

MINISTERE DU REDEPLOIEMENT INDUSTRIEL
ET DU COMMERCE EXTERIEUR

ME

7

RAPPORT AU
CONSEIL SUPERIEUR DE LA SURETE NUCLEAIRE
SUR

**LA SURETE DE L'EXPLOITATION
DES TRANCHES NUCLEAIRES
A EAU SOUS PRESSION**

23 OCT. 1985

MINISTERE DU REDEPLOIEMENT INDUSTRIEL
ET DU COMMERCE EXTERIEUR

ne
7

RAPPORT AU
CONSEIL SUPERIEUR DE LA SURETE NUCLEAIRE
SUR

**LA SURETE DE L'EXPLOITATION
DES TRANCHES NUCLEAIRES
A EAU SOUS PRESSION**

23 OCT. 1985

SOMMAIRE GENERAL

	Pages
Chapitre 1 - LE PROGRAMME FRANCAIS DES TRANCHES A EAU SOUS PRESSION.....	3
Chapitre 2 - L'ORGANISATION ET LE SUIVI DE L'EXPLOITATION AU PLAN DE LA SURETE.....	11
Chapitre 3 - LES PRINCIPAUX INCIDENTS ET PROBLEMES TECHNIQUES RENCONTRES..	27
Chapitre 4 - LA PRISE EN COMPTE DES FACTEURS HUMAINS ET L'ORGANISATION DE LA QUALITE.....	51
Chapitre 5 - L'EXPERIENCE INTERNATIONALE.....	63
<u>CONCLUSIONS</u>	71

Documents constituant le dossier joint :

- Arrêté et circulaire du 26 février 1974
- Arrêté et circulaire du 10 août 1984
- Lettre du chef du service central de sûreté des installations nucléaires au chef du service de la production thermique d'Electricité de France, relative au retour d'expérience d'exploitation des tranches nucléaires REP, n° SIN 3001/85 du 12 juin 1985
- Note "Critères de déclaration au service central de sûreté des installations nucléaires des incidents significatifs" SIN n°1732/82
- Liste des visites de surveillance effectuées en 1984 sur les tranches REP en exploitation
- Rapport I.P.S.N./Département d'Analyse de Sûreté n° 108 "Retour d'expérience" - décembre 1984
- Rapport I.P.S.N./D.A.S./SASR "Analyse des principaux incidents survenus sur les sas des REP en exploitation" - novembre 1984
- Rapport I.P.S.N./D.A.S./SASR "Analyse de l'incident survenu le 14 avril 1984 sur la tranche 5 du centre de production nucléaire du Bugey" - août 1985
- E.D.F.-S.P.T. "Rapport d'activité 1984" - annexe VII - Radioprotection - Chapitres VI et VII
- E.D.F.-S.P.T. "Manuel national d'organisation de la qualité" (tiré à part d'un des chapitres)
- Plaquette E.D.F. "Les nouvelles salles de commande des PWR 900 MWe"
- Plaquette E.D.F. "Une banque de données"
- Plaquette E.D.F. "Formation du personnel"

Chapitre 1 - LE PROGRAMME FRANCAIS DES TRANCHES A EAU SOUS PRESSION

SOMMAIRE

	pages
1.1 <u>Généralités</u>	5
1.2 <u>Sûreté radiologique</u>	6
1.2.1 Doses reçues par le personnel.....	6
1.2.2 Rejets radioactifs.....	8
1.3 <u>Adaptation des tranches REP aux besoins du réseau</u>	8

Document à consulter :

- EDF-SPT "Rapport d'activité 1984" - annexe VII - Radioprotection -
Chapitres VI et VII

Ce premier chapitre dresse un rapide bilan du fonctionnement des centrales nucléaires à eau pressurisée en ce qui concerne l'avancement du programme électronucléaire, l'évolution de la sûreté radiologique et la principale évolution technique sur les centrales qu'est l'adaptation aux besoins du réseau.

1.1 - Généralités

Les tranches engagées avant 1970 et regroupant la filière "uranium naturel - graphite-gaz", les prototypes des filières "eau pressurisée", "eau lourde-gaz" et "surgénérateur refroidi au sodium", représentent, à l'heure actuelle, une puissance installée de 2300 MWe environ. Précisons à cet égard que l'exploitation des tranches de Brennilis (Monts d'Arrée) et Chinon A2 a été arrêtée en 1985.

Depuis l'engagement en 1970 de la première tranche de 900 MWe à eau sous pression, c'est près de 55000 MWe qui auront été engagés suivant cette filière au 31 décembre 1984, correspondant à 34 tranches de 900 MWe et 19 tranches de 1300 MWe ou 1400 MWe.

En 1984, Cattenom 4 et Chooz B1 ont été commandées comme prévu. Une tranche, Penly 2, sera engagée en 1985. En 1986 il a été décidé d'engager au moins une tranche qui sera Golfech 2. La décision éventuelle d'engager une seconde tranche en 1986 sera prise le moment venu en fonction de l'évolution des perspectives de consommation d'électricité.

L'engagement de Chooz B1 mérite une attention particulière. Il s'agit en effet de la première tranche du nouveau palier N4 d'environ 1400 MWe dont la commande de la chaudière a été notifiée à Framatome à la fin de l'année 1983.

C'est le premier palier dont les études ont été engagées après le démarrage de Fessenheim 1 et qui prend en compte de ce fait le retour d'expérience, ainsi que les réflexions menées après l'accident de Three Mile Island en vue d'améliorer le niveau de sûreté. Il consacre, par ailleurs, l'indépendance de la technologie nucléaire française, tant du côté chaudière nucléaire, puisque les accords de licence ont été renégociés le 27 mars 1981, que du côté conventionnel, puisqu'il intègre la nouvelle turbine Arabelle entièrement conçue par Alsthom.

Il faut ajouter à ces engagements celui du prototype de surgénérateur Super-Phénix, d'une puissance de 1200 MWe dont le démarrage est en cours.

L'état détaillé de la réalisation du programme électronucléaire français au 1er septembre 1985 est le suivant :

- environ 36300 MWe installés : cette puissance correspond à l'ensemble des centrales nucléaires françaises couplées au réseau. C'est la somme des puissances continues nettes de ces centrales (la puissance continue nette est la puissance maximale que la centrale peut fournir au réseau normalement et de façon continue, compte tenu de l'état de l'installation et de son rendement ; pour une même installation, le rendement est moins bon si le refroidissement est fait en circuit fermé sur réfrigérants atmosphériques que s'il est fait en circuit ouvert).

Cette puissance se répartit en :

. 4 tranches graphite-gaz, pour une puissance nette nominale de l'ordre

de 1750 MWe, mises en service entre 1965 et 1972.

- 37 tranches à eau légère pressurisée pour une puissance nette nominale de 34300 MWe : la centrale de Chooz (300 MWe), mise en service en 1967, 32 tranches du palier 900 MWe et 4 tranches du palier 1300 MWe.

- 1 tranche de surgénérateur refroidi au sodium de l'ordre de 250 MWe.

- 23800 MWe en cours de construction : cette puissance correspond à 18 tranches à eau légère pressurisée, 2 du palier 900 MWe et 16 du palier 1300 MWe et à un surgénérateur refroidi au sodium d'une puissance de 1200 MWe.

En 1984, la part du nucléaire a représenté 59% de la production nationale d'électricité.

La disponibilité en énergie (définition en usage en Europe et au sein des organisations internationales) des 31 tranches REP 900 MW en exploitation en fin d'année 1984 est de 79,4% ou 81,3% si l'on ne considère que les seules tranches en service industriel. A titre indicatif, la disponibilité en temps, (coefficient utilisé en particulier aux Etats-Unis), est de 81,9% et 83% respectivement.

Disponibilité en énergie : rapport de l'énergie correspondant à la puissance nette disponible sur l'énergie théorique correspondant à un fonctionnement continu à la puissance maximale.

Disponibilité en temps : rapport du temps où la puissance est disponible sur le temps total.

Ce niveau de disponibilité est comparable aux meilleurs résultats européens, supérieur de quelques points aux résultats japonais et, depuis plusieurs années, d'environ 15% aux résultats américains. L'organisation d'EDF en centres de production nucléaire joue un rôle important dans ce résultat en permettant une bonne intégration des moyens sur un site.

1.2 - Sûreté radiologique

1.2.1 Doses reçues par le personnel (Tranches de 900 et 1300 MWe)

Les doses reçues par le personnel d'exploitation proviennent essentiellement (environ 90%) des dépôts de produits de corrosion, en particulier du 60 Co (environ 60%) et du 58 Co (environ 20%).

Environ 80% des doses sont reçues pendant les périodes d'arrêt de tranche pour renouvellement du combustible ; les postes de travail les plus pénalisants sont la préparation des chantiers (environ 30%), les travaux et inspections concernant les générateurs de vapeur (environ 20%), l'ouverture et la fermeture de la cuve (environ 10%).

Les niveaux d'irradiation dus aux dépôts de produits de corrosion sont mesurés systématiquement lors de chaque arrêt annuel et caractérisés par un "indice d'activité" (moyenne de 9 mesures de débit de dose au contact du circuit primaire) qui, d'après les estimations prévisionnelles, devrait atteindre 190 mrem/h à l'équilibre, soit environ après 10 ans de fonctionnement. Les doses collectives, en première approximation proportionnelles à cet "indice d'activité", devraient atteindre à l'équilibre environ 430 h.rem par an et par tranche. (*)

En fait, les résultats obtenus en 1983 montrent que "l'indice d'activité" et la dose collective annuelle évoluent favorablement par rapport aux prévisions initiales. Ces évolutions favorables s'étant confirmées en 1984 (cf. document joint), EDF a récemment révisé les valeurs prévisionnelles à l'équilibre : "l'indice d'activité" devrait se stabiliser à 130 mrem/h (au lieu de 190 mrem/h) et la dose collective annuelle à 280 h.rem par an et par tranche (au lieu de 430 h.rem).

Les actions menées pour réduire les doses collectives sont très diverses ; on peut distinguer celles concernant la réduction des dépôts de produits de corrosion et celles menées pour réduire les débits de dose et les temps de séjour.

Les principales actions menées pour réduire les dépôts de produits de corrosion sont les suivantes :

- . l'amélioration des consignes d'exploitation ; notamment, l'application d'une chimie "lithine décroissante" avec la diminution de la teneur en bore (de façon à obtenir un pH optimal et constant durant le cycle) a donné des résultats satisfaisants ; de même, l'application d'une nouvelle procédure d'arrêt à froid, consistant à oxygéner le plus tôt possible le circuit primaire permet de limiter le relâchement des matériaux sous flux,
- . des études sur l'influence de l'état de surface interne des équipements,
- . des essais de décontamination des boîtes à eau des générateurs de vapeur et des essais pour enlever par ultrasons les dépôts sur les assemblages combustibles lors des arrêts de tranche.
- . à plus long terme, la recherche de nouveaux matériaux comportant moins d'isotopes radio-activables ou un taux de relâchement plus faible, notamment l'option inconel 690 (taux de relâchement réduit) pour les tubes des générateurs de vapeur, en remplacement de l'inconel 600, l'option combustible à grilles en zircaloy en remplacement de l'inconel, l'étude du remplacement des stellites des vannes par le colmonoy 5,

Les actions menées pour réduire les débits de dose et les temps de séjour sont également très diverses et portent notamment sur :

- . la mise en place d'écrans de protection,
- . le développement d'outillages spéciaux soit pour travailler à distance, soit pour automatiser certaines opérations (contrôle des tubes des générateurs de vapeur, contrôle de la cuve du réacteur),
- . le développement du matériel de radioprotection,

(*) - les indices d'activité sont exprimés en millirems par heure (mrem.h⁻¹)
 - les doses collectives sont exprimées en hommes-rem par an.

