a également été l'occasion d'aborder le rôle du service d'inspection des équipements sous pression (ESP) ainsi que ses interfaces avec les services qui ont en charge la maintenance de ces équipements.

Cette inspection a permis de mettre en exergue une maîtrise insuffisante des exigences réglementaires par les acteurs du suivi en exploitation des ESP et une connaissance imparfaite du rôle du service d'inspection par ces mêmes acteurs. Une des conséquences de ce dernier constat est que l'organisation actuelle ne permet pas au service d'inspection d'avoir connaissance en temps réel des défauts rencontrés sur les ESP.

A. Demandes d'actions correctives.

Aux articles 5 et 16 de l'arrêté du 12 décembre 2005, il est demandé à l'exploitant d'une installation nucléaire de base de dresser la liste des ESPN utilisés dans l'installation avant le 22 janvier 2009. Les inspecteurs ont procédé à l'examen de cette liste.

Selon l'article 1er du décret du 13 décembre 1999, on entend par « équipement sous pression » les récipients, tuyauteries, accessoires de sécurité et accessoires sous pression. Or, la liste établie par l'exploitant du CNPE de Fessenheim ne comprend que les récipients et les tuyauteries, ce qui a donné lieu à l'établissement d'un constat.

A.1 Je vous demande de compléter la liste des ESPN conformément à l'article 5 de l'arrêté du 12 décembre 2005 en intégrant l'ensemble des équipements (accessoires de sécurité et accessoires sous pression).

Pour un équipement qui possède plusieurs enceintes (par exemple un échangeur de chaleur constitué d'une calandre et d'un faisceau), l'exploitant a déterminé que chaque enceinte a une catégorie qui lui est propre.

Ainsi, à titre d'exemple, le faisceau de l'échangeur REN003RF est de catégorie III alors que sa calandre est de catégorie 0. L'équipement REN003RF, quant à lui, n'a pas de catégorie.

Selon l'article 5 de l'arrêté du 21 décembre 1999 relatif à la classification et à l'évaluation de la conformité des équipements sous pression, lorsqu'un récipient est constitué de plusieurs enceintes, le récipient est classé dans la plus élevée des catégories de chacune des enceintes individuelles.

Dans le cas présent, le récipient REN003RF serait de catégorie III.

En application de l'annexe 6 de l'arrêté du 12 décembre 2005, ce récipient (donc ces deux enceintes) bénéficierait d'un contrôle en service.

En faisant le choix de différencier les enceintes afin d'en déterminer la catégorie, vous privez certaines parties d'équipement du contrôle en service défini à l'annexe 6 de l'arrêté du 12/12/2005.

Cette méthode de classification n'a pas été justifiée lors de l'inspection.

A.2 Je vous demande de justifier cette méthode de classification et en tout état de cause de vous conformer aux prescriptions de l'arrêté du 21 décembre 1999.

Dans la note technique « Liste des ESPN utilisés sur le site de Fessenheim », vous avez différencié les récipients ou tuyauteries suivis en exploitation de ceux qui ne le sont pas.

Cette notion n'est pas explicitée dans la note.

Certains récipients, dont le niveau est N2 ou N3 et la catégorie II, ont été classés parmi les équipements non suivis en exploitation.

Ces équipements sont soumis au point 2 de l'annexe 6 de l'arrêté du 12 décembre 2005.

A.3 Je vous demande de clarifier cette notion de suivi en exploitation et le lien avec l'application du point 2 de l'annexe 6 de l'arrêté du 12 décembre 2005.

Vous lèverez toute ambiguïté concernant le contrôle en service des récipients de catégorie II et de niveau N2 ou N3.

Malgré l'absence des accessoires de sécurité et des accessoires sous pression dans la liste des ESPN, l'exploitant a été interrogé sur la classification de ceux-ci.

En ce qui concerne les accessoires de sécurité, l'exploitant a indiqué qu'ils ont la même catégorie que l'équipement qu'il protège.

Cette méthode de classification n'est pas strictement conforme à l'article 3 de l'arrêté du 21/12/1999 qui prescrit : « *les accessoires de sécurité mentionnés au point 4 de l'article 3 du décret du 13 décembre 1999 sont classés dans la catégorie IV. Toutefois, par exception, les accessoires de sécurité qui sont fabriqués pour des équipements spécifiques, peuvent être classés dans la même catégorie que l'équipement à protéger* ».

Par ailleurs, la catégorie des accessoires sous pression n'a pas été présentée.

A.4 Je vous demande de compléter la liste des ESPN en indiquant le niveau et également la catégorie de ces accessoires conformément aux articles 3 et 4 de l'arrêté du 21 décembre 1999.

Le registre d'entretien de l'échangeur 2RRA002RF n'est pas tenu à jour. Cette pratique n'est pas conforme à l'article 40 du décret du 2 avril 1926.

A.5 Je vous demande de compléter le registre d'entretien de l'échangeur 2RRA002RF et de veiller à tenir à jour les registres des équipements soumis à ce même décret.

B. Compléments d'information

La présence de flaques d'eau et/ou de traces blanches au niveau du sol a été relevée dans divers locaux ou sur des équipements :

- local K152 (EAS001RF et 002RF, RPE001 et 011BA),

- local de la vanne RIS052VP.

Par ailleurs, des traces d'oxydation sur la boulonnerie des supports des échangeurs EAS001 et 002RF et sur l'accessoire 0TEP225VA ont été relevées.

B1. Je vous demande d'apporter des éléments sur ces écarts : origine, date de détection, remise en conformité avec son échéance.

Vous me transmettez les fiches d'écart et demandes d'intervention correspondantes.

La liste des demandes d'intervention émises sur les systèmes RRA, RIS, PTR et TEP a été examinée.

Il en ressort les éléments suivants :

- 1. DI412554 et DI 412555 : ouverture de la soupape RIS079 et 080VP lors de l'EP RIS6.3,

- 2. DI446415 : fuite au niveau de la bride de la soupape 0TEP225VA ; cette soupape a été observée lors de la visite. Elle présente des traces blanches, des coulures et des traces d'oxydation.

- 3. DI376649 : réparation de la bride du trou d'homme du réservoir 2RIS004BA (cartouche 21.000 ppm).

B2. Je vous demande de me transmettre les résultats de l'instrumentation qui sera mise en oeuvre lors du prochain arrêt de tranche concernant le premier point.

B3. Je vous demande d'explicitier les écarts à l'origine de la demande d'intervention vue au point 2. Vous vous prononcerez sur le risque lié à la pression de cet équipement et de celui qu'il protège ainsi que sur le risque lié à la présence d'hydrogène.

B4. Concernant le troisième point, je vous demande de m'informer de l'étendue de l'écart et de vous prononcer sur la disponibilité du réservoir.

C. Observations

C1. Lors de leur visite des locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires, les inspecteurs ont constaté la présence de nombreux points chauds ayant des débits de dose relevant d'une zone orange (à proximité de PTR, EAS, RIS ...).

C2. La porte d'accès au vestiaire conduite s'ouvre sans nécessité de badger en sortant de ces vestiaires.

C3. Un dégagement important de vapeur s'est produit à proximité des réservoirs SER001BA lors de la visite.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces différents points dans un délai qui n'excédera pas une semaine pour les demandes B3 et B4 et deux mois pour les autres.

Le Chef de la Division de Strasbourg, **SIGNE PAR** Pascal LIGNERES

Strasbourg, le 02 mars 2009

Objet : Contrôle du transport des matières radioactives et fissiles à usage civil
Inspection n°INS-2009-EDFFSH-0015 du 10/02/2009
Thème expédition et organisation des transports

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant la surveillance du transport des matières radioactives et fissiles à usage civil prévue à l'article 40 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection annoncée a eu lieu le 10/02/2009 au CNPE de Fessenheim sur le thème «expédition et organisation des transports».

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 10 février 2009 portait sur le thème expédition et organisation des transports de matières radioactives. Les inspecteurs ont vérifié la prise en compte de certaines demandes suite à l'inspection précédente sur le même thème. Ils ont également examiné le suivi des formations et le rapport du conseiller sécurité transport. Des dossiers d'expéditions de matières radioactives ont également été contrôlés. Les inspecteurs se sont également rendus dans le bâtiment combustible pour assister aux opérations de chargement de combustibles usés.

L'appréciation générale est globalement satisfaisante malgré un écart constaté par les inspecteurs sur la description du processus de formation du personnel assurant le contrôle radiologique demandé par la réglementation des transports de matières dangereuses.

A. Demandes d'actions correctives

La note technique « habilitations et autorisations des agents du pôle prévention des risques » référence D5190-02.0335-NT 07/RS*/0353 indice 5 ne prévoit pas de formation spécifique au contrôle radiologique demandé par la réglementation des transports de matières dangereuses.

Demande n°A.1 : *Je vous demande de mettre à jour cette note afin de décrire la procédure de formation et d'habilitation des agents du pôle prévention des risques.*

Lors de l'inspection, il est apparu que seul le conseiller sécurité transport qui suit les formations transport au titre de l'ADR valide oralement « l'habilitation » des personnes intervenantes dans le processus transport et notamment pour les personnes effectuant des mesures de radioprotection.

Demande n°A.2 : *Je vous demande de décrire clairement les habilitations et formations nécessaires pour chaque service intervenant dans le transport de matière radioactive ainsi que le processus de validation des habilitations ou des équivalences attribuées au personnel.*

B. Compléments d'information

Lors de l'examen du dossier de transport E2009/011, il est apparu que l'ensemble des questions posées sur le calage arrimage n'était pas rempli de façon exhaustive.

Demande n°B.1 : *Je vous demande de m'expliquer pour quelle raison le vérificateur du dossier n'a pas détecté cet écart et les mesures que vous prenez pour en éviter le renouvellement.*

Les inspecteurs ont constaté l'utilisation de dosimètres opérationnels neutrons lors des opérations de chargement du TN 12/1.

Demande n°B.2 : *Je vous demande de me transmettre le retour d'expérience suite à l'utilisation de ces nouveaux dosimètres.*

C. Observations

Pas d'observation.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui ne dépassera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser pour chacun l'échéance de réalisation.

L'adjoint au chef de la division de Strasbourg **SIGNÉ PAR** Hubert Mennessiez

7 mai 2009**N/Réf. : Dép-Strasbourg-N° BB.BB.2009.0704****Inspection n° INS-2009-EDFFSH-0023 - du 30 avril 2009****Thème : "Entretien, surveillance et inspection périodique des équipements"**

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 4 de la loi en référence, une inspection courante a eu lieu le 30 avril 2009 au CNPE de Fessenheim sur le thème "Entretien, surveillance et inspection périodique des équipements"

J'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 30 avril 2009 concernait l'appropriation par le CNPE de Fessenheim de la démarche de gestion du vieillissement mise en place par EDF à l'approche des troisièmes visites décennales (VD3) des réacteurs de 900 MWe. Les inspecteurs ont procédé à l'examen des documents en lien avec la rédaction du Dossier d'Aptitude à la Poursuite d'Exploitation (DAPE) concernant le réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim.

Au vu de cet examen, les inspecteurs ont constaté que la démarche mise en place par le site concernant la gestion du vieillissement est globalement satisfaisante mais pourrait bénéficier d'un formalisme plus précis.

Le site a procédé à une analyse rigoureuse de l'applicabilité des Fiches d'Analyse du Vieillissement (FAV) rédigées de façon générique et des échanges avec les services centraux et les autres sites engagés dans cette démarche ont permis un partage du retour d'expérience.

Les inspecteurs ont également noté que l'avancement des actions devant être mises en place avant l'échéance de la VD3 du réacteur n°1 était compatible avec les délais prévus dans le DAPE.