- . l'amélioration de la préparation des interventions,
- . la formation du personnel par des cours, des stages et entraînements sur des chantiers écoles.
- . à plus long terme, l'amélioration de l'installation des matériels à la conception,

1.2.2 Rejets radioactifs

L'expérience acquise montre que les rejets gazeux sont très inférieurs aux limites autorisées. S'agissant des rejets liquides, bien qu'ils soient inférieurs aux limites autorisées, des difficultés ont été rencontrées pour traiter la forte production d'effluents liquides pendant les périodes d'arrêt de tranche. Diverses actions sont actuellement engagées pour réduire les rejets radioactifs liquides en améliorant le fonctionnement du système de traitement des effluents usés (T.E.U.), notamment :

- . l'augmentation de la capacité de stockage en tête du T.E.U.,
- . l'installation d'une chaîne de déminéralisation sur le T.E.U.,
- . l'amélioration de la collecte des effluents liquides de manière à mieux sélectionner les effluents en fonction de leur activité et de leur pollution chimique.

1.3 - Adaptation des tranches REP aux besoins du réseau

La part de la production nucléaire dans la production d'électricité totale a été de 39% en 1982, 48% en 1983, 59% en 1984 et est prévue de 75% en 1990.

Le besoin d'adapter la puissance des réacteurs nucléaires à la puissance demandée par le réseau est donc apparu dès 1982.

Cette adaptation de puissance se fait de deux manières : le suivi de charge et le réglage de fréquence.

Le suivi de charge consiste à faire varier la puissance du réacteur entre 20 et 100% à partir d'une prévision effectuée par le centre des mouvements d'énergie, cette variation devant se faire à une vitesse de 4% par minute au maximum.

Le fonctionnement en réglage de fréquence inclut, d'une part, le réglage primaire de fréquence qui est une contre-réaction automatique du réacteur aux variations de fréquence du réseau, d'autre part, les variations de puissance de 50 MWe d'amplitude maximum commandées par un signal de télé-régulation envoyé par le centre des mouvements d'énergie.

A l'origine, EDF a utilisé le système de contrôle normal (pilotage mode A) pour effectuer le suivi de réseau. Compte tenu du fait que ce mode de pilotage ne permettait pas de réaliser des vitesses de montée en puissance suffisantes un nouveau système utilisant des barres de contrôle de plus faible efficacité, appelées barres grises, développé par Framatome, a été introduit (pilotage mode G).

Six réacteurs étaient équipés du pilotage mode G au début de 1985 et il est prévu de le mettre en service sur tous les réacteurs de 900 MWe des premier et deuxième contrats pluriannuels lors de leur prochain arrêt pour rechargement.

Les principaux problèmes de sûreté posés par ce type de fonctionnement sont relatifs au comportement du combustible et du circuit primaire.

L'étude du comportement du combustible lors de cyclages de puissance a été entreprise par EDF et Framatome depuis de nombreuses années, en particulier dans la Chaudière Avancée Prototype (C.A.P.) (réacteur d'essais installé à Cadarache) où plusieurs éléments combustibles ont été irradiés dans des conditions représentatives du suivi de réseau.

Compte tenu des résultats satisfaisants obtenus, le chef de service central de sûreté des installations nucléaires a donné, en 1983, l'autorisation de fonctionnement en suivi de charge pour les réacteurs de 900 MWe.

En ce qui concerne le comportement du circuit primaire, les études sont centrées sur l'effet à long terme des petites variations de température induites par le réglage de fréquence. Une autorisation provisoire a été donnée en 1984 ; l'achèvement des études est prévu fin 1986.

Par ailleurs, pour des raisons économiques, EDF a engagé l'étude de la gestion du cœur pour des campagnes de 18 mois, ce qui conduit à utiliser des combustibles comportant du gadolinium comme poison consommable et à augmenter le taux de combustion jusqu'à 50 000 MWj/t grâce à un léger surenrichissement. Le passage de la gestion actuelle à la solution définitive se fera progressivement et, d'ores et déjà, EDF a mis en place des recharges ou une première charge (Gravelines 5) comportant du combustible empoisonné au gadolinium.

Il faut noter que ces nouveaux modes de fonctionnement ont pu être mis en place rapidement grâce au programme important d'études du combustible développé au CEA, en liaison avec EDF et Framatome.

Chapitre 2 - L'ORGANISATION ET LE SUIVI DE L'EXPLOITATION AU PLAN DE LA SURETE

SOMMAIRE

	pages
2.1 <u>Les procédures d'analyse et de suivi</u>	13
2.1.1 Les procédures d'autorisation ; analyse du rapport de sûreté et des règles générales d'exploitation.....	13
2.1.2 L'analyse des incidents et les modifications : le retour d'expérience.....	17
2.1.3 Le suivi des arrêts de tranches.....	19
2.1.4 Les bilans périodiques.....	20
2.2 <u>La réglementation technique générale</u>	21
2.3 <u>La surveillance</u>	22
2.3.1 L'organisation de la surveillance.....	22
2.3.2 Les principales conclusions de la surveillance.....	23

Documents à consulter :

- Arrêté et circulaire du 26 Février 1974.
- Arrêté et circulaire du 10 Août 1984.
- Lettre du chef du service central de sûreté des installations nucléaires au chef du service de la production thermique d'Electricité de France, relative au retour de l'expérience d'exploitation des tranches nucléaires.
Réf. n° SIN 3001/85 du 12 Juin 1985.
- Note " Critères de déclaration au service central de sûreté des installations nucléaires des incidents significatifs" SIN n°1732/82.
- Liste des visites de surveillance effectuées en 1984 sur les tranches REP en exploitation.
- Rapport IPSN/DAS n°108 - "Retour d'expérience" - Décembre 1984.
- Plaquette EDF "Une banque de données".

2.1 - Les procédures d'analyse et de suivi

2.1.1 Les procédures d'autorisation : analyse du rapport de sûreté et des règles générales d'exploitation

Le système réglementaire français prévoit trois autorisations principales au cours de la vie des tranches nucléaires REP :

- le décret d'autorisation de création, en vue duquel l'exploitant doit apporter la preuve de la sûreté du projet envisagé dans le rapport préliminaire de sûreté,
- l'autorisation de démarrage, pour l'obtention de laquelle l'exploitant transmet le rapport provisoire de sûreté, accompagné des règles générales d'exploitation,
- l'autorisation de mise en exploitation normale, pour l'obtention de laquelle l'exploitant élabore le rapport définitif de sûreté, comprenant en particulier un bilan des essais de démarrage et des premières années d'exploitation, accompagné des règles générales d'exploitation définitives.

Parmi les 33 tranches en service au 1er Janvier 1985 (31 tranches de 900 MWe et 2 tranches de 1300 MWe), 6 (les deux tranches de la centrale nucléaire de Fessenheim et les quatre tranches de celle du Bugey) ont reçu leur autorisation de mise en exploitation normale.

En ce qui concerne le contenu des rapports de sûreté, depuis 1980, de façon à tirer le meilleur profit de la standardisation, il est constitué :

- d'une part, pour chaque palier, d'un rapport de sûreté standard mis à jour au fur et à mesure,
- d'autre part, pour chaque centrale puis pour chaque tranche, d'un rapport propre à cette centrale ou à cette tranche, rassemblant les données spécifiques, essentiellement les données propres au site et les principaux résultats et enseignements tirés des essais de mise en service et de l'exploitation.

Le cadre technique réglementaire dans lequel fonctionnent les centrales est donc défini par :

- les décrets d'autorisation de création, les textes de réglementation technique générale et les prescriptions du service central de sûreté des installations nucléaires,
- le rapport provisoire, puis définitif, de sûreté auquel doivent rester conformes les installations ; ce rapport est donc remis périodiquement à jour,
- les règles générales d'exploitation approuvées, que l'exploitant ne peut modifier sans l'information du service central de sûreté des installations nucléaires et dont certains chapitres ne peuvent être modifiés sans son accord.

Vis-à-vis de la sûreté de l'exploitation, les règles générales d'exploitation jouent un rôle important ; elles comprennent notamment les quatre séries de règles suivantes :

- les spécifications techniques,
- les règles relatives à la conduite des installations, notamment en cas d'incident ou d'accident,
- les règles relatives aux essais périodiques,
- les règles relatives au contrôle et à la surveillance des matériels.

Les spécifications techniques :

Les spécifications techniques d'exploitation définissent les règles techniques qui doivent être observées en fonctionnement normal de la tranche, de façon à garantir le fonctionnement correct des systèmes importants pour la sûreté en cas d'incident ou d'accident :

- elles rappellent les limites de sécurité des paramètres (puissance thermique, flux neutronique, débits, pression, niveaux et température, ...) qui ont été pris en compte à la conception et dont le dépassement n'est pas admis,
- elles imposent des seuils de protection, qui sont les valeurs de réglage des systèmes de protection essentiels qui déclenchent une action automatique afin que les limites de sécurité ne soient pas atteintes,
- elles fixent les conditions limites de fonctionnement pour la mise en service, le maintien en puissance et l'arrêt de la tranche et imposent la conduite à tenir en cas d'indisponibilité d'un équipement important pour la sûreté, ou en cas d'évolution anormale d'un paramètre important pour la sûreté.

Toute modification, et dérogation ponctuelle, des spécifications techniques doit faire l'objet d'une autorisation préalable du service central de sûreté des installations nucléaires.

Ces spécifications ont fait ces dernières années l'objet de différentes modifications et améliorations, notamment en ce qui concerne :

- leur adaptation pour permettre le fonctionnement des tranches en suivi du réseau,
- les règles d'indisponibilité des équipements importants pour la sûreté (délais et états de repli) ; autant que possible, ces règles s'appuient sur une évaluation probabiliste de l'accroissement des risques provoqué par l'indisponibilité,
- les règles relatives aux états d'arrêt, notamment pour rechargement ; en effet, si les périodes d'arrêt se présentent favorablement à certains égards (notamment absence de pression et puissance à évacuer plus faible), à d'autres (nombre beaucoup plus faible d'actions automatiques de protection, indisponibilité pour entretien de différents matériels notamment des sources électriques), elles nécessitent une analyse très approfondie des travaux et interventions et une grande vigilance.

Les règles relatives à la conduite des installations, notamment en cas d'incident ou d'accident :

Les règles générales d'exploitation précisent :

- d'une part, les modalités d'établissement et de gestion des différentes consignes (conduite normale, incidentelle et accidentelle),
- d'autre part, les principes des principales procédures incidentelles et des procédures accidentelles (notamment brèches primaires, en particulier rupture de tubes de générateur de vapeur, et brèches secondaires).

En particulier dans le cadre des réflexions engagées à la suite de l'accident de Three Mile Island, des améliorations ont été apportées ces dernières années aux procédures de conduite et à leur mise en oeuvre dans cinq voies principales :

- la forme des procédures accidentelles a été améliorée de façon à les rendre plus faciles d'emploi ; les nouvelles procédures se composent :
 - . d'une part, d'une règle de conduite, document analytique et pédagogique, utile notamment à la formation,
 - . d'autre part, d'une consigne cartonnée, document opérationnel utilisé par les opérateurs, dont la forme a été étudiée de façon approfondie.
- afin d'assurer, d'une certaine manière, une redondance au niveau de l'équipe de conduite, Electricité de France a mis en place, sur chaque site, un ingénieur de quart, dit ingénieur de sûreté-radioprotection, destiné à prendre la responsabilité de la conduite des installations en situation accidentelle ; cet ingénieur n'a pas de rôle fonctionnel de conduite mais il est appelé par l'équipe de conduite à chaque incident et établit alors, de façon indépendante de cette équipe, son diagnostic,
- les procédures accidentelles ont fait l'objet d'un réexamen complet, afin de tirer toutes les conclusions de l'accident de Three Mile Island, notamment en ce qui concerne les délais d'intervention de l'opérateur, les modes d'établissement et de confirmation du diagnostic, la mise en oeuvre de l'injection de sécurité et la conduite à moyen terme de la phase accidentelle,
- des travaux à plus long terme ont été engagés visant à étudier la faisabilité de substituer à la conduite actuelle selon des procédures séquentielles (basées sur l'établissement d'un diagnostic de l'évènement perturbateur et donnant la liste des actions à engager en conséquence) une conduite plus physique, et donc plus générale dite "par états" consistant à chaque instant à identifier, à l'aide de mesures appropriées, l'état de refroidissement du coeur et à engager les actions correspondantes. Ces travaux ont, à ce jour, permis de mettre en place, en complément aux procédures séquentielles, une procédure dite "ultime" destinée à prendre le relais de ces dernières en cas d'échec ou de situation inattendue.

A plus long terme (vers 1990) une extension du champ d'application de cette approche par états à l'ensemble de la conduite accidentelle est recherchée par Electricité de France,

- des procédures sont en cours de mise en place, associées à des dispositions complémentaires, destinées à faire face à des accidents initialement non pris en compte, et notamment :

- . la perte totale des alimentations électriques,
- . la perte de la source froide,
- . la perte de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur,
- . la défaillance des moyens de refroidissement à long terme en cas d'accident (injection de sécurité basse pression et aspersion de l'enceinte).

Les règles relatives aux essais périodiques :

Les essais périodiques des systèmes permettent de répondre aux deux préoccupations principales suivantes :

- vérifier les capacités fonctionnelles du système au moment de l'essai et décider de l'intérêt d'un entretien,
- vérifier les hypothèses faites a priori sur la fiabilité d'un matériel et confirmer ou réviser en conséquence l'analyse de la sûreté de l'installation.

Les constatations faites par les inspecteurs lors des visites de surveillance ont conduit le service central de sûreté des installations nucléaires à demander en 1983 à Electricité de France de réviser les programmes d'essais périodiques sur la base d'une analyse de l'exhaustivité de ces essais.

Ces travaux sont actuellement en voie d'achèvement pour les tranches de 900 et 1300 MWe ; ils consistent, système par système, à :

- identifier les configurations possibles et les processus de passage entre les différentes configurations,
- rechercher les critères de sûreté assignés au système pour chacune des configurations,
- inventorier les composants mis en oeuvre,
- déterminer les essais périodiques adéquats en fonction, notamment, de l'évolution possible des caractéristiques de chacun des composants.

Les règles de maintenance :

Dans le domaine de la maintenance se poursuit la mise en place d'une organisation permettant la prise en compte de l'expérience d'exploitation des matériels importants pour la sûreté.

Ces dernières années, ce sont essentiellement les matériels soumis à la réglementation des appareils à pression qui ont fait l'objet d'élaboration de principes et programmes nationaux de surveillance en service, notamment le circuit primaire principal.

Actuellement, et progressivement, Electricité de France définit pour chaque matériel important pour la sûreté, au plan national :

- une note de principe définissant la politique de maintenance du matériel concerné,
- un programme de maintenance dressant, en application de ces principes, la liste des opérations de maintenance effectuées et leurs critères de déclenchement ; ces programmes sont, par nature, évolutifs, notamment durant les premières années d'exploitation du matériel concerné,
- des fiches de maintenance précisant les modalités d'exécution de ces opérations.

Ces programmes sont analysés par le service central de sûreté des installations nucléaires et ses appuis techniques.

2.1.2 L'analyse des incidents et les modifications : le retour d'expérience

Les incidents survenant en exploitation sont riches d'enseignements, dont il convient de tirer profit pour l'exploitation des autres tranches, ainsi que pour la conception des tranches futures ; en outre des incidents même mineurs peuvent constituer des signes précurseurs d'accidents plus graves.

La situation française en ce qui concerne les tranches REP :

- construction des tranches par paliers techniques déduits des précédents par une évolution contrôlée,
- exploitation de toutes les tranches par un seul exploitant, également maître d'oeuvre,

crée des conditions favorables, mais aussi exigeantes, pour le retour d'expérience d'exploitation.

En effet, si l'identité des tranches permet d'acquérir une expérience d'exploitation directement transposable sans que soient nécessaires d'importantes études d'adaptation, par ailleurs la standardisation des tranches impose à l'exploitant et aux autorités de sûreté une extrême vigilance et une extrême rigueur pour détecter le plus précocement possible les événements précurseurs, au sein de l'expérience d'exploitation disponible, afin de ne pas se trouver face à la nécessité d'une immobilisation d'un palier de tranches standardisées. De plus, le grand nombre des tranches identiques crée des difficultés pour répercuter sur l'ensemble les modifications jugées nécessaires, dans des délais acceptables au plan de la sûreté.

L'organisation du système du retour d'expérience est la suivante.

Collecte des incidents :

La collecte des événements survenus sur les tranches en exploitation prend deux formes.

D'une part, des critères d'"incidents significatifs" ont été définis par le service central de sûreté des installations nucléaires et ses appuis techniques, en liaison avec Electricité de France ; brièvement ces critères, joints au présent rapport, considèrent comme significatifs les incidents qui :

- sollicitent les systèmes de protection ou de sauvegarde,
- font perdre tout ou partie d'un système important pour la sûreté par la mise en défaut du critère de défaillance unique,
- placent l'installation dans une condition de fonctionnement non analysée,
- conduisent à dépasser les limites réglementaires en matière de radio-protection ou de rejets d'effluents radioactifs.

Pour chaque incident significatif, l'exploitant établit et transmet un rapport détaillé de l'incident, sous une forme standardisée pour toutes les centrales. Ces incidents significatifs sont de l'ordre d'une dizaine par an et par tranche (il s'agit essentiellement d'incidents entrant dans la première catégorie citée ci-dessus).

D'autre part, il est utile de garder la trace d'autres événements, d'importance moindre, mais dont la répétition peut être significative ; à cet effet Electricité de France a mis en place en 1983 un fichier informatique national permettant de mémoriser les événements concernant les matériels touchés par les spécifications techniques d'exploitation.

L'expérience actuelle du fonctionnement de cette collecte des incidents montre que, si son efficacité est globalement satisfaisante, des améliorations sont à apporter en ce qui concerne le domaine des avaries de matériels où la notion d'incident significatif est plus difficile à appréhender que s'agissant de la conduite des installations.

Analyse des incidents :

Chaque incident significatif fait l'objet d'une analyse effectuée localement.

Puis, sur la base notamment de cette première analyse, une analyse plus approfondie est engagée pour les plus marquants de ces incidents par les services centraux du service de la production thermique, le cas échéant en collaboration avec les équipes de conception. Les enseignements tirés de ces analyses sont examinés périodiquement par des groupes d'experts d'Electricité de France.

Outre la recherche des causes de l'incident, l'analyse porte sur :

- l'extrapolation de l'incident, c'est-à-dire la recherche d'une part des conséquences qu'aurait pu avoir l'incident dans des circonstances différentes, et d'autre part la recherche des risques de voir survenir un incident voisin,
- la recherche des actions correctives, aussi bien sur le plan des matériels que des facteurs humains (formation, organisation...)

Par ailleurs, le service central de sûreté des installations nucléaires et ses appuis techniques effectuent, de leur côté, outre l'analyse des rapports

d'incidents transmis par les exploitants, des analyses approfondies des incidents identifiés comme précurseurs d'incidents graves et des analyses à caractère statistique, permettant de comparer la fiabilité prévue d'un système avec celle qui apparaît à l'expérience.

Gestion des modifications :

Chaque modification importante pour la sûreté nécessite, compte tenu de la complexité des installations, un examen très attentif afin de vérifier que la modification bénéfique à certains égards n'est pas négative à d'autres. Cette nécessité s'est traduite par un formalisme dans la circulation de fiches de demande de modification dans l'ensemble des services concernés d'Electricité de France (en particulier le concepteur est systématiquement consulté pour une modification importante pour la sûreté) avant la décision de réalisation de la modification. Par ailleurs, chaque dossier de modification doit comprendre, pour éviter une dégradation de la qualité de l'exploitation, une remise à jour de la documentation associée (schémas de l'installation, documents de conduite...).

Cette complexité du processus des modifications, liée à leur nombre élevé, peut conduire à des délais importants entre l'occurrence d'un incident et la réalisation des modifications correctives sur l'ensemble des tranches concernées. Cette situation a conduit l'exploitant :

- d'une part, à prévoir si besoin est, la mise en place de modifications ou dispositions palliatives provisoires,
- d'autre part, à hiérarchiser les modifications (attribution de degrés d'urgence).

En conclusion, Electricité de France a déjà réalisé, ou poursuit la mise en oeuvre de nombreuses modifications destinées à améliorer la sûreté des tranches en exploitation ; à ce jour l'effort d'organisation doit être poursuivi pour que les modifications soient mises en place avec qualité et dans des délais adaptés à leur urgence.

Par ailleurs, les modifications importantes pour la sûreté font l'objet d'un examen par le service central de sûreté des installations nucléaires et ses appuis techniques.

Gestion du système du retour d'expérience :

La complexité de ce système a conduit Electricité de France à se doter ces dernières années d'un outil de gestion informatique, le fichier des événements, auquel ont accès les autorités de sûreté ; ce fichier comporte deux parties :

- la première regroupe les éléments descriptifs de chaque incident ou événement,
- la seconde précise les suites qui y ont été données : analyse, études complémentaires, modifications (études et réalisation).

2.1.3 Le suivi des arrêts de tranches

Les arrêts des tranches nucléaires REP présentent, notamment par le contenu des travaux effectués, une importance particulière.

C'est pourquoi les programmes de ces arrêts sont soumis à l'approbation de l'administration.

Sont ainsi analysés :

- le programme des travaux de maintenance et de contrôle des matériels importants pour la sûreté,
- les modifications importantes pour la sûreté,
- le programme des essais de redémarrage en ce qui concerne les systèmes importants pour la sûreté,
- le dossier relatif au combustible (notamment plan de chargement et évaluation de la sûreté du nouveau cycle).

Puis, à l'issue de l'arrêt, est également transmis le compte rendu de ces travaux et essais.

Compte tenu du volume de ces activités de suivi d'un grand nombre d'arrêts de tranche, et pour tirer profit de la proximité géographique, une part importante de ce suivi, notamment dans le cadre de la réglementation des appareils à pression, est assurée par les directions régionales de l'industrie et de la recherche.

2.1.4 Les bilans périodiques

En complément au système précédemment décrit et à ses analyses ponctuelles, Electricité de France est tenu d'adresser chaque année au service central de sûreté des installations nucléaires une synthèse générale des enseignements tirés du fonctionnement des tranches ; ce bilan comprend notamment :

- d'une part, des études à caractère statistique sur les incidents et événements (étude des arrêts d'urgence, des injections de sécurité, résultats du système de recueil des données de fiabilité,...),
- d'autre part, les conclusions qu'Electricité de France en tire, les actions qu'il engage et les priorités correspondantes.

Par ailleurs, le service central de sûreté des installations nucléaires soumet périodiquement (environ tous les 18 mois) à l'examen du groupe permanent chargé des réacteurs les principaux éléments de l'expérience d'exploitation des tranches (bilans globaux, analyse des principaux incidents, gestion des modifications, organisation de la qualité de l'exploitation,...).

Le dernier de ces examens périodiques a eu lieu au début de l'année 1985 et le service central de sûreté des installations nucléaires a tiré auprès d'Electricité de France les enseignements de cet examen par la lettre SIN n°3001/85 du 12 juin 1985, jointe au présent rapport, qui précise les principaux points qui méritent des améliorations, et notamment :

- la gestion de la réalisation des modifications et notamment la réduction de certains délais (cf. le paragraphe 2.1.2 ci-dessus),
- la prise en compte des facteurs humains et l'organisation de la qualité (cf. le chapitre 4 du présent rapport).

2.2 - La réglementation technique générale

A ce jour, la réglementation technique générale de sûreté relative à l'exploitation des tranches REP se compose essentiellement des deux arrêtés ministériels suivants :

- arrêté du 26 février 1974, portant application de la réglementation des appareils à pression aux chaudières nucléaires à eau,
- arrêté du 10 août 1984, relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base,

En effet, les autres voies réglementaires (directives ministérielles relatives à un nouveau palier et règles fondamentales de sûreté) ont, à ce jour, essentiellement porté sur la conception de ces tranches.