Néanmoins, les inspecteurs ont constaté que la démarche de rédaction du DAPE est un processus long qui fait intervenir plusieurs types de documents dans des versions différentes et qui entraîne des incohérences entre certaines parties du DAPE. À ce titre, les inspecteurs regrettent que la version du DAPE incluant les résultats des contrôles réalisés lors de l'arrêt pour visite décennale ne constitue pas une réelle mise à jour du document.

Les inspecteurs ont également constaté que l'organisation mise en place doit être améliorée pour permettre de repérer l'impact sur la démarche de gestion du vieillissement de la mise en œuvre de nouveaux documents prescriptifs relatifs à la maintenance.

Cette inspection n'a pas fait l'objet de constat notable

A. Demandes d'actions correctives

La démonstration générique de maîtrise du vieillissement repose en grande partie sur l'adéquation de la maintenance aux mécanismes de dégradations susceptibles d'affecter les équipements. Les documents génériques s'appuient donc sur le prescriptif national dans ce domaine, et notamment les Programmes de Base de Maintenance Préventive (PBMP). Vous procédez à une analyse d'exhaustivité afin de repérer les écarts par rapport à ce prescriptif national. Néanmoins, les inspecteurs ont constaté que l'organisation mise en place à Fessenheim ne permet pas de détecter l'impact sur la démonstration de maîtrise du vieillissement de la mise en œuvre d'un nouveau document prescriptif engendrant un écart dans son application.

Demande A1

Je vous demande de mettre en place des mesures permettant de vous assurer que les écarts aux documents prescriptifs mis en œuvre après la rédaction des paragraphes du DAPE s'y rapportant n'ont pas d'impact sur la maîtrise du vieillissement des équipements concernés. Vous me ferez part de ces mesures sous 6 mois.

Compléments d'information

Mise à jour du DAPE et des documents de maintenance

L'organisation mise en place à Fessenheim repose sur une méthodologie validée par les services centraux d'EDF. Cette démarche conduit à prendre en compte la version des FAV disponibles au début du processus de rédaction, les PBMP en cours lors de la rédaction du paragraphe correspondant et les PLMP à jour à la fin de la rédaction du DAPE. La rédaction du DAPE s'étalant sur plusieurs années, il existe des incohérences entre certaines parties du document. Ainsi les échéances de contrôle des vis des internes de cuve ne sont pas cohérentes entre la partie relative au DAPE « internes de cuve » et le paragraphe concernant les actions à mettre en œuvre en VD3.

Demande B1

Je vous demande donc de procéder à une analyse de cohérence entre les différentes parties du DAPE afin de corriger ces anomalies avant transmission à l'ASN de la version du DAPE intégrant les résultats des contrôles réalisés en VD3.

La prise en compte des FAV et des DAPE dans les actions destinées à mettre à jour les PBMP n'a été rendue prescriptive que par la stratégie de maintenance D4550.32-06/0728 du 29 mars 2006.

Demande B2

En conséquence je vous demande de vous assurer que les PBMP éventuellement mis à jour entre la date de publication des FAV dans leur version prise en compte dans le DAPE et la date de mise en œuvre de la stratégie de maintenance précitée n'ont pas remis en cause la démonstration de la maîtrise du vieillissement pour les équipements concernés.

Particularités du site de Fessenheim

Lorsque des particularités non prises en compte dans les FAV génériques sont mises en avant, une FAV locale doit être rédigée pour démontrer la maîtrise du vieillissement sur l'équipement en question. Dans le cas du réacteur n°1 de Fessenheim, la cheminée DVN est métallique et la FAV 500-10-01 relative à cet équipement ne s'applique pas. Cette particularité n'a fait l'objet d'aucune FAV locale.

Demande B3

Je vous demande de rédiger une FAV locale permettant de démontrer la maîtrise du vieillissement concernant la cheminée DVN du réacteur n°1 de Fessenheim.

Afin de prendre en compte le phénomène d'envasement du ru d'eau arrière de la station de pompage, vous avez rédigé une FAV locale que vous avez classée en statut 0. Vous considérez en effet comme adaptées les dispositions de maintenance et de surveillance mises en place. Les inspecteurs ont noté qu'un suivi de l'envasement était nécessaire pour déterminer la cinétique du phénomène. Il est donc prématuré de considérer que les dispositions de maintenance sont adaptées alors qu'une connaissance plus fine du phénomène est nécessaire.

Demande B4

Je vous demande de classer en statut 1 la FAV n°530-11-01 et de préciser dans celle-ci les actions que vous mettrez en œuvre pour déterminer la cinétique d'envasement du ru d'eau arrière de la station de pompage.

Dans le cadre de la restauration du système d'auscultation enceinte, vous allez mettre en place de nouveaux extensomètres.

Demande B5

Je vous demande de me fournir sous deux mois des éléments de visibilité concernant la qualification de ces matériels.

Adéquation des dispositions de maintenance et d'exploitation aux mécanismes de vieillissement

La note d'organisation ENRE040028 donne dans son paragraphe 3.5.3.6 la possibilité d'utiliser les résultats des Essais Périodiques (EP) dans la démarche du DAPE, mais précise que les actions d'exploitation et de maintenance sont adaptées si elles permettent d'éviter qu'une fonction de sûreté ne soit remise en cause.

Les inspecteurs notent que le recours aux EP est encadré et ne peut être systématiquement considéré comme répondant aux critères de maîtrise du vieillissement.

Demande B6

Je vous demande de vous assurer que le recours aux EP est effectué en adéquation avec la nécessité d'éviter la remise en cause d'une fonction de sûreté des équipements et s'inscrit dans une démarche préventive. Vous présenterez le cas échéant les justifications nécessaires dans la version du DAPE intégrant les résultats de contrôles réalisés en VD3.

L'analyse de plusieurs FAV montre que les dispositions retenues ne répondent que partiellement à la maîtrise du mécanisme de dégradation retenu ou ne s'appuient que sur des mesures correctives.

Demande B7

Je vous demande donc de vous prononcer sur l'adéquation des dispositions de maintenance et d'exploitation aux mécanismes de vieillissement concernés par les FAV 009-07-01 et 009-12-01.

Prise en compte des FAV génériques

Les inspecteurs ont examiné l'appropriation par le site des FAV relatives aux tuyauteries auxiliaires du CSP, aux pompes et à la robinetterie. Ils ont constaté que l'analyse d'applicabilité avait été réalisée de façon rigoureuse et que les dispositions de maintenance permettant de s'assurer de la maîtrise du vieillissement étaient mises en œuvre. Néanmoins les inspecteurs notent que la traduction dans le DAPE de ces mesures n'est pas toujours réalisée avec la rigueur

nécessaire et ne traduit pas l'ensemble des dispositions mises en place à Fessenheim.

Certains matériels sont concernés par des mécanismes de dégradations pris en compte dans des FAV sans que les PBMP assurant la démonstration de la maîtrise du vieillissement ne leur soient applicables. Cette situation a été rencontrée dans le cas de la pompe ASG 004 PO. Dans cette situation, une analyse de l'adéquation des dispositions locales de maintenance doit être effectuée.

Demande B9

Je vous demande de justifier, par des analyses plus approfondies, l'adéquation des dispositions de maintenance permettant de s'assurer de la maîtrise du vieillissement pour les matériels concernés par des FAV s'appuyant sur des PBMP et auxquels ces PBMP ne sont pas applicables.

Les inspecteurs ont également constaté que les gammes de maintenance ne sont pas toujours prises en compte dans votre analyse de gestion du vieillissement. La seule mention de l'existence d'un programme local ne peut constituer une démonstration de la maîtrise du vieillissement. C'est par exemple le cas des pompes SED 001 et 002.

Demande B10

Je vous demande de prendre en compte de façon plus détaillée dans vos analyses les programmes de maintenance locaux que vous mettez en œuvre afin de vous assurer qu'ils répondent aux mécanismes de dégradation considérés.

L'analyse d'applicabilité des FAV que vous avez menée vous a permis de déceler des erreurs ou des imprécisions dans les FAV génériques. Ainsi vous avez identifié la FAV 100-01-05 comme applicable à des portions de circuit SEB sans que ces matériels ne soient cités comme concernés par cette FAV.

Demande B11

Je vous demande de vous assurer que l'ensemble des incohérences ou erreurs que vous avez décelées ont bien fait l'objet d'un retour d'information vers vos services centraux.

Concernant les pompes, vous appuyez votre analyse sur une classification des matériels en trois catégories suivant que la maintenance réalisée sur ces équipements est d'ordre correctif ou préventif, qu'elles sont suivies par des EP ou non et qu'elles sont suivies en fonctionnement ou pas. Les inspecteurs ont constaté que cette classification est peu claire et mêle différents critères. Ainsi des pompes de catégories 2 peuvent faire l'objet de maintenance préventive dans un programme local.

Demande B12

Je vous demande de redéfinir de façon précise les critères permettant de classer ces équipements en 3 catégories et de vous assurer que votre classement prend en compte le contenu des programmes locaux de maintenance.

Sauf mention particulière, vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points avant la remise à l'ASN de la version du DAPE intégrant les résultats des contrôles réalisés en VD3.

Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Pour le Président de l'ASN et par délégation, Le chef de la division de Strasbourg

SIGNÉ PAR : Pascal LIGNERES

Incident du 27 décembre : incidence sur la tranche 1

Note d'information générale Paris, le 06 Janvier 2010

L'ASN a réalisé une inspection à la suite de l'incident survenu le 27 décembre 2009 à la centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin)

Le 27 décembre, à 05h55, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été informée par EDF du déclenchement du plan d'urgence interne sur le site de Fessenheim (Haut-Rhin). L'ASN a immédiatement mis en place son organisation nationale d'urgence.

Des débris végétaux ont entraîné une réduction partielle des débits dans les circuits de refroidissement «SEB»[1], mais le débit est resté suffisant pour assurer le refroidissement des équipements concernés et la sûreté de l'installation.

Au moment de cet événement, le réacteur n°1 était à l'arrêt dans le cadre de sa visite décennale. Le réacteur n°2 était en phase de redémarrage après un arrêt de quelques jours.

Depuis la levée de son dispositif d'urgence le 27 décembre en début de soirée, l'ASN est restée en contact avec EDF afin de déterminer les causes de l'incident et de s'assurer de la mise en œuvre par l'exploitant des mesures nécessaires à un retour à la normale. La situation de l'installation est aujourd'hui la suivante :

- la baisse de la pression et de la température dans le circuit primaire du réacteur n°2 a permis de mettre le réacteur dans un état sûr et de retrouver des dispositions de conduite habituelles ;
- sur le réacteur n°2, les échangeurs encrassés ont été nettoyés, le débit d'eau normal a été retrouvé et un contrôle de l'ensemble des circuits susceptibles d'être affectés par les débris végétaux a été réalisé ;
- le filtre mal positionné sur le circuit SEB a été isolé ; il est en cours d'expertise afin de déterminer précisément l'origine de l'incident et de procéder à sa réparation ;
- un contrôle des échangeurs du réacteur n°1 est en cours ;
- les deux réacteurs de la centrale sont à l'arrêt.

Cet incident a été classé au niveau 1 de l'échelle INES. À aucun moment, la sûreté nucléaire de l'installation et la radioprotection des personnes n'ont été altérées.

L'ASN a réalisé une inspection sur le site le mardi 29 décembre 2009.

* Consulter la lettre de suite d'inspection du 29 décembre 2009

* Consulter les communiqués du 27 décembre 2009

[1] Les circuits « SEB » refroidissent certains circuits importants pour la sûreté et circuits auxiliaires en utilisant de l'eau pompée dans le grand canal d'Alsace.

Inspection n°INS-2009-EDFFSH-0022 du 18/02/2009**Thème conduite incidentelle et accidentelle****N/Réf. : Dép-Strasbourg-N° SM.SM.2009.0398****Strasbourg, le 12 mars 2009****Objet : Contrôle des installations nucléaires de base- CNPE de Fessenheim**

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 40 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection annoncée a eu lieu le 18/02/2009 au centre nucléaire de production d'électricité de Fessenheim sur le thème « conduite incidentelle et accidentelle ».