Arrêté du 26 février 1974 :

L'arrêté du 26 février 1974 s'inscrit dans le cadre, d'une part, de la réglementation générale des appareils à pression de vapeur, et d'autre part, de la réglementation technique générale prévue par le décret modifié du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires. Il régit l'appareil constitué par le "circuit primaire principal" des chaudières à eau, aussi bien sa conception et sa construction que son exploitation.

Cet arrêté fixe un certain nombre d'objectifs que le constructeur et l'utilisateur doivent atteindre selon des moyens définis par eux et présentés à l'administration chargée du contrôle, qui est, en ce qui concerne l'exploitation, la direction régionale de l'industrie et de la recherche territorialement compétente.

En ce qui concerne la phase "exploitation", les principales prescriptions de l'arrêté sont relatives :

- à la mise en service de l'appareil,
- à la vérification que l'appareil ne subit pas en service des sollicitations plus sévères que celles prévues à la conception,
- aux conditions de modification ou de réparation de l'appareil,
- au contrôle de l'appareil et à sa surveillance,
- aux conditions de renouvellement de l'épreuve hydraulique.

Arrêté du 10 août 1984 :

Les principales dispositions de l'arrêté du 10 août 1984, relatif à la qualité de la conception de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base, sont les suivantes :

Les prescriptions de l'arrêté pour certaines s'adressent directement à l'exploitant, pour les autres concernant les activités elles-mêmes, le responsable d'ensemble étant, en tout état de cause, l'exploitant.

Les dispositions permettant d'appliquer les prescriptions de l'arrêté pour une activité donnée peuvent être mises en oeuvre indifféremment par l'exploitant ou ses prestataires.

L'exploitant exerce sa responsabilité d'ensemble, lorsqu'il n'accomplit pas lui-même une activité, par des clauses contractuelles appropriées et par la surveillance de ses prestataires.

Le champ d'application de l'arrêté est constitué des activités qui influent sur la qualité des éléments importants pour la sûreté.

Ces activités sont identifiées par l'exploitant ; puis à ces activités s'appliquent cinq prescriptions principales :

- nécessité de définir des exigences pour chaque activité,
- nécessité de mise en oeuvre de moyens techniques et humains, et d'une organisation appropriés,
- nécessité de mise en oeuvre d'un contrôle technique,
- nécessité de vérifier que l'ensemble du système mis en place fonctionne effectivement dans des conditions satisfaisantes,
- nécessité d'établir un certain nombre de documents avant, pendant et après l'accomplissement d'une activité et de les archiver.

De plus, l'exploitant doit établir une synthèse périodique sur la qualité de son installation, notamment sur la base des anomalies et incidents relevés sur l'installation. A cet égard, l'arrêté fait une large place à l'identification et au traitement des anomalies et des incidents, notamment de ceux qui sont considérés comme significatifs pour la sûreté.

Cet arrêté est entré en application au mois de septembre 1985.

S'agissant de l'exploitation des tranches REP, le point principal nécessitant des efforts importants vis-à-vis de l'application de cet arrêté concerne les activités exercées par des prestataires et la surveillance de ces prestataires par Electricité de France. Sur ce point, Electricité de France a demandé une prolongation du délai de mise en application de l'arrêté, afin de faire améliorer les programmes d'assurance de la qualité de certains prestataires, avant de les agréer.

2.3 - La surveillance

2.3.1 L'organisation de la surveillance

Pour les tranches nucléaires REP comme pour toutes les installations nucléaires de base, la surveillance porte sur l'application et la bonne mise en oeuvre de l'ensemble des textes qui, en matière de sûreté, s'imposent à l'exploitant, que ces textes soient établis par les autorités de sûreté ou (et ce sont les plus nombreux) par l'exploitant.

Pour les tranches nucléaires REP en exploitation, les chiffres ci-dessous résument l'évolution du nombre des inspections effectuées chaque année :

ANNEE	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Nombre d'inspections	8	25	62	70	66	81	115
Nombre de tranches	4	6	11	21	23	26	32

Nota : Ne sont pas comptabilisées dans ces statistiques les visites de contrôle effectuées dans le cadre du suivi de l'application de la réglementation des appareils à pression.

Cette croissance a conduit le service central de sûreté des installations nucléaires à décentraliser la majeure partie des moyens d'inspection ; cette décentralisation concerne l'ensemble des installations nucléaires de base, mais plus particulièrement les tranches nucléaires REP ; elle s'appuie sur les directions régionales de l'industrie et de la recherche, dans lesquelles sont affectés près de 80% des inspecteurs.

Le programme des inspections est établi chaque semestre de façon centralisée par le service central de sûreté des installations nucléaires après consultation des directions régionales de l'industrie et de la recherche, des inspecteurs concernés et de l'institut de protection et de sûreté nucléaire, de façon à exercer une surveillance homogène et à faire porter l'effort sur certains thèmes sur toutes les tranches.

A l'issue de chaque visite de surveillance, le directeur régional de l'industrie et de la recherche, dans le cas général, demande au chef de la centrale concernée de lui faire part, dans un délai fixé, de ses observations sur les constatations effectuées par les inspecteurs et d'indiquer les éventuelles mesures correctives adoptées.

Par ailleurs, le service central de sûreté des installations nucléaires

- d'une part, engage une démarche similaire auprès des services centraux d'Electricité de France, s'il apparaît que les questions soulevées ont un caractère générique,
- d'autre part, avec l'appui de l'institut de protection et de sûreté nucléaire, analyse les réponses faites par l'exploitant et, le cas échéant, notifie des prescriptions complémentaires.

Enfin, périodiquement sur certains thèmes, le service central de sûreté des installations nucléaires et ses appuis techniques établissent des synthèses des constatations effectuées dans le cadre de cette surveillance et, indépendamment des suites citées ci-dessus, approfondissent l'analyse de tel ou tel aspect de ces thèmes.

2.3.2 Les principales conclusions de la surveillance

Les visites de surveillance des tranches REP en exploitation ont été en 1984 de l'ordre de 120, soit une moyenne de 1 visite par mois et par centrale. *# tranche*

A titre d'illustration, la liste de ces visites est jointe au présent rapport.

Trois types de visites sont organisées :

- des visites dites systématiques, au cours desquelles l'inspecteur s'assure de l'état général de la centrale (vérification du respect des règles générales d'exploitation, examen des conditions d'exécution des travaux en cours...),
- des visites spécialisées sur des sujets particuliers.
- des visites inopinées.

Parmi les différentes constatations effectuées qui touchent les sujets les plus divers (cf. la liste dans le document joint), les points les plus marquants au cours des dernières années ont notamment été les suivants :

Protection contre l'incendie :

Certaines visites de surveillance ont :

- d'une part, fait apparaître des insuffisances dans la protection des installations contre l'incendie, notamment des dérives dans le maintien de la sectorisation des locaux et dans les systèmes de détection d'un incendie, ainsi qu'une insuffisante préparation à la lutte contre un éventuel incendie ; des actions correctives ont donc été engagées à la demande du service central de sûreté des installations nucléaires,
- d'autre part, conduit Electricité de France et les autorités de sûreté à approfondir l'analyse de la protection contre l'incendie et à engager en conséquence certaines modifications.

Confinement de la radioactivité :

Certaines visites de surveillance ont montré des insuffisances en ce qui concerne notamment :

- le confinement dynamique des locaux (difficultés de maintien d'un réglage optimal des ventilations...),
- le respect des règles initialement prévues pour la surveillance et l'étalonnage des mesures de la radioactivité,

points pour lesquels Electricité de France a engagé diverses mesures correctives.

Essais périodiques :

De nombreuses visites de surveillance ont progressivement mis en évidence les insuffisances des règles initialement prévues pour les essais périodiques (notamment en matière d'exhaustivité). C'est à la suite de ces constatations que le service central de sûreté des installations nucléaires a demandé à Electricité de France d'engager le réexamen complet de ces règles cité au paragraphe 2.1.1 ci-dessus.

Organisation de la qualité :

Enfin, en ce qui concerne l'organisation de la qualité en exploitation, les visites de surveillance ont confirmé les conclusions de l'analyse des incidents sur son importance, notamment en ce qui concerne :

- le lignage des circuits importants pour la sûreté,
- l'organisation de la qualité des interventions,
- la tenue à jour des documents d'exploitation.

Ce problème de l'organisation de la qualité est développé plus longuement dans le chapitre 4.

Chapitre 3 - LES PRINCIPAUX INCIDENTS ET PROBLEMES TECHNIQUES RENCONTRES

SOMMAIRE

	pages
3.1 <u>Introduction</u>	29
3.2 <u>Les principales caractéristiques des incidents survenus sur les tranches REP de 900 MWe</u>	29
3.2.1 Arrêts d'urgence.....	29
3.2.2 Mises en service intempestives de l'injection de sécurité.....	29
3.2.3 Caractéristiques générales des incidents.....	30
3.3 <u>Les principaux incidents</u>	31
3.3.1 Baisse lente de la tension de la source de contrôle-commande de la voie A, ayant entraîné la défaillance des deux sources électriques externes et d'une source interne (groupe électrogène) - Bugey 5 le 14 avril 1984.....	31
3.3.2 Incident d'inondation interne - Blayais 1 le 1er octobre 1983..	31
3.3.3 Incidents de perte de la fonction de refroidissement à l'arrêt.	32
3.3.4 Incidents survenus sur les sas "personnel".....	33
3.3.5 Fissuration d'une ligne d'injection de sécurité - Bugey 3 le 11 novembre 1983.....	34
3.3.6 Incidents de manutention du combustible.....	35
3.3.7 Incidents relatifs au confinement des bâtiments et des structures vis-à-vis des risques de rejets incontrôlés d'effluents liquides.....	36
3.4 <u>Les principaux problèmes techniques</u>	37
3.4.1 Etat des générateurs de vapeur en exploitation.....	37
3.4.2 Phénomène de fissuration des broches de maintien des tubes guides de grappes de commande.....	40
3.4.3 Problèmes rencontrés sur la robinetterie.....	41
3.4.4 Incidents sur les diesels.....	42
3.4.5 Protection contre l'incendie.....	44
3.4.6 Confinement de la radioactivité en phases aqueuse et gazeuse...	45

Documents à consulter :

- Rapport IPSN/DAS n° 108 "Retour d'expérience" - décembre 1984
- Rapport IPSN/DAS "Analyse des principaux incidents survenus sur les sas des REP en exploitation" - novembre 1984.
- Rapport IPSN/DAS "Analyse de l'incident survenu le 14 avril 1984 sur la tranche 5 du centre de production nucléaire du Bugey" - avril 1985.

3.1 - Introduction

Parler des incidents ou des anomalies peut paraître, a priori, traiter de l'aspect négatif d'un bilan d'exploitation. Cependant rien n'est plus enrichissant que les erreurs commises si l'on sait en tirer tous les enseignements. A cet égard, l'accident de Three Mile Island, qui a contribué à améliorer la sûreté des centrales nucléaires à travers le monde, en est une excellente illustration.

L'organisation mise en place en France pour collecter et analyser les incidents bénéficie pleinement de l'effet de standardisation et a précisément pour but de détecter, à un stade le plus précoce possible, les problèmes de sûreté en vue de les résoudre avant qu'ils ne se soient traduits par des conséquences dommageables pour le public, les travailleurs ou l'environnement.

Pour ce faire, deux approches distinctes sont nécessaires : l'une est l'analyse approfondie des incidents les plus marquants. Des exemples de tels incidents ou anomalies seront donnés ci-après aux paragraphes 3.3 et 3.4. Ces exemples ont été choisis selon plusieurs critères : l'importance de l'incident, son caractère représentatif, la qualité des enseignements qui en ont été tirés.

L'autre approche, moins ponctuelle, consiste à examiner, à l'aide de méthodes statistiques, une collection d'événements caractéristiques dont on étudie à la fois causes et conséquences afin d'identifier des causes communes ou semblables et d'en tirer des orientations d'études.

3.2 - Les principales caractéristiques des incidents survenus sur les tranches REP de 900 MWe

3.2.1 Arrêts d'urgence (cf. tableau 1 et figure 1)

Un des paramètres intéressants permettant d'apprécier l'état de santé du parc est le nombre d'arrêts d'urgence par tranche et par an. Après une très nette diminution entre 1979 et 1981, ce nombre s'est stabilisé depuis 1982 à une valeur comprise entre 8 et 9, dont la moitié environ correspond à un fonctionnement en puissance. Cette valeur est comparable à celle observée sur les réacteurs américains du même type, mais notablement supérieure à celle rencontrée dans d'autres pays.

La principale cause d'arrêt d'urgence est liée à une trop grande rusticité du système de régulation de l'eau alimentaire des générateurs de vapeur pour lequel des améliorations sont en train d'être expérimentées. Une autre cause significative est due à des erreurs survenant notamment au cours d'essais périodiques ou d'interventions effectués en puissance. Cette cause se retrouve d'ailleurs comme un facteur important pour l'ensemble des incidents et justifie un certain nombre d'actions en matière d'amélioration ergonomique des postes de travail, d'organisation de la qualité et de formation du personnel qui seront développées au chapitre 4.

3.2.2 Mises en service intempestives de l'injection de sécurité

Au début des années 1980, les autorités de sûreté s'étaient inquiétées de la fréquence des mises en service intempestives du système d'injection de sécurité qui constitue l'un des systèmes de sûreté les plus importants des REP. Outre les transitoires de température qui en résultaient sur le circuit

primaire, ces mises en service intempestives risquaient d'ôter aux yeux des opérateurs de la crédibilité à ce système.

L'analyse de ces incidents a montré qu'ils survenaient essentiellement au cours d'essais périodiques, surtout pendant les premières années de fonctionnement des tranches, et que les signaux en provenance de la partie secondaire de l'installation étaient à l'origine de plus des trois quarts d'entre eux. Les actions entreprises dans ces différents domaines ont permis de réduire la fréquence des injections de sécurité intempestives d'environ 1 par tranche et par an à 0,4 en 1984.

3.2.3 Caractéristiques générales des incidents (cf. figure 2)

S'agissant de l'ensemble des incidents significatifs, on constate une certaine diminution, au cours des deux dernières années, de ceux causés par un défaut de conception, cette diminution étant surtout sensible sur les centrales les plus anciennes (Fessenheim et Bugey). On peut y voir un signe de l'élimination des défauts de jeunesse du parc.

Une caractéristique générale relevée sur l'ensemble des incidents est la proportion relativement importante d'entre eux qui se produisent lorsque le réacteur est à l'arrêt, notamment lors des arrêts annuels pour rechargement où de nombreuses interventions de maintenance sont pratiquées sur les matériels et systèmes.

L'analyse de sûreté au stade de la conception s'était surtout polarisée sur les états de fonctionnement en puissance où les risques potentiels sont évidemment supérieurs. L'expérience a montré qu'il fallait également analyser en détail les états d'arrêts où il est nécessaire de continuer à assurer un certain nombre de fonctions de sûreté. Ces constatations ont conduit à renforcer les règles d'exploitation concernant ces états, notamment en matière de maintien de la disponibilité de systèmes, de procédures et d'organisation de la qualité des interventions.

Une autre caractéristique générale est que les systèmes les plus importants du point de vue de la sûreté (circuit primaire et circuits de sauvegarde) sont relativement moins souvent à l'origine d'incidents que les systèmes secondaires ou auxiliaires tels que, par exemple, les circuits de ventilation ou d'air comprimé. Cette constatation est le reflet de l'attention toute particulière qui avait été portée à la conception des premiers systèmes. Elle a incité cependant à étendre le champ de l'analyse de sûreté à des systèmes considérés a priori moins importants.

Enfin, il faut souligner qu'aucun des incidents survenus à ce jour n'a eu de conséquences notables. En particulier, il faut noter l'excellent comportement du combustible qui permet entre autre de limiter les doses reçues par le personnel d'exploitation à des valeurs inférieures à celles qui avaient été prévues.

Les quelques rejets non contrôlés dans l'environnement d'effluents liquides ou gazeux qui se sont produits sont toujours restés très inférieurs aux limites de rejet autorisées par la réglementation.

3.3 Les principaux incidents

3.3.1 Baisse lente de la tension de la source de contrôle-commande de la voie A, ayant entraîné la défaillance des deux sources électriques externes et d'une source interne (groupe électrogène) Bugey 5 le 14 avril 1984

L'analyse montre que cet incident est sans aucun doute celui pour lequel on a approché de plus près un accident grave depuis le démarrage de la première tranche du parc REP français. Une défaillance unique sur l'autre voie électrique aurait en effet conduit à une perte complète des alimentations électriques.

Outre ses conséquences importantes, cet incident est intéressant pour deux raisons :

- il pose à nouveau le problème des alarmes regroupées,
- il montre un mode de défaillance non pris en compte à la conception, la diminution progressive de la tension 48V, très différente dans ses conséquences de la perte franche.

Rappelons rapidement le déroulement de l'incident dont une analyse détaillée se trouve en pièce jointe (Rapport IPSN/DAS/SASR n°46).

Comme on peut le voir sur le schéma du rapport joint, le 48V est normalement fourni par un redresseur qui est automatiquement secouru, en cas de défaillance, par des batteries.

Un défaut du redresseur, non signalé, a donc provoqué à Bugey 5 la décharge de la batterie qui débitait sur le tableau 48V, et une baisse de tension progressive de ce tableau.

Cette baisse de tension n'a été signalée que par une alarme " tension basse" qui est apparue sur un voyant déjà allumé, pour un défaut d'isolement relativement fréquent et peu important, voyant ainsi réactivé.

Du fait de ce regroupement d'alarmes, la défaillance de ce tableau n'a pas été vue, et la tension a continué à baisser.

Les relais alimentés par ce tableau, prévus pour basculer entre 0 et 48V sans seuil précis, se sont alors mis dans des positions sinon aléatoires du moins non prévisibles et ont provoqué la perte de deux sources électriques externes ainsi que du diesel voie A.

Les mesures correctives en cours d'étude consistent essentiellement en la rédaction de procédures mieux adaptées au cas qui s'est présenté, une amélioration de la signalisation des défauts et un basculement automatique d'un redresseur sur l'autre.

3.3.2 Incident d'inondation interne - Blayais 1 le 1er octobre 1983

Suite à la rupture d'un joint du circuit de refroidissement intermédiaire, un volume d'eau estimé à 12 m³ a cheminé dans les locaux électriques par des gaines de ventilation et par des inétanchéités entre locaux ; divers tableaux électriques ont été aspergés sans qu'il en résulte cependant de conséquence sur leur fonctionnement.

Une autre rupture de ce même joint s'est produite le 27 mai 1984 sur la même tranche.

Conséquence de l'incident, importance pour la sûreté :

Cet incident, qui n'a eu aucune conséquence réelle, aurait pu conduire, de deux façons différentes, à la perte du circuit de refroidissement intermédiaire (*) :

- si l'une des vannes de communication entre les voies ne s'était pas refermée, les deux voies se seraient vidées et le circuit aurait été totalement indisponible ; une procédure de conduite permet cependant de faire face à cette situation,
- si la fuite d'eau avait rendu indisponible le tableau électrique secouru alimentant les pompes du circuit voie A, le circuit aurait été totalement indisponible ; dans cette situation, la perte du tableau électrique n'aurait pas permis l'application de la procédure citée précédemment.

Si l'incident s'était produit sur une tranche de 900 MWe paire, il aurait pu conduire à la perte totale des sources électriques de la centrale. En effet, sur les tranches paires, les conduits de ventilation sont susceptibles de véhiculer de l'eau sur les tableaux électriques des deux voies.

Actions entreprises, enseignements tirés :

L'inondation des locaux électriques par l'eau du circuit de refroidissement intermédiaire n'a pas été prise en compte à la conception de l'installation. Cet incident a conduit à un réexamen détaillé des risques d'inondation dans ces locaux. Par ailleurs, l'exploitant a engagé des actions de nature à éviter le renouvellement de ce type d'incident et à en limiter les conséquences par l'installation d'exutoires dans les locaux concernés.

Les procédures de conduite relatives à une fuite de ce circuit ont été modifiées ainsi que les fiches d'alarmes correspondantes.

3.3.3. Incidents de perte de la fonction de refroidissement à l'arrêt

Après l'arrêt du réacteur, le refroidissement est assuré d'abord par les générateurs de vapeur. Après baisse de la pression du circuit primaire en-dessous de 32 bars et baisse de la température de l'eau de ce circuit en-dessous de 117°C, le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) peut être connecté et utilisé. L'énergie est alors transmise à la source froide à travers deux ensembles d'échangeurs par le circuit de refroidissement intermédiaire.

(*) Le circuit de refroidissement intermédiaire a pour fonction :

- de refroidir les différents auxiliaires nucléaires nécessaires au fonctionnement normal de la tranche,
- de refroidir un certain nombre de circuits de sauvegarde et d'auxiliaires nécessaires en cas d'accident,
- de constituer un circuit intermédiaire entre l'eau du circuit primaire, radioactive, et l'eau brute rejetée à l'extérieur de la centrale.

Le refroidissement du coeur est assuré par le circuit RRA jusqu'aux conditions de dépressurisation complète, le niveau du fluide primaire pouvant être abaissé jusqu'au plan médian des tuyauteries principales du circuit primaire.

Plusieurs incidents ont affecté la continuité du refroidissement du coeur lors de l'utilisation du circuit RRA. On signalera en particulier :

- celui survenu le 9 novembre 1982 sur la tranche 1 de la centrale nucléaire de St Laurent B. Le refroidissement a été interrompu pendant près de 30 minutes sans que le combustible, peu irradié et longtemps refroidi, subisse un échauffement significatif.

Une augmentation notable du débit due à l'ouverture intempestive d'une vanne de réglage avait provoqué la cavitation des pompes.

- celui survenu le 6 mai 1983 sur la tranche 1 de la centrale nucléaire du Blayais. Le refroidissement du combustible a été interrompu pendant 2 heures sans conséquence sur le combustible et donc sans aucun relâchement de radioactivité.

Cet incident s'est produit lors de la vidange de la piscine pour remise en place du couvercle. Le niveau d'eau a été descendu jusqu'à la génératrice inférieure des tuyauteries principales du circuit primaire isolant ainsi le circuit RRA.

L'étude des conséquences potentielles de ce type d'incidents a été effectuée en prenant en compte des hypothèses très pénalisantes. En l'absence de toute intervention :

- l'eau peut commencer à bouillir au bout de 30 minutes,
- le dénoyage du combustible peut commencer au bout de 80 minutes.

Notons que la mise en service manuelle de l'injection de sécurité à basse pression est de nature à arrêter très rapidement ce processus.

Des mesures techniques de nature à diminuer la probabilité de tels incidents ont été prises après une analyse détaillée des causes et du déroulement des incidents.

Certaines procédures opératoires ont été améliorées ; une sensibilisation du personnel de conduite a été faite sur la base des analyses des incidents.

3.3.4 Incidents survenus sur les sas "personnel"

L'étanchéité du sas du bâtiment réacteur est assurée par des joints gonflables alimentés par le circuit d'air comprimé de la tranche. Une fois la porte fermée, ces joints sont gonflés et assurent le contact avec la porte et donc l'intégrité de l'enceinte.

Un premier incident est survenu le 3 août 1982 à Tricastin 1. Il s'est traduit par la perte de l'intégrité de l'enceinte pendant 45 minutes sur une tranche à la puissance nominale par suite d'une défaillance technique (rupture d'un bouchon d'un détendeur) sur le circuit d'alimentation en air comprimé des joints d'un sas de l'enceinte.