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 18/02/2009 avait pour objet principal le contrôle de l'organisation du CNPE concernant la gestion du chapitre VI des règles générales d'exploitation (RGE), qui définit les règles et consignes applicables en cas d'incident ou d'accident. Les inspecteurs ont ainsi examiné en particulier le processus de déclinaison en local des consignes de conduite accidentelle, et la gestion des matériels mobiles de sûreté (MMS).

Les inspecteurs se sont rendus en salle de commande des réacteurs n°1 et n°2 pour vérifier la validité des consignes accidentelles présentes et ont examiné les fiches d'alarme demandant l'application du document d'orientation et de stabilisation (DOS). Ils se sont également rendus au panneau de repli (utilisé en cas d'indisponibilité de la salle de commande) et dans les locaux électriques du réacteur n°1.

Les inspecteurs ont constaté la conformité des consignes disponibles en salle de commande du réacteur n°2. Toutefois, ils ont noté des écarts de gestion documentaire au panneau de repli ainsi que pour les documents permettant de tester périodiquement les MMS. En outre, deux alarmes DOS n'étaient pas repérées correctement en salle de commande du réacteur n°1. Ces points ont fait l'objet de constats le jour de l'inspection.

A. Demandes d'actions correctives

Les verrines des alarmes DOS RPR 238 et 239 AA de la salle de commande du réacteur n°1 ne comportaient pas le «D» caractéristique d'une alarme DOS.

Demande n°A.1 : Je vous demande de mettre en conformité ces verrines et de vérifier que toutes les alarmes DOS sont bien repérées de manière adéquate.

Lors de l'inspection du panneau de repli du réacteur n°1, les inspecteurs ont relevé que la consigne accidentelle I14 s'y trouvant n'était pas à la même version que celle indiquée dans la section 2 du chapitre VI des RGE. Le lendemain de l'inspection, vous m'avez indiqué que seule la première page n'était pas à jour et que le reste du document était conforme.

Demande n°A.2.a : Je vous demande de procéder à un contrôle de la documentation relative à la conduite accidentelle mise à disposition des équipes de conduite et de la mettre en conformité le cas échéant.

Demande n°A.2.b : Je vous demande de veiller à ce qu'une telle erreur ne se reproduise pas. Vous me ferez part en particulier des résultats de vos investigations sur l'origine de cette erreur et des actions correctives que vous comptez mettre en place.

Pour des raisons de disponibilité de matériels lors des arrêts de tranche et afin de ne pas perdre du temps, vous avez indiqué que certains essais périodiques (EP) se déroulaient en deux temps et par parties. Pour cela, vous avez scindé la gamme d'EP concernée en deux parties en montant son indice. Les deux parties ont la même référence et le même indice et, seules des indications manuscrites en surcharge permettent de les distinguer.

Demande n°A.3 : Je vous demande de revoir cette procédure afin de la rendre conforme à l'arrêté «qualité» du 10 août 1984.

B. Compléments d'information

Lors de la visite en salle de commande de la tranche 1, les inspecteurs ont relevé que l'alarme LTA 011 AA faisait l'objet de demandes d'intervention afin de rétablir la liaison de report d'alarme vers la salle de commande. Le chantier de construction du nouveau bâtiment administratif de site pourrait être à l'origine de cette coupure.

Demande n°B.1 : Je vous demande de me préciser :

- ***quelles sont les actions prévues permettant de remettre en conformité cette alarme,***
- ***et le retour d'expérience que vous tirez concernant l'analyse de risques du chantier du bâtiment administratif qui n'avait pas permis d'identifier cet impact.***

Lors de l'inspection, vous avez indiqué que vous aviez détecté tardivement que la validation à blanc de la consigne de référence I14 n'avait pas permis de détecter un écart de déclinaison de la règle de conduite accidentelle dans la consigne de référence. Vous avez alors exposé un plan d'actions qui devrait être validé lors d'une commission interne prévue le 25/03/2009 et par votre service central (CIPN).

Demande n°B.2.a : Je vous demande de me préciser quelles actions et échéances auront été finalement retenues.

Demande n°B.2.b : Je vous demande de me faire part des résultats de vos investigations sur l'origine de cette erreur et des actions correctives que vous comptez mettre en place.

C.Observations

C.1 L'instruction « matériels mobiles de sûreté » référencée D5190-03.0572-I/13/SSQ/013 indice 6 comporte quelques incohérences avec le document «MMS liste des matériels mobiles utilisés dans les règles de conduite du chapitre VI des RGE de Fessenheim du 20/11/1998 ELP.FE/98.0116A». Ce document que vous considérez comme obsolète est en fait le référentiel national à partir duquel vous rédigez une note de référentiel local. Vous avez indiqué que vous alliez rectifier ces erreurs lors d'une prochaine montée d'indice à l'occasion de la mise en application de la directive interne d'EDF n°115.

C.2 Du matériel ainsi que des documents étaient entreposés de manière inadéquate dans le local KIT.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui ne dépassera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser pour chacun l'échéance de réalisation.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'assurance de ma parfaite considération.

Pour le Président de l'ASN et par délégation, le chef de la division de Strasbourg

SIGNÉ PAR Pascal LIGNERES

N/Réf. : Dép-Strasbourg-N° OK.OK.2009.1935**Strasbourg, le 31 décembre 2009****Inspection n°INS-2009-EDFFSH-0027 du 29/12/2009****Thème : événement « baisse du débit de refroidissement du circuit d'eau brute »**

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 40 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection inopinée a eu lieu le 29/12/2009 au centre nucléaire de production d'électricité de Fessenheim suite à la réduction du débit de refroidissement du circuit d'eau brute, survenue le 27 décembre 2009, ayant conduit au déclenchement du plan d'urgence interne (PUI).

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 29/12/2009 fait suite à l'événement « baisse du débit de refroidissement du circuit d'eau brute » qui s'est produit le 27/12/2009 et qui a conduit au déclenchement du plan d'urgence interne (PUI) du site. Les inspecteurs se sont rendus sur place afin d'examiner la situation du tambour filtrant mal positionné qui est à l'origine de l'événement. Ils ont vérifié d'une part que le tambour filtrant mal positionné était bien isolé et d'autre part que les paramètres de pression et de température du réacteur étaient conformes aux règles d'exploitation. Ils se sont également attachés à vérifier les conditions d'exploitation du réacteur avant l'événement du 27/12/2009.

Il ressort de cette inspection qu'aucune anomalie d'exploitation permettant d'expliquer cet événement n'a été constatée par les inspecteurs. Le site a engagé des actions afin d'expertiser le tambour filtrant mal positionné et le réparer et se prépare vers un retour en exploitation normale. Les inspecteurs ont néanmoins relevé un écart de traçabilité sur l'opération d'exploitation courante de remise en service de la pompe associée au tambour filtrant défaillant lors du redémarrage du réacteur n°2 le 27/12/2009.

A. Demandes d'actions correctives

Les inspecteurs ont constaté que la consigne de conduite F-CRF 4-TR2 n'a pas été remplie lors de la remise en service de la pompe 2 CRF 003 PO le samedi 26/12/2009.

Demande n°A.1 : ***Je vous demande de m'indiquer les raisons pour lesquelles cette consigne n'a pas été remplie et les dispositions que vous prenez pour garantir la traçabilité des opérations réalisées.***

B. Compléments d'information

Les inspecteurs ont consulté le cahier de quart du bureau de consignation du service conduite. Ils ont noté que le 26/12/2009 à 21h le régime d'exploitation RX1439 (Levée partielle sur 2 SEB 06 et 08 VE – Isolement du 2 RRI 02 RF) avait été délivré sur le réacteur n°2.

Demande n°B.1 : ***Je vous demande de m'expliquer d'une part pour quelle raison ce régime a été établi et d'autre part de me transmettre le document rempli associé à cette opération d'exploitation.***

Les inspecteurs ont constaté sur le cahier de quart (relève de quart du 26/12/2009 - cahier opérateur du réacteur n°2 - quart de l'après midi) que les pompes CRF ont été mises à l'arrêt pour maintenir la température du circuit de refroidissement des circuits secondaires (SNO).

Demande n°B.2 : ***Je vous demande de me justifier les raisons techniques de l'arrêt de ces pompes CRF et le cadre documentaire qui entoure cette exigence d'arrêt. Vous voudrez bien m'indiquer les références des procédures qui encadrent cette opération de mise à l'arrêt et la consigne complétée.***

L'événement « baisse du débit de refroidissement du circuit d'eau brute » qui s'est produit le 27/12/2009 a rendu indisponible le groupe froid 0 DCC 053 GF par critère « pression trop élevée du circuit HP ». Cette indisponibilité a conduit au relâchement du gaz du circuit de réfrigération. Ce relâchement a fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif environnement.

Demande n°B.3 : ***Je vous demande de me transmettre, en complément du compte-rendu de cet événement significatif, le rapport d'expertise du groupe froid 0 DCC 053 GF. Le compte-rendu de cet événement devra mentionner clairement les défaillances des matériels et des dispositifs de sécurité ayant conduit à cette indisponibilité et à ce relâchement ainsi que les mesures prises pour en éviter le renouvellement. Vous vous assurerez de plus que le groupe DCC052GF voisin ne subira pas la même défaillance en pareille situation.***

Au cours de la gestion de l'événement du 27 décembre 2009, le site a mis en place un plan d'action visant à s'assurer de la disponibilité des circuits utilisateurs de l'eau de refroidissement du circuit d'eau brute. Ce plan d'action validé n'a pas pu être présenté aux inspecteurs. Or, une partie importante de ce plan d'action a déjà été lancée.

Demande n°B.4 : ***Je vous demande de me transmettre ce plan d'action, de m'expliquer pour quelle raison il n'a pas été validé avant sa mise en oeuvre et comment sont gérés les plans d'actions dans ce type de situation.***

Lors de l'inspection du local contenant les groupes froids 0 DCC 052 et 53 GF, les inspecteurs ont constaté la présence d'une fissure d'environ 1m de long sur le mur en béton qui vient d'être mis en place dans le cadre du renforcement sismique du bâtiment.

Demande n°B.5 : ***Je vous demande de m'expliquer l'origine de cette fissure, de la réparer et/ou de me justifier son absence de nocivité.***

C. Observations

Pas d'observation.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui ne dépassera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser pour chacun l'échéance de réalisation.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'assurance de ma parfaite considération.

Pour le Président de l'ASN et par délégation, l'adjoint au chef de la division de Strasbourg

SIGNÉ PAR Hubert MENNESSIEZ

Inspection n°INS-2009-EDFFSH-0016
Thème : inspection de chantier VD3 FSH1
N/Réf. : Dép-Strasbourg-N° OK.OK.2009.1901
le 16 décembre 2009

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 40 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, des inspections ont eu lieu les 3, 12 et 25 novembre 2009 au centre nucléaire de production d'électricité de Fessenheim dans le cadre de l'arrêt pour troisième visite décennale du réacteur n°1.

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

Les inspections des 3, 12 et 25 novembre 2009 portaient sur le contrôle des interventions réalisées par les agents du CNPE de Fessenheim et les entreprises prestataires dans le cadre de l'arrêt pour la troisième visite décennale du réacteur n°1. Lors de ces inspections, les inspecteurs ont vérifié la réalisation et la tenue de plusieurs chantiers de maintenance et de modifications des installations situés dans le bâtiment réacteur, le bâtiment des auxiliaires nucléaires et dans la salle des machines.

Plusieurs écarts ont été constatés concernant la signalétique relative à la radioprotection, l'étanchéité des sas d'accès en zone contaminée et les appareils de levage. Néanmoins, l'ASN constate des progrès importants concernant l'état du vestiaire d'accès en zone contrôlée.

A. Demandes d'actions correctives

Lors des inspections, les inspecteurs ont constaté plusieurs écarts concernant la signalétique relative à la protection des travailleurs contre les rayonnements ionisants :

- absence d'affichage des conditions d'accès au chantier 1 RPE 144 VP,
- défaut de balisage du chantier RCP 103 VP,
- point chaud non balisé dans le local R203,
- absence de consigne pour l'accès au sas dans le local K117,
- consignes incohérentes pour l'accès au local R333,
- défaut de balisage de la partie supérieure du robinet RCP103 VP lors de son déplacement.

En outre, les inspecteurs ont constaté que certains sas d'accès en zone contaminée n'étaient pas étanches.

Des remarques similaires avaient déjà été faites lors des arrêts de réacteurs précédents. Je considère donc que les mesures prises à ce jour par le CNPE dans ce domaine sont insuffisantes.

Demande n°A.1 : Je vous demande d'établir et de me transmettre un plan d'action ainsi qu'un échéancier concernant a minima:

- l'amélioration du niveau de culture de radioprotection lors des interventions effectuées en arrêt de tranche,
- l'amélioration de la surveillance dans ce domaine,
- les dispositions nécessaires afin que les conditions d'accès en zone orange soient respectées,
- la signalisation des points chauds,
- l'adéquation des formations des intervenants et des surveillants par rapport à l'ensemble des exigences y compris radioprotection,
- l'amélioration du traitement des écarts.

Lors de l'inspection du 12 novembre 2009, un sac non identifié contenant des bombes aérosols de produits inflammables a été découvert dans le local R 222. Un écart similaire s'était déjà produit en juin 2009 et avait conduit le site à déclarer un événement significatif radioprotection.

Demande n°A.2 a : Je vous demande de compléter les actions déjà mises en place afin d'éviter la présence de sacs non identifiés dans les zones contrôlées.

Demande n°A.2 b : Je vous demande également de me préciser pour quelle raison la surveillance des chantiers n'a pas permis de détecter l'utilisation de ces produits inflammables.

Les inspecteurs ont constaté plusieurs écarts concernant les appareils de levage : la crémaillère du pont 1 DMW 225 PF était en limite de sortie du rail. En outre, la pose d'une élingue supportant la tuyauterie d'alimentation normale des générateurs de vapeur (ANG) en salle des machines n'était pas conforme aux règles de l'art. Enfin, les inspecteurs ont relevé plusieurs écarts dans les magasins et sur les chantiers concernant l'état et la vérification périodique des élingues.

Je vous rappelle que :

- Les élingues dont les défauts sont susceptibles d'entraîner une rupture doivent être retirées du service,

conformément à l'article R.4323-49 du code du travail.

- Les équipements de travail utilisés pour le levage des charges doivent subir les vérifications périodiques prévues à l'article R.4323-23 du code du travail et à l'arrêté du 1er mars 2004.

Demande n°A.3 : Je vous demande de prendre les mesures nécessaires afin de remettre en conformité ces matériels de levage.

Une fissure de quelques centimètres a été constatée à environ 10 cm sur le bord du plancher béton à 20m dans le bâtiment réacteur. Afin de prévenir tout risque de chute d'un morceau de béton, il est nécessaire de procéder à la réparation de ce plancher

Demande n°A.4 : Je vous demande de réparer cet écart au plus vite.

Lors de l'inspection du 25 novembre 2009, les inspecteurs ont constaté l'absence d'un morceau de plinthe au niveau du plancher entourant la pompe primaire N°2. Ces plinthes contribuent à prévenir le risque de chute d'objet entre la pompe et le plancher.

Demande n°A.5 : Je vous demande de réparer cette plinthe et de contrôler l'état de l'ensemble des plinthes entourant les autres pompes primaires.

B. Demandes d'informations complémentaires :

Les inspecteurs ont contrôlé les chantiers de remplacement des internes des clapets 1 RIS 40 et 41 VP.

Lors de ces inspections, des informations contradictoires ont été données aux inspecteurs par le prestataire et le chargé de surveillance EDF concernant la nécessité de disposer, ou non, d'un outil spécifique pour démonter les internes de ces robinets.

Demande n°B.1 a : Je vous demande de me fournir les instructions de démontage des internes de ces types de clapets validées par le constructeur.

Demande n° B.1 b : Je vous demande de me fournir les éléments techniques justifiant la position prise par le chargé d'affaire EDF. Cette justification comprendra un plan technique détaillé ainsi que le mode opératoire validé par EDF.

Demande n° B.1 c : Je vous demande de justifier pour quelle raison la préparation du chantier n'avait pas identifié l'absence des outils spécifiques pour démonter les internes du clapet 1 RIS 41 VP.

Demande n° B.1 d : Je vous demande de me justifier le respect du principe ALARA lors de l'intervention sur les internes du clapet 1 RIS 41 VP alors que l'outillage n'était pas disponible et d'évaluer la dosimétrie associée à cet essai infructueux de démontage sans outillage spécifique.

C. Observations

C.1 Les inspecteurs ont apprécié la mise en service du nouveau vestiaire pour le personnel entrant dans les bâtiments réacteur et auxiliaire nucléaire.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui ne dépassera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser pour chacun l'échéance de réalisation.

SIGNÉ PAR : Pascal Lignères

ANNEXE 5

**DEFINITION DES CRITERES
DES EVENEMENTS SIGNIFICATIFS (REP) POUR LA SÛRETÉ (ESS), POUR LA
RADIOPROTECTION (ESR), POUR L'ENVIRONNEMENT (ESE)
ET
DES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS HORS INB et TRANSPORTS**

EXTRAITS des Guides ASN

Les critères de déclaration de déclaration des événements significatifs sont classés en quatre catégories :

- événements significatifs sûreté afin d'éviter des accidents nucléaires et de limiter leurs conséquences ;
- événements significatifs radioprotection pour la protection des salariés et du public ;
- événements significatifs environnement ;
- événements significatifs concernant le transport de matières radioactives.

Ces critères s'appliquent aux REP, aux autres INB, aux autres installations

1-Guide ASN-annexe 6 (2005) : Critères de déclaration des événements significatifs impliquant la sûreté pour les REP (ESS)

Annexe 6	REP (événements significatifs impliquant le sûreté pour les REP)
ESS 1	Arrêt automatique du réacteur : mise en service manuelle ou automatique, intempestive ou non, de la fonction d'arrêt automatique du réacteur, quel que soit l'état du réacteur, à l'exception des mises en service intentionnelles résultant d'actions programmées ;
ESS 2	Mise en service d'un des systèmes de sauvegarde : mise en service manuelle ou automatique, intempestive ou non, d'un des systèmes de sauvegarde, à l'exception des mises en service intentionnelles résultant d'actions programmées ;
ESS 3	Non-respect des spécifications techniques d'exploitation (STE), ou événement qui aurait pu conduire à un non-respect des STE si le même événement s'était produit, l'installation s'étant trouvée dans un état différent : - tout non-respect d'une ou plusieurs conditions permanentes définies dans les STE, - tout non-respect des conditions d'une dérogation aux STE, - tout dépassement des délais quand il n'est pas prescrit d'état de repli, - toute indisponibilité provoquée hors des conditions prévues par les règles générales d'exploitation (RGE), non identifiée au préalable ou identifiée mais non traitée selon les prescriptions des STE ;
ESS 4	Agression interne ou externe : survenance d'un phénomène externe naturel ou lié à l'activité humaine, ou survenance d'une inondation interne, d'un incendie ou d'un autre phénomène susceptible d'affecter la disponibilité des matériels importants pour la sûreté ;
ESS 5	Acte intentionnel ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la sûreté de l'installation
ESS 6	Passage en état de repli en application des (STE) ou des procédures de conduite accidentelles à la suite d'un comportement imprévu de l'installation ;
ESS 7	Évènement ayant causé ou pouvant causer des défaillances multiples : indisponibilité de matériels due à une même défaillance ou affectant toutes les voies d'un système redondant ou le même type de matériels de plusieurs systèmes de sûreté ;
ESS 8	Évènement ou anomalie spécifique au Circuit Primaire Principal, au Circuit Secondaire Principal ou aux appareils à pression des circuits qui leur sont connectés, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception ou qui ne serait pas encadrée par les consignes d'exploitation existantes ;
ESS 9	Anomalie de conception, de fabrication en usine, de montage sur site ou d'exploitation de l'installation concernant des matériels et des systèmes fonctionnels autres que ceux couverts par le critère 8, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte et qui ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation existantes ;
ESS 10	Tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire.

2-Guide ASN –annexe 7 (octobre 2005) : Critères de déclarations des Evènements Significatifs impliquant la radioprotection pour les INB (ESR)

Annexe 7	Critères de déclarations des ES impliquant la radioprotection pour les INB
Critère 1 (ESR 1)	Dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire ou situation imprévue qui aurait pu entraîner, dans des conditions représentatives et vraisemblables, le dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition ;
Critère 2 (ESR2)	Situation imprévue ayant entraîné le dépassement du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, lors d'une exposition ponctuelle, quel que soit le type d'exposition ;
Critère 3 (ESR 3)	Tout écart significatif concernant la propreté radiologique ;
Critère 4 (ESR 4)	Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) comportant un risque radiologique important, réalisée sans une analyse de radioprotection formalisée (justification, optimisation, limitation) ou sans prise en compte exhaustive de cette analyse ;
Critère 5 (ESR 5)	Acte ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou du public contre les rayonnements ionisants ;
Critère 6 (ESR 6)	Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption ;
Critère 7 (ESR 7)	Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite (zones orange et rouge) ;
Critère 8 (ESR 8)	Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique qui permettent d'assurer la protection des personnels présents, lors d'activités comportant un risque radiologique important ;
Critère 9 (ESR 9)	Dépassement de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique : - de plus d'un mois s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente ; (périodicité réglementaire d'un mois) ; - de plus de trois mois s'il s'agit des autres types d'appareils (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE* ou le référentiel radioprotection est comprise entre douze et soixante mois)
Critère 10 (ESR 10)	Tout autre événement susceptible d'affecter la radioprotection jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire

3-Guide ASN –annexe 8 (octobre 2005) : Critères de déclaration des ES impliquant l'environnement pour les INB

Annexe 8	Critères de déclaration des ES impliquant l'environnement pour les INB
Critère 1	Contournement des voies normales de rejet ayant un impact significatif, dépassement avéré de l'une des limites de rejets dans le milieu, fixée par un arrêté autorisant les prélèvements et les rejets de l'installation pour les substances radioactives ou rejet de substance radioactive non autorisé ;
Critère 2	Contournement des voies normales de rejet ayant un impact significatif, dépassement avéré de l'une des limites de rejets dans le milieu fixée par un arrêté autorisant les prélèvements et les rejets de l'installation pour les substances chimiques, ou rejet significatif de substance chimique non autorisé (hors substances appauvrissant la couche d'ozone) ;
Critère 3	Dépassement avéré de l'une des limites de rejets ou de concentration présente fixée par la réglementation sanitaire ou un arrêté autorisant les prélèvements et les rejets de l'installation pour les substances microbiologiques ;
Critère 4	Non-respect d'une disposition opérationnelle fixée dans un arrêté autorisant les prélèvements et les rejets de l'installation qui aurait pu conduire à un impact significatif pour l'environnement ;
Critère 5	Acte ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter l'environnement ;
Critère 6	Non-respect des dispositions de l'arrêté du 31 décembre 1999, de prescriptions techniques d'équipements ou d'installations classées pour la protection de l'environnement qui aurait pu conduire à un impact significatif sur l'environnement (hors écarts aux arrêtés de rejets, aux études déchets) ;
Critère 7	Non-respect de l'étude déchets du site ou de l'installation conduisant à engager l'élimination d'un déchet nucléaire dans une filière conventionnelle ou à remettre en cause le caractère conventionnel d'une zone ;
Critère 8	Découverte d'un site pollué de manière significative par des matières chimiques ou Radioactives ;
Critère 9	Tout autre événement susceptible d'affecter la protection de l'environnement jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire

4-Guide ASN -annexe 9 (octobre 2005) : Critères de déclaration des ES de transport de matières radioactives

Annexe 9	Critères de déclaration des ES de transport de matières radioactives
Critère 1	Perte ou vol d'un colis de matières radioactives lors d'un transport ;
Critère 2	Expédition d'un colis alors que le destinataire n'est pas en mesure d'être livré ;
Critère 3	Découverte fortuite d'un colis de matières radioactives issu d'un transport n'ayant pas fait l'objet de déclaration de perte ;
Critère 4	Événement quelle qu'en soit la gravité, dès qu'il serait susceptible de conduire à des interprétations erronées ou malveillantes dans les médias ou le public
Critère 5	Acte de malveillance constaté ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la sûreté du transport (par exemple tentative de vol) ;
Critère 6	Agression due, soit à des phénomènes naturels, soit à des activités humaines ayant affecté réellement ou potentiellement la sûreté du transport (par exemple accident) ;
Critère 7	Événement d'origine nucléaire ou non, ayant entraîné mort d'homme ou blessure grave nécessitant une évacuation du ou des blessés vers un centre hospitalier, lorsque l'origine des blessures est en rapport direct avec la sûreté du transport ;
Critère 8	Défaut, dégradation ou défaillance ayant affecté une fonction de sûreté qui a eu ou aurait pu avoir des conséquences significatives ;
Critère 9	Événement ayant affecté une ou plusieurs barrières interposées entre la matière radioactive et les personnes, et ayant entraîné, ou ayant pu entraîner, une dispersion de ces substances ou une exposition significative des personnes aux rayonnements ionisants au regard des limites fixées par la réglementation ;
Critère 10	Non respect des exigences réglementaires du transport de matières radioactives qui a eu ou aurait pu avoir des conséquences significatives (par exemple non respect règles pour route, voie ferrée, voie fluviale, voie maritime, voie aérienne) ;
Critère 11	Événement, même mineur, affectant une fonction de sûreté, dès lors qu'il présente un caractère répétitif dont la cause n'a pas été identifiée ou qui est susceptible d'être précurseur d'incidents ;
Critère 12	Non respect de l'une des limites réglementaires applicable à l'intensité de rayonnement ou à la contamination ;
Critère 13	Tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté des transports, jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire ;

5-Guide ASN (janvier 2008) : Critères de déclaration des Événements Significatifs (ES) survenant lors de l'utilisation de matières radioactives ou de rayonnements ionisant en dehors des installations nucléaires

	Critères pour la déclaration d'ES survenant lors de l'utilisation de matières radioactives ou de rayonnements ionisant en dehors des installations nucléaires (janvier 2008)
Critère 1	Exposition ou situation mal ou non maîtrisée, ayant entraîné ou susceptible d'entraîner un dépassement de la limite de dose individuelle annuelle réglementaire associée au classement du travailleur ; ou Situation imprévue ayant entraîné le dépassement, en une seule opération, du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire pour un travailleur ;
Critère 2	2.1 (Exposition des patients à visée thérapeutique) Situation thérapeutique mal maîtrisée ou dysfonctionnement lors de l'utilisation d'une substance radioactive ou d'un dispositif d'irradiation des patients ayant entraîné ou susceptible d'entraîner : -l'apparition d'effets déterministes non prévus ; et/ou -l'exposition d'un ou plusieurs patients à des doses significativement différentes des doses prescrites. 2.2 (Exposition des patients à visée diagnostique) Pratique inadaptée ou dysfonctionnement lors de l'utilisation de sources radioactives ou de générateurs de rayons X à visée diagnostique ayant entraîné ou susceptibles d'entraîner : - des expositions significativement supérieures aux niveaux de référence diagnostiques ; ou - des erreurs dans la réalisation de l'examen.
Critère 3	(Public) : Situation mal ou non maîtrisée, perte de contrôle d'une substance radioactive ou d'un dispositif conduisant à une exposition, ayant entraîné ou susceptible d'entraîner un dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire pour le public.
	4.0 Perte de contrôle de substances radioactives ou d'un dispositif conduisant à une exposition ;

Critère 4	4.1 Perte ou vol de sources, de substances radioactives ou de générateurs de rayonnements ionisants ; 4.2 Découverte de sources, de substances radioactives ou de générateurs de rayonnements ionisants ; 4.3 Dispersion de radionucléides ou de matériels contaminés ; 4.4 Rejet non autorisé de radioactivité dans l'environnement ; 4.5 Evacuation de déchets radioactifs vers une filière inappropriée ; 4.6 Livraison non conforme à l'autorisation délivrée quant à l'activité totale ou la nature du radionucléide ; 4.7 Découverte de la perte d'intégrité d'une source radioactive scellée, quelle que soit la cause de la perte d'intégrité ; 4.8 Entreposage de sources, de substances radioactives ou de générateurs de rayonnements ionisants dans un lieu non autorisé pour cet usage.
Critère 5	Acte ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs, des patients ou du public contre les effets des rayonnements ionisants, y compris par des atteintes affectant l'environnement.
Critère 6	6.1 Tout autre événement susceptible d'affecter la radioprotection jugé significatif par le responsable de l'activité nucléaire ; 6.2 Tout autre événement susceptible d'affecter la radioprotection jugé significatif par l'Autorité de sûreté nucléaire ;

ANNEXE 6

Quelques remarques concernant la Mécanique

Ces remarques ont un caractère générique et, sous des formes légèrement différentes, peuvent être retrouvées dans des rapports d'expertise antérieurs (VD2 de Fessenheim, VD2 de Blayais et VD1 de Golfech 2) où elles ont été développées.

La notion de température de transition.

Cette notion est utilisée de manière systématique dans l'approche de sûreté vis-à-vis de la rupture, au point qu'on pourrait penser que la rupture est impossible quand la température de fonctionnement est au-dessus de la température de transition. Il n'en est rien car elle sépare seulement deux domaines dans lesquels le comportement est différent vis-à-vis de la rupture. Au-dessous de cette température, le risque de rupture brutale (dite fragile) est très élevé et il faut absolument s'en prémunir. Toutefois, **la rupture est possible au-dessus de la température de transition** (dans le domaine dit ductile) si l'amplitude du chargement appliqué et l'énergie disponible sont suffisants. Mais, on peut espérer que le caractère ductile du matériau permettrait de dissiper une quantité importante d'énergie, épuisant ainsi celle fournie par le chargement accidentel avant que l'ampleur des dégradations n'atteigne un niveau catastrophique au plan de la sûreté. L'état « ductile » du matériau ne constitue donc pas une garantie absolue, en particulier vis-à-vis de chargements à grande réserve d'énergie comme les chargements en pression.

Il faut rappeler que cette approche, conséquence de la grande taille des cuves nucléaires, est quelque peu paradoxale. En effet, le fonctionnement dans le domaine ductile ne permet pas d'envisager l'existence de fissures traversantes stables qui, dans les « anciens » organes en pression, se signaleraient par une fuite (de vapeur) détectable servant d'alerte sans encore présenter un risque majeur.

La définition d'un seuil de sécurité en termes d'écart entre température de transition et température de fonctionnement n'est quantitativement pas parlante. Rappelons qu'en réponse à cette remarque, un calcul demandé à EDF en VD2, a montré que le défaut acceptable était, dans le cas le plus défavorable, pour Fessenheim I, 4,9 fois plus grand que le défaut détecté (et 3,6 fois pour Fessenheim I). En dix ans, ces facteurs se sont obligatoirement réduits.

Programme de surveillance.

La température de transition n'est pas une notion précise. On la mesure à partir d'un ensemble d'essais de résilience. Plus précisément, on mesure un écart par rapport à la température de transition du métal sain (RTndt initiale) mesurée une fois pour toutes de manière indépendante. Ces essais sont réalisés sur une plage de température à l'intérieur de laquelle on observe une variation de la réponse (énergie dissipée dans la rupture dynamique d'une éprouvette normalisée) à un même chargement. Pour un état donné du matériau, chaque point de mesure consomme une éprouvette, raison pour laquelle une capsule de d'irradiation contient une vingtaine d'éprouvettes « Charpy »

(par référence à l'inventeur de l'essai de résilience) et il faut un grand nombre de points pour observer la température vers laquelle se situe la variation de la réponse recherchée. L'écart en RT_{ndt} est ainsi défini avec une assez faible précision (une trentaine de degrés).

Les essais de résilience, apparentés aux essais normalement utilisés pour déterminer la ténacité, sont différents. Il n'est donc pas garanti que la **température de transition de la résilience** évolue de la même façon que la **température de transition de la ténacité** (qui est le paramètre physique utilisé dans les calculs) et dépende de la même façon des divers paramètres (chimie, fluence, etc.). Il faudrait compléter les essais de résilience par des essais de mécanique de la rupture pour estimer l'écart entre les deux approches. On ne nous a pas signalé, d'avance significative depuis 10 ans dans les recherches effectuées dans ce domaine

En outre, l'état du métal est rapporté à la fluence (souvent abusivement au temps équivalent de fonctionnement) et sa mesure dans les capsules est faite avec des capteurs dont le spectre ne couvre pas tous les neutrons (certains ne pouvant être détectés). On est donc dans une approche qui reste relative.

Quelques incertitudes de l'analyse de sûreté.

La taille de la fissure.

L'amélioration des capacités de détection de la MIS (qui – tant mieux - n'a pas explicitement été démontrée puisqu'on n'a pas retrouvé de nouveaux défauts) est fondamentalement liée à l'amélioration du traitement numérique de l'information très complexe acquise par des capteurs à ultrasons. Dit très schématiquement, la présence de la fissure induit des réflexions d'ondes qui n'existeraient pas sans sa présence. En utilisant plusieurs capteurs, on peut détecter l'endroit de la fissure et sa taille. C'est le même principe que celui de l'échographie. La traduction des signaux en images visibles nécessite l'utilisation de puissants logiciels de traitement d'image mettant en jeu des méthodes mathématiques sophistiquées.

Elles sont validées, en laboratoire, par la mesure de fissures connues. Mais il n'y a aucun moyen de prouver qu'il n'existe pas de fissure qui puisse échapper à cette technique d'auscultation.

La ténacité.

Une évidence est qu'on mesure de la ténacité d'un matériau 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.

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 des paramètres suivants : composition chimique initiale du matériau - procédés de fabrication (type d'usinage, traitements thermiques) – température - état de vieillissement sous l'effet de l'irradiation neutronique (la fluence) - vitesse de sollicitation - état de triaxialité des contraintes.

Les deux derniers points sont rarement évoqués car ils sont difficiles à mesurer. La vitesse de déformation a un effet qui va pourtant dans le même sens que la baisse de

température et peut donc contribuer à aggraver le risque en cas de choc (explosion ou choc thermique). Le caractère épais de la cuve (par rapport aux éprouvettes plus minces) est également un facteur aggravant.

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. 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. C'est le phénomène qu'on utilise pour rompre un fil de fer (un trombone par exemple).

L'estimation de la fatigue relève de « l'analyse des situations ». Elle est basée sur des résultats empiriques et en quantité limitée car la fabrication d'une « courbe de fatigue de référence » requiert un très grand nombre d'essais.

Cette courbe de fatigue montre que le nombre de cycles conduisant à la rupture diminue avec l'amplitude du cycle. Elle est sujette aux mêmes critiques fondamentales que toutes les courbes obtenues de manière statistique (puisqu'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.

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. En situation réelle, le chargement n'est pas uni axial. La notion de cycle n'est donc plus évidente et, pour rapprocher les grandeurs multiaxiales des valeurs expérimentales uni axiales, on doit utiliser des notions d'équivalence dont on n'a pas vérifié la pertinence pour la fatigue.