A la suite de cet incident dont les conséquences réelles ont été négligeables, mais qui mettait en évidence un défaut de conception (perte de la fonction intégrité de l'enceinte à partir d'une simple défaillance), pouvant conduire à des conséquences graves en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire dans le bâtiment du réacteur, Electricité de France a décidé d'entreprendre un certain nombre de modifications visant à améliorer la fiabilité de ces sas.

Durant la période où ces modifications étaient mises en oeuvre, d'autres incidents se sont produits sur les sas de tranches en exploitation :

- Bugey 2 1e 01.04.1983
- Blayais 1 1e 10.12.1983
- Tricastin 1 1e 07.04.1984
- Chinon B2 1e 28.05.1984
- Gravelines 3 1e 24.09.1984

Ces incidents peuvent être groupés en deux familles :

- les incidents de Tricastin 1 et de Bugey 2 où une défaillance unique sur le système d'alimentation en air (modifications non réalisées sur ces tranches) a entraîné le dégonflage des joints des portes du sas, donc la perte d'étanchéité du sas,
- les incidents de Blayais 1, Chinon B2 et Gravelines 3 où un état dégradé de l'installation lié à des erreurs a conduit aux mêmes conséquences.

Le caractère vulnérable de l'installation à l'égard d'erreurs ainsi que la nécessité de garantir l'intégrité de l'enceinte de confinement pendant une période longue après un accident de perte de réfrigérant primaire ont amené les autorités de sûreté à demander l'étude d'une solution à plus long terme et intrinsèquement plus sûre que celle mise en oeuvre immédiatement après l'incident de Tricastin 1 du 3 août 1982.

Il s'agit essentiellement d'une modification permettant d'assurer l'étanchéité des sas des tranches de Bugey et du contrat programme par des moyens statiques (joints pleins) de façon analogue à la solution retenue pour Fessenheim et le palier 1300 MWe.

Il a été de plus demandé à Electricité de France de renforcer la formation du personnel sur l'importance de la fonction de confinement assurée par l'enceinte.

3.3.5 Fissuration d'une ligne d'injection de sécurité - Bugey 3 le 11 novembre 1983

Description :

Le 11 novembre 1983, à l'occasion d'un arrêt à chaud programmé mis à profit pour procéder à la recherche des causes d'un taux de fuite primaire situé dans les critères définis par les spécifications techniques d'exploitation, une visite du bâtiment du réacteur a permis de détecter une fissuration débouchante sur une soudure d'une tuyauterie d'injection de sécurité à basse pression de la troisième tranche de la centrale nucléaire du Bugey. Ce tronçon de tuyauterie en acier inoxydable, situé entre les deux clapets d'isolement du circuit primaire principal sur cette ligne d'injection, a été découpé et remplacé à l'identique.

La soudure en anomalie ainsi que les portions de tuyauteries situées en amont et en aval ont fait l'objet d'une expertise métallurgique par le service de contrôle des matériaux irradiés d'Electricité de France. Par ailleurs, la ligne d'injection en cause a été instrumentée de jauges thermiques et extensométriques ainsi que d'un capteur de pression afin de déterminer les divers chargements auxquels elle est soumise en service.

La tranche 3 a été remise en exploitation après intervention, fin novembre 1983.

Les analyses effectuées à ce jour attribuent les fissures à un phénomène de corrosion sous contrainte imputable à la présence de soufre sous forme de sulfate (le relâchement accidentel de résines lors des essais de démarrage en 1978 pourrait expliquer cette présence).

Après redémarrage de la tranche, les premiers résultats font ressortir les points suivants :

- les conditions de fonctionnement en température et en pression sont notablement différentes de celles prises en compte à la conception. Il est apparu en particulier des écarts de 100°C entre le haut et le bas de la tuyauterie horizontale,
- ces conditions de fonctionnement sont liées à un milieu biphasique, et des phénomènes associés de concentration chimique sont probablement à l'origine de la corrosion de cette ligne.
- de plus la température élevée a induit des contacts entre la tuyauterie et des plots anti-fouettement et donc des contraintes anormales.

En plus des mesures ponctuelles prises à Bugey, remplacement de la tuyauterie et reprise des jeux, ou sur les autres tranches, reprise des jeux, cet incident a montré la nécessité d'étudier les phénomènes thermohydrauliques complexes qui existent dans les bras morts des circuits, en particulier de ceux destinés à véhiculer du fluide primaire.

3.3.6 Incidents de manutention du combustible

Divers incidents concernant directement des assemblages combustibles se sont produits lors des opérations de renouvellement du combustible des tranches à eau sous pression.

Parmi ces incidents, citons en particulier :

- le basculement d'un assemblage combustible sur la tranche 2 de Dampierre le 12 mars 1982 et sur la tranche 1 de Gravelines le 7 août 1985,
- des incidents d'accrochage entre assemblages combustibles ayant conduit à des arrachements partiels de grilles des assemblages,
- le heurt de la marche de la piscine du réacteur par un assemblage en cours de transfert sur la tranche 4 de Tricastin le 9 novembre 1983,
- l'endommagement d'un assemblage combustible par déplacement de la machine de chargement alors que l'assemblage était encore engagé dans le basculeur, le 14 mai 1984, sur la tranche 4 de Gravelines.

Analyse des risques et origine des défaillances :

Ces incidents, bien qu'ils n'aient eu aucune conséquence réelle pour la sûreté, sont cependant considérés comme significatifs car, potentiellement, ils peuvent conduire à une dégradation de la première barrière (risque de contamination) et à la création de corps migrants.

L'analyse des incidents survenus a fait ressortir la nécessité d'apporter des améliorations, tant dans la conception que dans la conduite des machines de chargement. On peut noter en particulier que le recours trop fréquent aux shunts des sécurités est souvent à l'origine des incidents.

Mesures prises :

Electricité de France effectue actuellement une série de modifications des machines de chargement du palier 900 MWe afin d'en améliorer la sûreté, la fiabilité et les performances ; elles doivent notamment rendre exceptionnelle l'utilisation des shunts.

Par ailleurs, un renforcement de la formation du personnel de maintenance, une sensibilisation accrue des chefs de chargement et l'application de consignes améliorées et complétées doivent permettre de réduire le nombre d'incidents de maintenance du combustible.

3.3.7 Incidents relatifs au confinement des bâtiments et des structures vis-à-vis des risques de rejets incontrôlés d'effluents liquides

Des incidents survenus sur des sites équipés de réacteurs nucléaires à eau pressurisée ont mis en évidence la possibilité de rejets incontrôlés d'effluents liquides faiblement contaminés dans les eaux souterraines.

Ces rejets, détectés à l'occasion de contrôles systématiques d'activité dans des piézomètres, sont en relation avec des inétanchéités de bâtiments ou de structures de l'installation qui n'avaient pas pu être décelées à partir des moyens de contrôle prévus à cet effet. Au cours de ces incidents, les niveaux d'activité due au tritium mesurés dans l'eau de la nappe sont restés très inférieurs à la concentration maximale admissible (CMA) correspondante.

Concernant ces rejets, on peut citer un certain nombre d'exemples :

- au début de 1984, la mesure d'une activité de tritium significative dans un piézomètre, au voisinage du bâtiment du combustible de la tranche 1 de Gravelines, a permis de détecter, puis de localiser un rejet permanent d'eau radioactive dans la nappe d'eau souterraine. Ce rejet de faible débit s'est révélé être en liaison avec une fuite du cuvelage de la piscine de désactivation de cette tranche, fuite qui avait jusqu'alors échappé à toute détection par les moyens spécifiques prévus. Seule l'heureuse proximité du piézomètre de la capacité concernée a permis de décélérer la fuite,
- sur le site du Tricastin, dans le courant de l'année 1984, la détection de tritium dans l'eau pompée dans la nappe à l'intérieur de l'enceinte géotechnique a permis, à l'issue d'assez longues recherches, de déceler une fuite d'eau contaminée au niveau de bâches de recueil des effluents de l'îlot nucléaire, dont le revêtement interne d'étanchéité était défectueux,

*1984
eaux
souterraines*

- à Bugey, en 1984, des débordements d'eau provenant du local des bâches de stockage provisoire d'effluents, après avoir pénétré dans des galeries techniques, ont provoqué une contamination du sous-sol,
- enfin, à Fessenheim, il a été constaté une inétanchéité de la dalle du sol du bâtiment des auxiliaires nucléaires provoquant un écoulement d'eau contaminée dans des galeries sèches. Dans la mesure où l'activité dans ces galeries n'est pas normalement surveillée, cet écoulement aurait pu ultérieurement contaminer le sous-sol.

Ceci a conduit à l'engagement sur les sites nucléaires de mesures correctives répondant, vis-à-vis de ces risques de rejets, au double objectif de prévention et de surveillance.

Ces mesures comportent :

- le recensement des chemins de fuite envisageables vers la nappe phréatique,
- l'amélioration, vis-à-vis de ces chemins de fuite, de l'étanchéité du confinement,
- la mise en place d'un système efficace de surveillance ; cette surveillance s'effectuera par des mesures d'activité dans un réseau de piézomètres judicieusement choisis en fonction des risques potentiels identifiables.

Une détection relativement précoce devrait permettre d'intervenir sur la structure concernée avant toute aggravation du défaut à l'origine de la fuite.

3.4 - Les principaux problèmes techniques

3.4.1 Etats des générateurs de vapeur en exploitation

Les expériences françaises et internationale acquises à ce jour sur le comportement en service des tubes de générateur de vapeur des tranches nucléaires à eau sous pression confirment que ces matériels, en raison à la fois de leur sensibilité à différents types de dégradation et notamment à la corrosion sous tension, et de leur importance en matière de sûreté, doivent faire l'objet de la plus grande attention.

Dans ce cadre, et compte tenu notamment de la découverte en avril 1984 sur la première tranche de la centrale nucléaire de Dampierre d'un phénomène de fissuration circonférentielle axisymétrique, il a été nécessaire d'engager une analyse approfondie des différents aspects de ce dossier :

- types de dégradation des tubes : connaissances des phénomènes et critères de bouchage associés,
- contrôles en service de l'état des tubes : méthodes et programmes,
- mesures préventives et correctives.

Types de dégradation des tubes

Le problème prépondérant est celui de la fissuration dans la zone de fin de dudgeonnage du tube dans la plaque tubulaire du générateur de vapeur.

L'ensemble des expertises effectuées amène à conclure que la fissuration des tubes résulte d'un phénomène de corrosion sous tension dans le milieu primaire et à température élevée : le problème est actuellement limité à la branche chaude des tubes. Les premiers exemples de cette corrosion ont été notés dès 1981 sur la première tranche de Fessenheim, puis en 1982 et 1983 sur les tranches de Bugey. Un important programme d'études et d'essais avait été lancé à l'époque dans le but de vérifier que les défauts observés, de longueur limitée, étaient à l'origine de petites fuites conduisant à l'arrêt de la tranche pour réparation sans présenter le risque d'une rupture brutale et totale. Une telle rupture peut, en effet, être responsable d'un rejet d'activité à l'extérieur du bâtiment par la sollicitation des soupapes de protection du générateur de vapeur. Un défaut circonférentiel axisymétrique découvert à Dampierre 1 en avril 1984 s'est avéré ne pas répondre aux hypothèses prises en compte dans les analyses de "fuite avant rupture" précédentes.

Afin d'acquérir une meilleure compréhension des phénomènes affectant la zone de fin de dudgeonnage à la sortie de la plaque tubulaire, les essais de laboratoire sur maquettes et les prélèvements de tubes ont été multipliés. A ce jour les essais effectués montrent que la fissuration circonférentielle, qui est la plus nocive, nécessite la conjonction de deux anomalies dans le mode opératoire. Electricité de France a entrepris de procéder au bouchage systématique des tubes qui présentent de telles anomalies. Cette action devrait être soldée avant l'hiver 1985. Les travaux sur les mécanismes de corrosion et notamment sur les lieux et cinétiques d'apparition et d'évolution des fissures dans la zone de fin de dudgeonnage doivent se poursuivre activement pour lever les incertitudes qui subsistent encore à ce sujet.