Ensuite, la difficulté principale est d'ajouter les effets de chargements d'amplitude différente, (pour simplifier). On applique une règle consistant à dire que la même nocivité, quelle que soit l'amplitude, est la même proportion du nombre de cycles permis et l'on ajoute les nocivités. Cette approche n'est malheureusement pas intrinsèque et son caractère conservatif n'est pas prouvé.

On doit donc avoir, une fois de plus, recours à des marges d'ignorance qui, pour le cas de la cuve, semblent heureusement assez larges.

ANNEXE 7

UN POINT SUR L'IRRADIATION NEUTRONIQUE DE LA CUVE

Dans l'annexe rappelant « quelques remarques concernant la mécanique », il a été fait état de la modification de la température de transition ductile-fragile. La modification de cette caractéristique importante du métal de la cuve est essentiellement due à l'irradiation neutronique.

Afin de mieux appréhender cette question, nous allons faire un rappel des diverses questions s'y rapportant.

Ces données ont un caractère générique et peuvent être retrouvées dans des rapports d'expertise antérieurs (VD2 de Fessenheim 1 et 2, VD2 de Blayais 1 et VD1 de Golfech 2) où elles ont été explicitées.

"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 –Bureau du Contrôle des Chaudières Nucléaires -mars 1999). Comme soulignait 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.

Pour ce faire la démarche de Framatome (devenu AREVA) 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 placés dans des capsules disposées 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 (électron-volt) 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 $N_{\text{dif}} = \sigma (N / A \rho l) N_{\text{inc}}$

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 :

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

$g_i = N / A \quad r_i$ 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'ENERGIE 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- voir figure 3 page 107).

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 (rôle 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). Cette lame d'eau sépare 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 du 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 1 MeV.

Ces dosimètres sont les suivants :

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

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 (Figure 12 page 105) de chaque virole. 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 – méthode malheureusement abandonnée pour l'EPR : coût et faisabilité). 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.

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 ladite cuve. Seule la position 15° donne une réelle anticipation.

Position des capsules	15°	25°	35°	45°
rapport de fluence	1,483	0,975	0,623	0,486

Suite à des changements de positions permis par les premières extractions, voici les temps équivalents en cuve. Seules les capsules X, Y et U sont encore actuellement en cuve.

CAPSULES	EXTRACTION	Temps équivalent en cuve
S (15°)	1979	2 ans
Z (1,5 ans à 45°, 9,5 ans à 25°)	1988	8 ans
T (1,5 ans à 25°, 9,5 ans à 15°)	1988	14 ans
V (20 ans à 15°)	1997	30 ans
W (12 ans à 25°, 16 ans à 15°)	2005	38 ans
X (12 ans à 35°, depuis à 25°) Y (22 ans à 35°, 6 ans à 25°, depuis à 15°) U (22 ans à 25°, depuis à 15°)	Dans la période VD3/VD4	

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

(1) pour chaque position de capsule, de l'épaisseur réelle de la lame d'eau (modification du spectre neutronique par des épaisseurs différentes de modérateur)

(2) 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 éventuellement 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 avait tranché *"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 ? Pourquoi la 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.

Dans ce rapport (§ 11.2.2 -page 54) la conclusion est intéressante :

" Si la dépendance entre évolution des propriétés mécaniques et fluence d'irradiation était linéaire, alors le dpa serait d'ores et déjà un bon paramètre d'endommagement aux neutrons.

Or cette apparence est trompeuse, car cette dépendance dans un spectre d'irradiation donne suit une loi de puissance de type (fluence)ⁿ. C'est d'ailleurs la corrélation obtenue pour l'établissement des formules de prévision FIM-FIS. "

Au lieu de s'interroger sur les raisons du bon accord dans la corrélation dpa – RTndt, elle est rejetée comme étant « trompeuse » car n'étant pas conforme au résultat espéré.

Par un test élémentaire, nous avons montré dans le rapport concernant la VD2 (2000) de FES1 que, compte tenu de la zone limitée de fluence dans laquelle on cherche à établir une corrélation et des grandes incertitudes sur les valeurs numériques disponibles, on peut utiliser aussi bien une loi linéaire qu'une loi de puissance.

Le rapport ESTEREL conclut que pour la loi de puissance souhaitée, seuls les neutrons de plus d'un MeV ont une contribution.

Cependant, P. SOULAT et Y. MEYZAUD (Prévention de la rupture brutale dans les chaudières nucléaires à eau pressurisée - Revue de métallurgie - Décembre 1990) faisaient 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."

La conclusion du rapport ESTEREL (utilisation des neutrons de plus de 1 MeV) 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'interprétations les rendant peu crédibles.

L'origine de la modification des caractéristiques métallurgiques.

Tant en 1999, qu'en 2009 des exposés nous ont donné l'état d'avancement des recherches fondamentales sur le sujet.

Le rôle des impuretés, majoritairement le cuivre, est à peu près compris.

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 aurait dû être modulée par la concentration en cuivre, ce qui aurait évité d'avoir à utiliser des valeurs d'exposant « pifométriques » pour appliquer les formules FIS – FIM au métal apporté dans les soudures.

La dernière formule de 2007 a d'ailleurs adopté un exposant unique de la fonction de fluence neutronique 0,59 (voir ci-dessous) pour le métal de base et les soudures ou joints.

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.

Les formules de fragilisation prévisionnelle enveloppe ont évolué dans le temps.

Formule de base : $RT_{NDT} = RT_{NDT \text{ initiale}} + \Delta RT_{NDT}$

Dans la période des VD2, les formules utilisées étaient les suivantes :

Formule FIM (métal de base) :

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

avec Φ = fluence des neutrons ($E > 1 \text{ MeV}$),

et $(\%Cu - 0,08) = 0$ si $Cu < 0,08 \%$ et $(\%P - 0,008) = 0$ si $P < 0,008 \%$

Formule EDF (joints soudés)

$$\Delta RT_{ndt} (^{\circ}\text{C}) = \{13 + 823 (\%P \geq 0,008) + 148 (\%Cu - 0,08) + 157 \%Ni^2 \%Cu\} (\Phi/10^{19})^{0,45}$$

et

Pour la VD3 de Fessenheim la formule utilisée est celle réactualisée en 2007 :

Formule (métal de base):

$$\Delta RT_{ndt} (^{\circ}\text{C}) = 18,6 + 15,4 \{1 + 37,5 (\%P - 0,008) + 6,6 (\%Cu - 0,08) + 5,8 \%Ni^2 \%Cu\} F^{0,59}$$

Formule (joints soudés)

$$\Delta RT_{ndt} (^{\circ}\text{C}) = 26,6 + 15,8 \{1 + 37,5 (\%P - 0,008) + 6,6 (\%Cu - 0,08) + 5,8 \%Ni^2 \%Cu\} F^{0,59}$$

où la fluence $F = 6,5 \cdot 10^{19} \text{ n/cm}^2 E > 1 \text{ MeV}$ (valeur estimée pouvant être atteinte en VD 4) :
elle sera plus faible semble-t-il ($5,24 \cdot 10^{19} \text{ n/cm}^2 E > 1 \text{ MeV}$)

P, Cu, Ni = teneur en éléments fragilisants mesurée à la coulée ou sur joint de recette (P et Cu majorés respectivement de 14% et 8% dans le cas du métal de base "lingot plein")

Il est à noter l'évolution du facteur de puissance sur la fluence qui est passé de :

-0,35 à 0,59 pour le métal de base et

-0,45 à 0,59 pour les joints soudés

et est maintenant le même pour le métal de base et les joints

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 $> 1 \text{ MeV}$.

P. SOULAT et Y. MEYZAUD (ibid) notaient en 1990 :

" 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."

L'évolution confirme bien le point de vue de ces spécialistes.

Les courbes FIS/ FIM, puis EDF utilisées 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 cette formule, 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 concluaient 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.

De plus, 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 ces formules.

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.

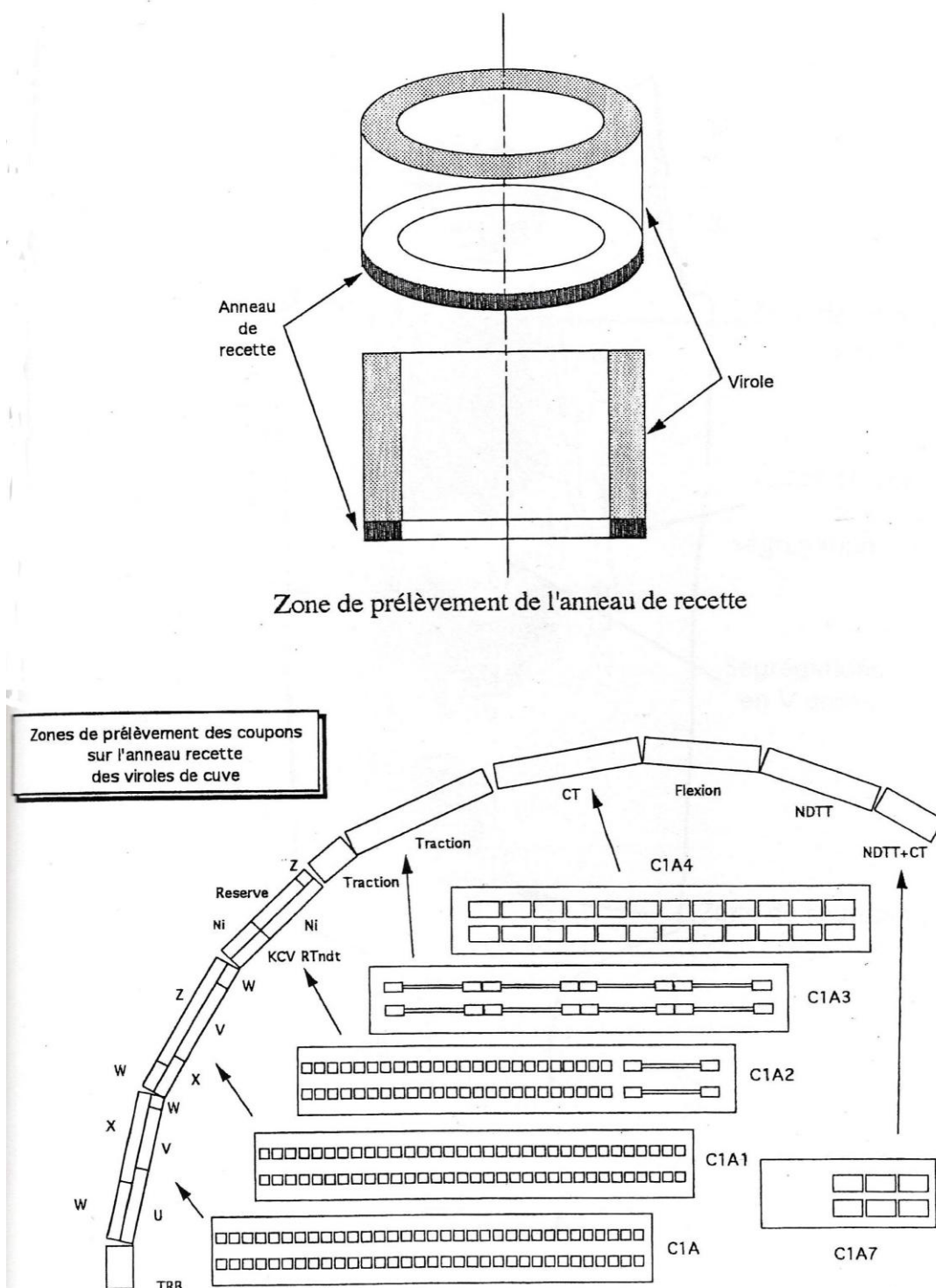
Annexe 7 – fig 1 de la VD3 (extraite de la VD2)*GSIEN - RAPPORT D'EXPERTISE VD2 FESSENHEIM*