Contrôles en service de l'état des tubes

La dégradation observée sur les tubes de générateur de vapeur amène à améliorer le contrôle en service en agissant d'une part sur les méthodes et d'autre part sur les programmes de surveillance.

En effet, il est nécessaire que l'évaluation des performances des méthodes de contrôle des tubes (essentiellement par courants de Foucault) soit améliorée, notamment en ce qui concerne la détection du caractère circonférentiel des fissures, ceci à partir d'essais sur maquettes et de résultats d'expertise de tubes extraits.

Par ailleurs Electricité de France a décidé de réviser la doctrine et le programme de surveillance des tubes, en tenant compte de l'évolution des connaissances et du retour d'expérience.

Mesures préventives et correctives

En ce qui concerne les mesures correctives, le bouchage des tubes défectueux est mis en oeuvre systématiquement.

Electricité de France a engagé le développement d'autres solutions destinées à pallier les problèmes rencontrés :

- manchonnage : introduction d'un manchon renforçant la zone affaiblie,
- microbillage : création de contraintes superficielles de compression sur la zone sensible afin de retarder le phénomène de corrosion.

A ce jour, la première solution, après avoir été expérimentée, en 1984, sur quelques tubes d'un générateur de vapeur de la tranche 1 de Fessenheim, fait l'objet d'études complémentaires de la part d'Electricité de France.

La seconde solution, elle aussi expérimentée en 1984 sur quelques tubes de générateurs de vapeur de la tranche 5 de Bugey, fera l'objet d'une mise en oeuvre à caractère industriel en 1985 sur la même tranche.

Electricité de France envisage de l'appliquer ultérieurement de façon systématique à l'ensemble des générateurs de vapeur des réacteurs de 900 MWe équipés de tubes sensibles à ce phénomène de corrosion.

Electricité de France a, enfin, engagé la fabrication de générateurs de vapeur de remplacement et l'étude de l'intervention correspondante sur les tranches de 900 MWe.

Accidents de rupture de tubes de générateur de vapeur

Compte tenu des dégradations observées sur les tubes de générateurs de vapeur et de l'expérience tirée des accidents de rupture de tube (RTGV) survenus sur les réacteurs à eau sous pression étrangers, de nouvelles études d'accidents ont été engagées, d'une part pour optimiser la procédure de conduite applicable en cas de RTGV, d'autre part pour évaluer les conséquences sur le coeur et dans l'environnement de la rupture simultanée de plusieurs tubes (2, 6, 10, 100). Ces ruptures simultanées sont cumulées, ou non, avec une défaillance à la fermeture d'un organe d'isolement du générateur de vapeur concerné (soupape de sûreté ou vanne de décharge). Enfin, dans l'un des scénarios accidentels étudiés, l'initiateur postulé des ruptures multiples est une rupture non isolable de la tuyauterie de vapeur (RTV).

Optimisation de la procédure de conduite :

La sensibilité des différentes variantes de conduite des circuits d'injection de sécurité et d'aspersion du pressuriseur à l'égard des risques de remplissage en eau des générateurs de vapeur - situation qui conduit à la sollicitation en eau des organes d'isolement du générateur de vapeur - et des risques de rejets dans l'environnement, a été évaluée.

Pour ce qui concerne la RTGV simple, les principes de pilotage définis à la suite de ces études éliminent ces risques quel que soit le niveau de puissance de l'installation au moment de l'accident ; ils serviront de base à la rédaction d'un nouveau document de conduite.

Pour ce qui concerne les RTGV multiples, ces principes de pilotage n'éliminent pas à coup sûr les risques précités.

Les études de ces scénarios se poursuivent ; par ailleurs, des essais appropriés sur boucle ont été engagés pour apprécier la capacité de refermeture en eau des organes d'isolement des générateurs de vapeur.

De même, sont en cours d'étude les scénarios accidentels dans lesquels la rupture d'une tuyauterie de vapeur constitue l'événement initiateur de la RTGV multiple.

3.4.2 Phénomène de fissuration des broches de maintien des tubes guides de grappes de commande

Le guidage des 53 grappes de commande de puissance des réacteurs de 900 MWe est assuré par des tubes guides, fixés dans les structures internes supérieures au-dessus du coeur.

Chacun de ces tubes est maintenu en partie supérieure par quatre vis et guidé en partie inférieure par deux broches flexibles fixées par un écrou sur la bride inférieure du tube.

Ces broches s'introduisent dans une plaque disposée juste au-dessus du coeur.

Plusieurs incidents de rupture de broches ont affecté, à travers le monde, des tranches en fonctionnement : Mihama 3 (septembre 1978) au Japon, Gravelines 1 (janvier 1982), Fessenheim 1 (mars 1982) et Bugey 2 (juillet 1982) en France, North Anna 1 (juin 1982) aux Etats-Unis.

Origine de la défaillance et analyse des risques

Le phénomène générique en cause est la corrosion sous tension de l'alliage constitutif des broches (inconel X 750) pouvant conduire à la fissuration, puis à la rupture de ces pièces.

Les études et essais effectués afin d'évaluer les risques liés à la rupture des broches permettent de conclure que :

- les risques liés à la présence de corps migrants dans le circuit de refroidissement du réacteur sont acceptables, au moins à court terme,
- les risques liés à la perte de la fonction de guidage des grappes de commande en fonctionnement normal sont acceptables, au moins à court terme,
- les risques liés à la perte de la fonction de guidage en fonctionnement accidentel sont acceptables.

En définitive, c'est surtout la disponibilité qui peut être affectée à court terme par la présence de corps migrants.

Mesures prises

Electricité de France équipe toutes les tranches de broches de conception modifiée, présentant une meilleure tenue à la corrosion sous tension, grâce à :

- une réduction du niveau des contraintes (modification de la géométrie et réduction du serrage),
- une modification du traitement thermique.

Des études et essais sont en cours afin de déterminer la durée de vie de ces nouvelles broches.

Le remplacement des broches de conception ancienne, sur les 21 tranches qui sont concernées, sera terminé à la fin de 1985.

Les mesures relatives à la conception et à la construction sont complétées par des dispositions de surveillance qui comportent :

- une surveillance acoustique du circuit primaire,
- un contrôle télévisuel des broches pendant les arrêts de tranches.

3.4.3 Problèmes rencontrés sur la robinetterie

Les principales causes d'incidents sur les organes de robinetterie des centrales à eau légère pressurisée sont liées aux fuites au niveau des garnitures d'étanchéité des tiges de commande de ces organes, à la corrosion de la goujonnerie et à la mise au point du nouveau système de décharge et de protection du circuit primaire par des soupapes pilotées destinées à remplacer les soupapes classiques dont la fiabilité de fermeture après une éventuelle sollicitation a été jugée insuffisante.

→ En ce qui concerne les fuites, le remplacement progressif, sur tous les matériels, de l'ancienne garniture par une nouvelle version de presse-étoupe mise au point et testée sur les boucles d'essais de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France devrait permettre de résoudre les problèmes rencontrés, hormis quelques cas particuliers de vannes qui nécessitent des modifications complémentaires en raison des conditions de charge particulières, telles les vannes d'aspersion continue du pressuriseur.

Le risque de corrosion est lié à l'existence éventuelle de fuites, en particulier au niveau des plans de joint corps-chapeau et aussi au niveau des presse-étoupe. L'acide borique agit alors par corrosion généralisée sur les aciers non inoxydables. Ainsi, pour résister à la corrosion généralisée par l'acide borique, on pourrait remplacer les aciers non alliés ou faiblement alliés par des aciers fortement alliés au chrome, austénitiques ou martensitiques. Par contre, ces aciers peuvent parfois présenter un risque de corrosion sous tension. Des essais ont donc été réalisés sur certains matériaux par la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France afin de déterminer les aciers convenant à ces sollicitations. Par ailleurs, l'utilisation d'un matériau de même nuance pour un ensemble (vis-écrou) présente un risque de grippage au cours des opérations de démontage, en particulier dans le cas d'utilisation de couples de même nuance austénitique. A partir de ces critères, deux couples ont été retenus. La substitution des nuances des aciers non alliés précédemment utilisées par les nuances proposées n'a mis en évidence aucune impossibilité ou

perturbation dans le dimensionnement de la goujonnerie (les caractéristiques mécaniques des aciers inoxydables mis en oeuvre sont comparables à celles des aciers au carbone). Le remplacement est fait pour tous les organes du circuit primaire principal et est en cours pour les circuits importants pour la sûreté.

En ce qui concerne les organes de décharge et de protection du circuit primaire contre les surpressions, les soupapes à ressort installées à l'origine sur les tranches à eau pressurisée posaient un problème de fiabilité ; en effet, des essais sur boucles ont montré, qu'après son ouverture à 172 bars, la soupape battait et risquait de ne pas se refermer créant par là une brèche sur le circuit primaire. Les vannes de décharge qui doivent s'ouvrir pour éviter de solliciter les soupapes n'ayant pas été qualifiées aux conditions accidentelles, leur fiabilité pouvait être mise en doute.

Il a donc été décidé de procéder au remplacement de ces organes par des soupapes pilotées, 3 tandems de soupapes jouant le rôle des vannes de décharge et des soupapes de protection.

L'ouverture et la fermeture de ces soupapes, sont commandées par un distributeur hydraulique dont le pilote est lui-même actionné par la pression de la capacité à protéger.

La mise en oeuvre de ce système s'est heurtée à trois problèmes :

- l'éventage de la ligne d'impulsion (ligne hydraulique qui transmet la pression au pilote),
- les fuites sur les clapets du distributeur hydraulique,
- les fuites sur la soupape elle-même.

Ces problèmes sont en passe d'être résolus grâce à un certain nombre de modifications qui devraient rendre le système industriellement viable et, dès lors, donner la possibilité d'implanter cette nouvelle solution sur toutes les tranches françaises déjà en exploitation.

3.4.4. Incidents sur les diesels

Les groupes électrogènes de secours constituent la source d'alimentation électrique des auxiliaires vitaux de la centrale en cas de perte des alimentations électriques externes à l'installation. A ce titre, ils font partie des matériels pour lesquels toute anomalie de fonctionnement doit faire l'objet d'une analyse détaillée.

De nombreuses anomalies sont survenues sur les groupes électrogènes de secours équipant les réacteurs à eau pressurisée de 900 MWe.

Sont cités ci-dessous les incidents qui ont été jugés les plus significatifs et qui, par leur caractère générique, ont engendré la mise en oeuvre rapide de modifications sur l'ensemble des tranches REP de 900 MWe.

Outre ces modifications, la conséquence principale de l'analyse de ces incidents est une réduction du nombre des démarrages de ces moteurs, l'objectif étant de ramener le nombre annuel moyen de démarrages à une trentaine, le maximum observé sur certaines tranches étant aujourd'hui d'une centaine, pour diminuer la fatigue mécanique du matériel.

Incident survenu à Fessenheim 1 (janvier 1982)

Au cours d'un essai périodique de fonctionnement du diesel, l'une des bielles s'est cassée, entraînant la destruction du moteur.

L'expertise de la bielle rompue a permis d'attribuer cette rupture à un phénomène de fissuration par fatigue dont l'origine était la présence d'une arête vive au niveau du logement des écrous d'assemblage de la bielle autour du vilebrequin. Le contrôle des bielles avoisinantes a mis en évidence d'autres fissures.

Compte tenu de ce constat, une campagne de contrôles a été lancée immédiatement sur l'ensemble des diesels des REP de 900 MWe. D'autres bielles ont été retrouvées fissurées. Par ailleurs, suite à une étude de la tenue mécanique de la bielle, une modification consistant en une amélioration du profil des bielles a été réalisée sur l'ensemble des tranches au cours de leurs arrêts pour rechargement.