Figure 2 - Position de l'anneau de recette et localisation des prélèvements des coupons

Annexe 7 – fig 2 de la VD3 (extraite de la VD2)

GSIEN - RAPPORT D'EXPERTISE VD2 FESSENHEIM

74

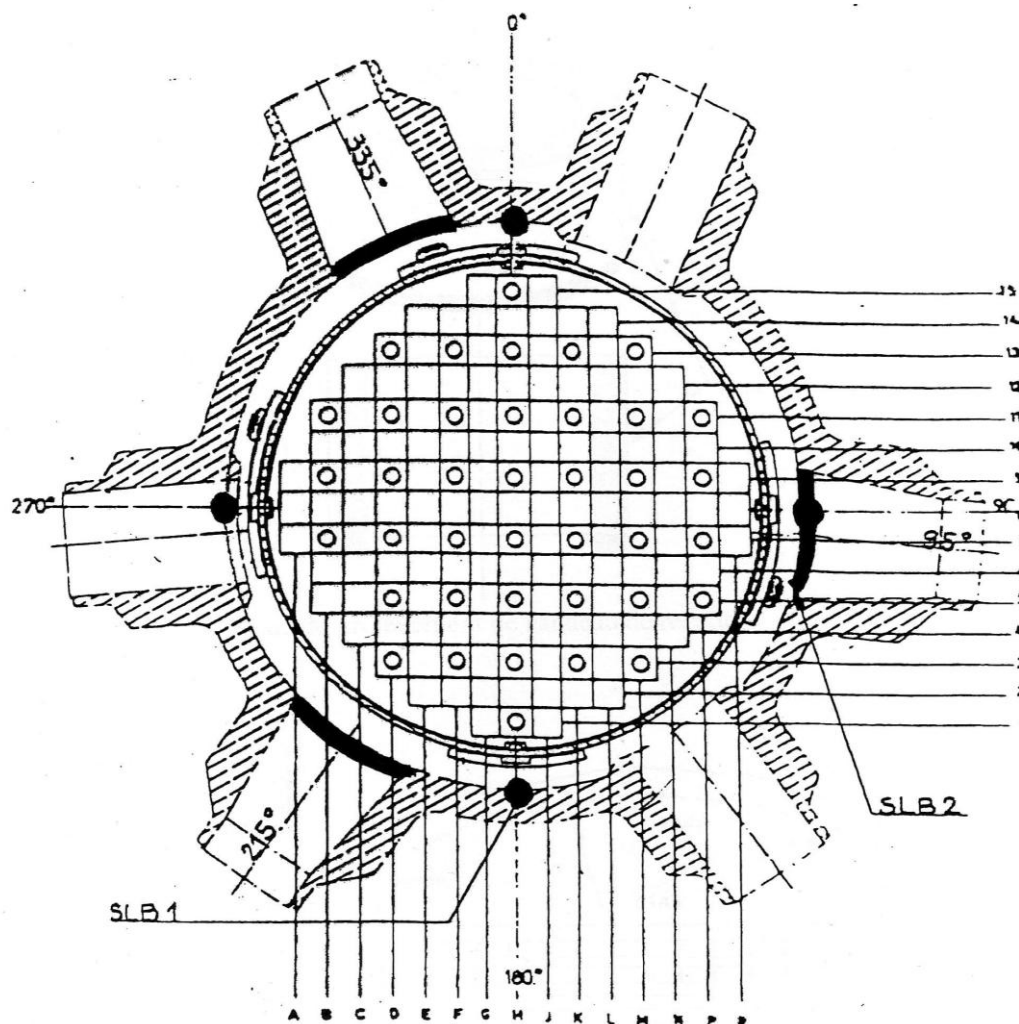
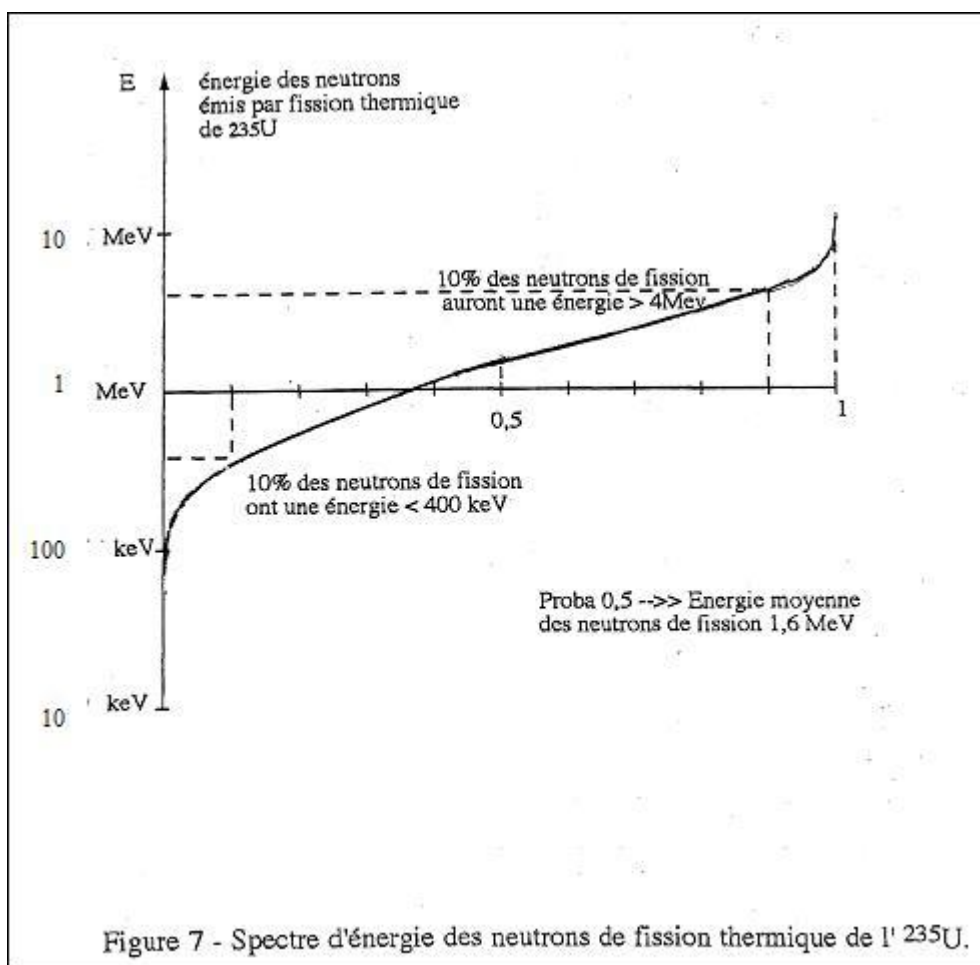


Figure 1 - Zones critiques d'une cuve

1 Mars 2000

Groupeement de Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire 2 rue François Villon 91400 ORSAY
 tél : 01 60 10 03 49 fax : 01 60 14 34 96 e-mail : monique.sene@cdf.in2p3.fr

Annexe 7 – Fig 3 de laVD3 (extraite de la VD2)

ANNEXE 8

ANALYSE DES INCIDENTS survenus entre la VD2 et la VD3

III- Traitement des incidents

- Le 9 juillet 2009, EDF a transmis la liste des événements significatifs sûreté survenus sur les tranches 0 (éléments communs) ou 1 (réacteur n°1) depuis la deuxième visite décennale. Ces fiches de synthèse sont numérotées 279 à 399 pour la tranche 1, et 21 à 25 pour les incidents génériques.
- Lors de la réunion du 12 mai 2010, EDF a transmis la liste des événements pour l'année 2009, numérotés de 403 à 421.
- La DRIRE, contactée comme cela avait été fait lors de la VD2, a donné une réponse tardive (mai).
- Il a été impossible de corréler la liste des événements transmis par EDF avec les annonces d'événement faites dans le bulletin "Sit'Infos" en raison du manque de précision dans les annonces (après étude des numéros 10 à 508)

Une première remarque : En se fondant sur leur numérotation, l'ensemble des fiches descriptives devraient concerner un total de 148 événements significatifs. Les documents obtenus ne concernent que la description de 140 événements. Le traitement des incidents ne concernera que les 140 événements décrits et non les 148 événements supposés.

Deuxième remarque : à partir du mois d'août 2001, la présentation des fiches a été modifiée, ce qui ne rend pas aisée une analyse comparative globale.

Troisième remarque : il n'a été transmis que les événements significatifs pour la sûreté (ESS) des tranches 0 et 1. Afin de compléter l'étude, il a été demandé la transmission des événements concernant la tranche 2, ainsi que les événements concernant la radioprotection (contaminations de personnes) et les transports. Cette demande n'a pas été acceptée par le CNPE. Compte tenu du grand nombre d'incidents concernant des erreurs impliquant des personnes, il reste indispensable de pouvoir confronter les analyses d'incidents concernant les tranches 1 et 2.

Classification des incidents :

L'ensemble des incidents de la période 2000-2009 a été classé selon des critères différents de ceux de l'échelle INES : le classement INES (de 0 à 7) est essentiellement relatif à la communication, et ne reflète que les conséquences effectives d'un événement. Le but de la présente étude est d'évaluer la cause première et le traitement de l'incident afin d'aider à la détection éventuelle de dérives ou de problèmes qui pourraient impacter la décision de poursuivre l'exploitation.

À la lecture des documents transmis par EDF, des distinctions apparaissent clairement :

- Incidents de type **MATERIEL**, c'est-à-dire initiés par une défaillance de matériel. Exemple : *l'incident n° 408 du 24 février 2009 : "Fuite de vapeur de l'ordre de 5 litres/heure au niveau du cordon de soudure d'un clapet"*.
- Incidents de type **FACTEUR HUMAIN**. Par opposition, il s'agira des incidents impliquant une intervention (ou une non-intervention...) humaine ayant généré un incident :
 - o Erreur humaine (*incident n° 355 du 5 février 2007 : "défaut de câblage sur un relais empêchant le démarrage d'une turbo pompe"*)
 - o Erreur d'application de procédure (*incident n°357 du 7 mars 2007 : franchissement de la Limite Très Basse, suite à un pilotage inapproprié de l'installation"*)
 - o Dépassement de délai d'intervention ou de tests (*incident n° 341 du 20 mars 2006 : "Dépassement de la périodicité de la réalisation d'un essai périodique"*)

- Gestion de l'installation (*incident générique n° 21 du 30 avril 2002 : "défaut de traçabilité de 14 sources radioactives" – N.B. : 11 sources n'étaient toujours pas retrouvées en mai 2008*)
- Incidents **MIXTES**. Dans ce type d'incidents, une défaillance initiale de matériel a été suivie d'une procédure de réparation entachée d'erreur humaine (incident n° 367 du 10 juillet 2007 : *"fuite d'huile aux paliers de la turbine suivie d'une erreur de préparation de dossier conduisant à une inversion des diaphragmes du circuit d'huile"*)

III.1 Comparaison National / Local

Le tableau suivant illustre le nombre d'incidents (de tous types) ayant affecté les réacteurs de type 900 MWe en France et sur le réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim (sources : rapports d'activité disponibles de l'ASN, documents issus de la CLS, documentation remise au GSIEN à l'occasion de la VD2 et de la VD3).

ANNEE	MOYENNE NATIONALE	REACTEUR FSH 1
1989		14
1990		3
1991		7
1992		7
1993		10
1994		8
1995		8
1996	9,0	5
1997	8,7	8
1998	6,8	7
1999		8
2000	8,6	6
2001	7,3	14
2002	8,0	9
2003	9,9	2 ou 3
2004	10,1	10
2005	11	19
2006	11,2	18
2007	12,4	25
2008	11,3	20
2009	12,8	17 (*)

(*) Jusqu'au démarrage de la VD3 en octobre 2009

Il apparaît clairement dans ce tableau que, si le réacteur n°1 ne se distinguait pas dans la moyenne nationale jusqu'environ l'année 2004 (ce qui avait relevé lors de la VD2), ce n'est plus le cas pour les 5 dernières années, ou **le nombre d'incidents est de l'ordre du double de la moyenne nationale**.

La réponse qui a été faite par l'exploitant lors de plusieurs interventions à la Commission Locale de Surveillance, et qui consistait à dire que l'augmentation du nombre d'incident était due à une plus grande sévérité au regard de la sûreté n'est pas acceptable : si c'était le cas, cela reviendrait à dire que l'ensemble des autres réacteurs du parc 900 MWe (il y en a 34) présenterait une grave lacune en matière de sûreté, comparativement à la centrale de Fessenheim. Ce qui serait pour le

moins douteux. Il est exact qu'au niveau français, on observe une augmentation du nombre d'incidents avec le temps. Ce qui – aux dires de l'ASN – est dû au vieillissement du matériel et des hommes.

Le réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim présente un taux d'incidents croissant avec le temps, ce qui est observé sur l'ensemble des centrales françaises, avec une augmentation extrêmement forte depuis l'année 2004, ce qui n'est pas observé sur le reste du parc nucléaire.

(Il serait indispensable d'étendre cette première analyse à l'étude des incidents significatifs de la tranche 2, de manière à vérifier si ce phénomène – inquiétant - est lié à la centrale de Fessenheim ou à un seul de ses réacteurs).

III.2 Comparaison des périodes 1989-1999 (VD2) et 2000-2009 (VD3)

Lors de l'expertise de la VD2, 90 événements significatifs avaient été répertoriés et analysés. Selon la grille d'analyse Matériel / Facteur Humain / Mixte,

- 33 événements (37%) concernaient une défaillance de matériel
- 46 événements (51%) concernaient un problème de "Facteur Humain"
- 11 événements (12%) étaient du type "Mixte".

À l'époque, l'analyse des incidents de la tranche 1 avait montré :

- *Un nombre que l'on peut juger élevé d'incidents de procédure ou liés au facteur humain qui met en évidence une préparation incomplète des situations exceptionnelles (interventions), un défaut de coordination et de formation des personnels.*
- *Un vieillissement normal des éléments liés au pilotage et au contrôle, mais une prise en compte insuffisante de ce vieillissement.*

Entre 2000 et 2009, un total de 140 (148?) événements significatifs ont été répertoriés :

- 28 événements (20%) impliquent une défaillance de matériel
- 90 événements (64%) sont d'ordre "Facteur Humain"
- 20 événements (14 %) sont du type "Mixte"
- 2 incidents n'ont pas donné lieu à analyse claire :
 - o Incident n° 283 du 7 décembre 2000 : *"concentration en bore inférieure à 7500 ppm durant 11 heures", sans raison ?*
 - o Incident n° 291 du 19 mai 2001 : *passage en repli de la tranche, suite à l'indisponibilité de la bache 1 REA 004BA : "la visite au clapet de refoulement de la pompe 1 REA 004PO n'a pas relevé d'anomalie. La seule autre cause ne peut être que la ligne de brassage/débit nul."*

Au-delà d'un quasi doublement du nombre d'incidents, on constate

- **une réduction notable du nombre d'incidents de matériel : cela semble dû au remplacement d'un nombre important de matériels durant la dernière décennie (après 20 ans de service...), d'une maintenance préventive probablement mieux suivie, ainsi que de modernisation apportées aux systèmes de contrôle et d'alarme.**
- **un taux d'événements "mixtes" à peu près équivalent : probablement lié au fait précédent : essentiellement un nombre moins important de défaillances matériels.**
- **Une augmentation très importante, voire inquiétante, du nombre d'incidents liés au facteur humain : non-prise en compte de procédures, retards dans des essais périodiques, mauvaise communication entre équipes, suivi de chantiers insuffisants...**

III.3 Un point d'inflexion ? L'incident du 24 janvier 2004

Sources :

- Rapport d'incident n° 311 "pollution du circuit primaire par résines TEP"
- Rapport "Lessons learnt from the Resin Release into the Primary Circuit of the Fessenheim NPP Unit 1 in January 2004 – Impact on the Nuclear Safety" de M. Georgescu (IRSN) –
- Rapport donné à la CLS

Le réacteur étant à pleine puissance et en fin de cycle de combustible, il devient nécessaire de diminuer le taux de bore dans l'eau du circuit primaire : le bore étant un absorbeur de neutrons, la diminution du taux de bore permet une utilisation optimale du flux de neutrons qui s'amenuise au fil de l'épuisement du combustible nucléaire. On utilise à cette fin un déminéraliseur mis en ligne avec le circuit primaire. En raison d'un manque de préparation, il semble que l'opérateur chargé de la manipulation de la vanne aval ait laissé celle-ci en position fermée, alors qu'elle aurait dû être ouverte. La pression a immédiatement augmenté dans la partie de la ligne auxiliaire entre le circuit primaire, le réservoir et la vanne aval. Une soupape de sécurité s'est alors ouverte, autorisant la vidange du réservoir de résines dans le circuit primaire. Selon EDF, ce sont environ 300 litres de résines qui se sont déversées dans le circuit primaire.

Il faut noter que la ligne dans laquelle la pression a augmenté n'est pas instrumentée : aucune mesure ne permettait de mesurer l'augmentation de la pression. Celle-ci a augmenté très rapidement (de l'ordre de la seconde ou moins). Toute intervention était impossible à ce stade de l'incident.

Le réacteur ayant été mis à l'arrêt, la circulation de l'eau du circuit primaire a été forcée à travers la boucle de purification, afin que les résines soient piégées dans les filtres.

En raison du colmatage rapide des filtres, il a été nécessaire de les changer à plusieurs reprises les 24 et 25 janvier. Ce qui a été fait en utilisant une procédure standard de changement de filtres, alors que ce changement était nécessaire suite à un incident. Quatre agents non équipés de protection ont subi une contamination interne par inhalation au moment de l'ouverture des portes-filtre. Par la suite, lors d'un autre changement de ces mêmes filtres, 3 agents ont à nouveau été contaminés. Des précautions spéciales ont alors été prises (vêtements ventilés ?). Plus tard, lors d'une opération de nettoyage de porte-filtre, un autre agent a été contaminé par contact.

Le 25 janvier, le débit primaire dans le retour du joint n°1 de la pompe primaire est devenu instable, s'approchant du seuil de déclenchement de la pompe primaire. Le réacteur n°1 a alors été mis en position d'arrêt à chaud. Le 28 janvier, la pompe primaire n°2 s'est déclenchée automatiquement. Cet événement n'a pas été enregistré comme tel.

Le réacteur a été mis à l'arrêt pour nettoyage complet du circuit primaire durant plus de 5 mois (reconnexion au 13 juillet 2004). Durant cette période, il est apparu :

- Une des valves fautive avait été installée récemment sur les réacteurs du palier CP0 afin de corriger une erreur de conception (erreur qui n'avait pas à l'époque été relevée comme événement significatif..). Mais (rapport de l'IRSN) "*réalisé pour corriger une erreur de conception, cette modification en a entraîné une autre. L'étude de sûreté n'aurait pas dû autoriser l'installation d'une valve de sécurité sur le déminéraliseur ayant une sortie connectée au circuit primaire*". Il devrait à l'évidence s'agir ici d'un nouvel événement significatif (probablement générique pour le palier CP0).
- Le 13 février 2004, lors d'un essai périodique dont l'objectif est de vérifier l'ouverture des disjoncteurs d'AAR (EP RPR242), grappes à 5 pas d'extraction, **l'insertion incomplète de certaines grappes (20) s'explique par la présence de résidu de résine** dans le rétreint du tube guide. En effet, le parcours des grappes de 5 à 0 pas est réalisé sans vitesse initiale dans une zone où le crayon de la grappe (diam ext 9.7 mm) se situe dans le rétreint (diam int 10.09 mm) du tube guide ; les forces de frottement ainsi créées sont supérieures au poids de l'ensemble tige de commande + grappe. **Événement non enregistré. Et pourtant, le 6 février, le même test n'avait rien révélé d'anormal...**

- Durant les manœuvres de redémarrage c'est-à-dire lors d'une action de réaligement des grappes, le 18 juin, 9 barres, toujours en raison de la présence de résines résiduelles, n'ont pu être abaissées correctement. Événement non enregistré.
- Et le 3 juillet, les essais de chute des grappes étaient corrects

L'analyse de cet incident et de ses conséquences est particulièrement éclairante :

- Un seul incident (l'initiateur du 24 janvier 2004) a été rapporté. Mais par la suite
 - o Une mauvaise préparation du chantier de remplacement des filtres donnant lieu à la contamination de 7 agents,
 - o Le déclenchement de la Pompe Primaire n°2 le 28 janvier
 - o L'erreur de conception initiale sur les valves affectant le palier CP0
 - o L'erreur de modification de cette valve non reportée dans l'étude de sûreté
 - o Le freinage significatif (par les résines résiduelles) de 20 barres de contrôles sur 48 le 13 février
 - o Le même défaut sur 9 barres le 18 juin
 constituent 7 autres événements qui n'ont pas été répertoriés comme tels, ou à tout le moins non transmis. Et pourtant, il y a manifestement une mauvaise estimation de la quantité et de la localisation des résines, ce qui est un incident en soi.

Il est extrêmement difficile de pouvoir estimer toute dérive potentielle de la sûreté au regard d'un manque de rigueur (interne ?) dans l'appréciation d'un incident « initiateur » qui a pu en générer d'autres.

- Le remplacement des filtres dus à un incident aurait mérité un traitement approprié. Il y a eu dans ce cas une mauvaise appréciation : situation anormale traitée selon des procédures « standards ». Le résultat en a été la contamination de 4 agents, puis de 3 autres...

La question se pose dès lors de la capacité de la centrale de Fessenheim à faire face à une situation particulière

On peut penser que l'incident du 24 janvier 2004 et la prise de conscience qui en a suivi représente probablement un véritable point d'inflexion : à partir de cet incident, il est clair que le facteur humain a mieux été pris en compte (réunions préparatoires à intervention, grille d'analyse intégrant mieux le facteur humain, mesures correctives mieux explicitées...).

Ce point positif doit néanmoins être fortement tempéré : On pourrait comprendre, à la suite d'un changement de stratégie dans l'appréciation du facteur humain que le nombre d'incidents de ce type augmente durant l'année (ou les deux années) suivantes, mais entre 2004 et 2009, le nombre d'incidents n'a cessé d'augmenter fortement.

On relève même, dans les analyses d'incidents, des formules qui ne peuvent qu'inquiéter : *"Accoutumance par les équipes de Conduite à un fonctionnement dégradé de l'installation"* (incident 347 du 19 juillet 2006) ou encore le reclassement de niveau 0 à niveau 1 de l'incident n°350 du 22 octobre 2006 pour *"lacunes de culture sûreté"*.

III.4 Conclusions

Au total, ce sont plus de 240 incidents (VD2 et VD3) aux conséquences potentielles ou réelles multiples qui ont été analysés. Trois tendances fortes s'en dégagent :

- Une particularité quant à l'évolution des incidents : le réacteur n°1 (le site de Fessenheim ?) présente un taux d'événements significatifs bien plus important que la moyenne nationale.

- **Au point de vue du matériel : une politique de prévention et de remplacement des matériels défectueux ou obsolètes est correctement menée. Il resterait à évaluer le coût induit, mais cela sortirait du cadre de la mission d'expertise confiée au GSIEN.**
- **Sur le plan humain : une dérive certaine de la culture de sûreté dont les causes ne sont pas explicites (Habitudes de fonctionnement ? Défaut de formation continue ? Remplacement des personnels ? Recours à des entreprises extérieures?) qui pourrait à terme mettre en cause la capacité du site à réagir à une situation de crise. Il semble que des mesures correctives aient été mises en place, mais leur effet tarde à se faire sentir...**