Incident survenu à Cruas 1 (15 août 1983)

La rupture de l'une des bielles est survenue au cours d'un essai périodique de fonctionnement d'un diesel à 30 % de sa charge nominale. De l'expertise de la bielle cassée, il est ressorti que celle-ci s'était rompue en partie courante et que la rupture était à attribuer à un phénomène de fatigue. Le calcul mécanique de la bielle, ayant mis en évidence un coefficient de sécurité insuffisant à cet endroit et l'expertise ayant révélé la présence de trace de choc au voisinage de la rupture, cet incident a été attribué à la présence d'un marquage dû à un choc à l'endroit de la rupture, entraînant une augmentation de la contrainte par effet d'entaille.

Les enseignements tirés par Electricité de France de cet incident sont les suivants :

- mise en oeuvre de précautions particulières lors des interventions sur les embiellages,
- approfondissement par calculs et essais de l'analyse du comportement mécanique des bielles.

Incident survenu à Blayais 3 (28 novembre 1983)

Alors qu'un opérateur se rendait en local pour procéder à la mise à l'arrêt d'un diesel, il a découvert une fuite importante de fuel due à la rupture de l'une des tuyauteries d'injection de fuel dans les différents cylindres du diesel.

Cet incident soulève deux problèmes. Le premier concerne la rupture de la tuyauterie d'injection. Des actions étaient déjà en cours suite à des incidents antérieurs. En effet, une modification était lancée sur l'ensemble des diesels afin de permettre le remplacement de l'un quelconque des tronçons de tuyauterie d'injection de fuel haute pression (en aval des pompes d'injection) sans compromettre le maintien en fonctionnement du diesel concerné.

Le deuxième problème concerne l'absence d'information des opérateurs en salle de commande de l'existence d'une fuite importante de fuel sur un diesel en fonctionnement et donc du risque potentiel d'incendie. Les alarmes relatives aux diesels présentes en salle de commande regroupent un nombre important de défauts

de toutes natures et d'importances inégales. Au moment de l'incident, l'alarme "défaut simple" du diesel était présente en salle de commande et cela depuis plusieurs jours, suite à un défaut mineur sur le diesel, masquant complètement le défaut de rupture de la tuyauterie d'injection du fuel.

Electricité de France prévoit, dans le cadre d'une étude en cours relative à la refonte globale du regroupement des alarmes en salle de commande, d'examiner le cas des alarmes provenant des diesels. En attendant la mise en oeuvre des modifications qui seront entreprises à la suite de cette étude, les autorités de sûreté ont demandé qu'une ronde périodique soit effectuée dans les locaux des diesels et qu'en cas d'alarme "diesel" en salle de commande alors que le diesel incriminé est en fonctionnement, un opérateur s'assure en local de l'absence d'un autre défaut jusqu'à l'élimination du défaut initiateur de l'alarme.

3.4.5. Protection contre l'incendie

La protection contre l'incendie dans les réacteurs à eau pressurisée d'Electricité de France n'a pas toujours été prise en compte d'une façon suffisamment méthodique à la conception et un certain nombre d'incidents, aussi bien que les visites d'inspection du service central de sûreté des installations nucléaires, ont montré la nécessité d'un examen plus approfondi des mesures prises dans ce domaine.

A la base de la protection, la sectorisation conduit à implanter les matériels redondants importants pour la sûreté dans des secteurs de feu différents, de sorte qu'un incendie ne puisse affecter qu'une seule voie de sûreté à la fois. D'une part, l'analyse a montré des écarts par rapport à ce principe, d'autre part les visites de surveillance ont mis en évidence des problèmes de maintien de l'intégrité dans le temps de ces secteurs de feu. On a constaté à diverses reprises la présence de portes maintenues ouvertes ou détériorées ou de trémies non obturées, mettant en communication plusieurs locaux. Une campagne de sensibilisation des exploitants a été entreprise.

Dans le domaine de la détection d'incendie, les études ont montré la nécessité d'effectuer les essais de réception en feu dit réel (feu d'alcool ou de feuilles de polyuréthane) en disposant le foyer en un point contraignant, de façon à déterminer le temps de réponse du système de détection dans chaque local. En exploitation, ces essais doivent être repris après toute modification de la boucle de détection elle-même, ou de l'environnement climatique des détecteurs, susceptible d'altérer le temps de réponse du système. On a vu ainsi des modifications, qui visaient à améliorer la fiabilité du système, conduire à l'indisponibilité de 30 boucles de détection couvrant 100 locaux dont la plupart dans l'îlot nucléaire. Ce défaut a été détecté lors d'un incendie à Chinon B1, le 25 mars 1983, soit plus d'un an après la modification. Par ailleurs, les systèmes de détection d'incendie ont été améliorés et permettent maintenant, sur la plupart des paliers, de mémoriser le premier feu tout en conservant la disponibilité du système pour suivre la propagation éventuelle de l'incendie.

Outre la maintenance, l'entretien et les essais périodiques des systèmes de protection contre l'incendie, la mise en place de documents et consignes d'intervention est essentielle pour la sûreté. Des progrès restent à accomplir dans ce domaine.

Pour terminer, il convient de noter qu'Electricité de France a accordé une attention croissante à la protection contre l'incendie et a fait évoluer sa doctrine en la matière, évolution qui va conduire dans les prochains mois à :

- . la mise en place de systèmes fixes d'aspersion à têtes fusibles (sprinklers) dans tous les locaux d'accès difficile : entrepôts de câblage, galeries...
- . l'automatisation de l'isolement des secteurs de feu et de la mise en route du système de désenfumage, sur signal de détection d'incendie,
- . la mise en place de consignes d'intervention du type fiche réflexe pour chaque zone de détection et la création d'un groupe de travail chargé d'évaluer l'impact sur la sûreté d'un incendie, ainsi que la conduite à tenir, selon la zone de détection concernée.

3.4.6. Confinement de la radioactivité en phases aqueuse et gazeuse

Enseignements tirés de l'accident de Three Mile Island (TMI) sur le confinement

Les bases de conception des centrales REP, notamment en ce qui concerne le confinement, s'appuient sur un classement des différentes conditions de fonctionnement, à partir duquel le concepteur dimensionne l'installation. Dans ce classement sont considérés :

- le niveau d'activité à confiner,
- le risque de dispersion de cette activité selon sa nature, ses propriétés physico-chimiques, les conditions d'ambiance,
- l'efficacité globale requise du confinement afin de ne pas dépasser, dans les conditions les plus défavorables retenues, des rejets qui seraient incompatibles avec la protection des populations et du personnel.

Etant donné que l'ensemble du confinement comprend généralement plusieurs barrières, la fréquence estimée de défaillance de l'une d'elles doit être d'autant plus faible que l'activité qu'elle doit confiner est plus élevée. Ceci implique qu'à partir d'un certain niveau d'activité à confiner, il y ait au moins deux barrières en série, indépendantes, chacune capable de limiter significativement le rejet.

Pour les confinements (x) offerts par le bâtiment du réacteur (confinement passif avec reprises des fuites) et le bâtiment du combustible (confinement ouvert sur l'extérieur avec une extraction d'air à débit réduit passant sur piège à iode), la situation a toujours été clairement définie, étant donné que leurs systèmes de confinement ne posent, du moins à court terme, qu'un problème de limitation des rejets sur le site et que le problème de protection du personnel relève plus du domaine de l'évacuation que de l'accessibilité.

(x) Le terme confinement doit être interprété ici comme l'ensemble des dispositions prises sur une centrale pour limiter les conséquences pour le public et le personnel d'un rejet radioactif à l'extérieur et d'une dispersion incontrôlée de produits radioactifs à l'intérieur de l'installation.

Par contre, l'utilité d'un confinement fiable et efficace du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) était moins évidente avant l'accident de TMI :

- d'une part, parce que le choix du scénario accidentel de référence se produisant dans ce bâtiment n'imposait pas des dispositions très performantes de confinement pour limiter les rejets,
- d'autre part, parce que les problèmes de radioprotection et d'accessibilité dans le BAN n'étaient vus, jusqu'à cette date, que sous l'angle du fonctionnement normal.

A la suite de l'accident de TMI, une nouvelle approche des scénarios s'est donc imposée ; elle consiste à prendre en compte une perte d'étanchéité supplémentaire non prévue dans les séquences de dimensionnement, se produisant dans un des bâtiments périphériques au bâtiment du réacteur. Dans ce cadre, un grand nombre d'actions d'études et de modifications couvrent le problème du confinement en général, et de sa surveillance en particulier. Parmi le programme d'actions engagé par EDF, suite aux demandes des autorités de sûreté, on distingue parmi les plus importantes les actions suivantes :

1 - Localisation de la source radioactive accidentelle

Détermination des locaux susceptibles d'être contaminés en phase post-accidentelle dans les bâtiments du combustible, des auxiliaires nucléaires, et des auxiliaires de sauvegarde.

2 - Réinjection dans le bâtiment réacteur des effluents fortement contaminés en situation accidentelle

En cas d'accident avec dégradation importante du coeur, les circuits utilisés en situation accidentelle véhiculent des fluides très actifs hors du bâtiment réacteur et sont à l'origine d'effluents fortement contaminés, ces effluents provenant soit des fuites normales des circuits au niveau des organes actifs (presse-étoupe des vannes, garniture des pompes), soit éventuellement de fuites accidentelles momentanées. Ces effluents, collectés dans les puisards des différents bâtiments, ont des niveaux d'activité trop élevés pour être dirigés vers les systèmes de traitement des effluents.

En conséquence, Electricité de France a pris l'option de réinjecter ces effluents dans le bâtiment du réacteur qui constitue le meilleur confinement des produits radioactifs, la partie inférieure de ce bâtiment étant déjà noyée par l'eau de recirculation.

Cette solution permet de limiter la dispersion d'effluents très actifs dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires et le bâtiment du combustible, et de circonscrire la contamination aux zones strictement concernées par l'accident.

3 - Confinement des effluents gazeux par les ventilations (confinement dynamique en phase gazeuse)

Pour ce dernier point rappelons que le bâtiment des auxiliaires nucléaires, avec ses système de filtration, représente, par rapport à ce qu'il abrite, la dernière barrière de confinement vis-à-vis de l'extérieur.

Compte tenu des défauts inévitables d'étanchéité de ce bâtiment qui n'est pas conçu pour réaliser une fonction parfaite d'étanchéité, le confinement statique doit être complété par un confinement, dit dynamique, à base de dépressions créées par la ventilation.

Le confinement dynamique doit être d'abord externe en ce sens qu'il permet d'annuler les rejets incontrôlés du bâtiment vers l'extérieur. L'intérêt d'avoir une dépression significative à l'intérieur de l'enveloppe du bâtiment réside dans l'assurance que l'ensemble des rejets transitera par les systèmes de filtration. Il est bien évident que tous les types de radioisotopes ne sont pas arrêtés avec la même efficacité par les filtres. C'est pourquoi la canalisation forcée de l'air pollué vers la cheminée constitue le deuxième point fort du confinement dynamique externe. En effet, elle permet de rejeter la contamination en un point unique (la cheminée) et, par conséquent, de la comptabiliser.

Le confinement dynamique doit être aussi interne puisqu'il permet d'isoler à l'intérieur d'un même bâtiment les locaux les uns vis-à-vis des autres suivant leur risque de contamination. L'intérêt d'avoir une cascade de dépressions entre ces locaux réside dans le fait de pouvoir circonscrire la contamination au plus près de la source, et donc de pouvoir traiter le type de contamination par un système d'épuration approprié.

Le confinement dynamique interne présente non seulement l'avantage de pouvoir localiser et surveiller la contamination au plus près de son lieu d'émission, mais également de faciliter les conditions d'accès du personnel d'exploitation.

Situation actuelle à la suite des modifications prévues par EDF portant sur le confinement

A l'heure présente, les deux premiers points susmentionnés ont reçu une réponse satisfaisante ; les modifications qui leur sont liées sont en cours de réalisation, notamment en ce qui concerne la réinjection des effluents dans le bâtiment du réacteur.

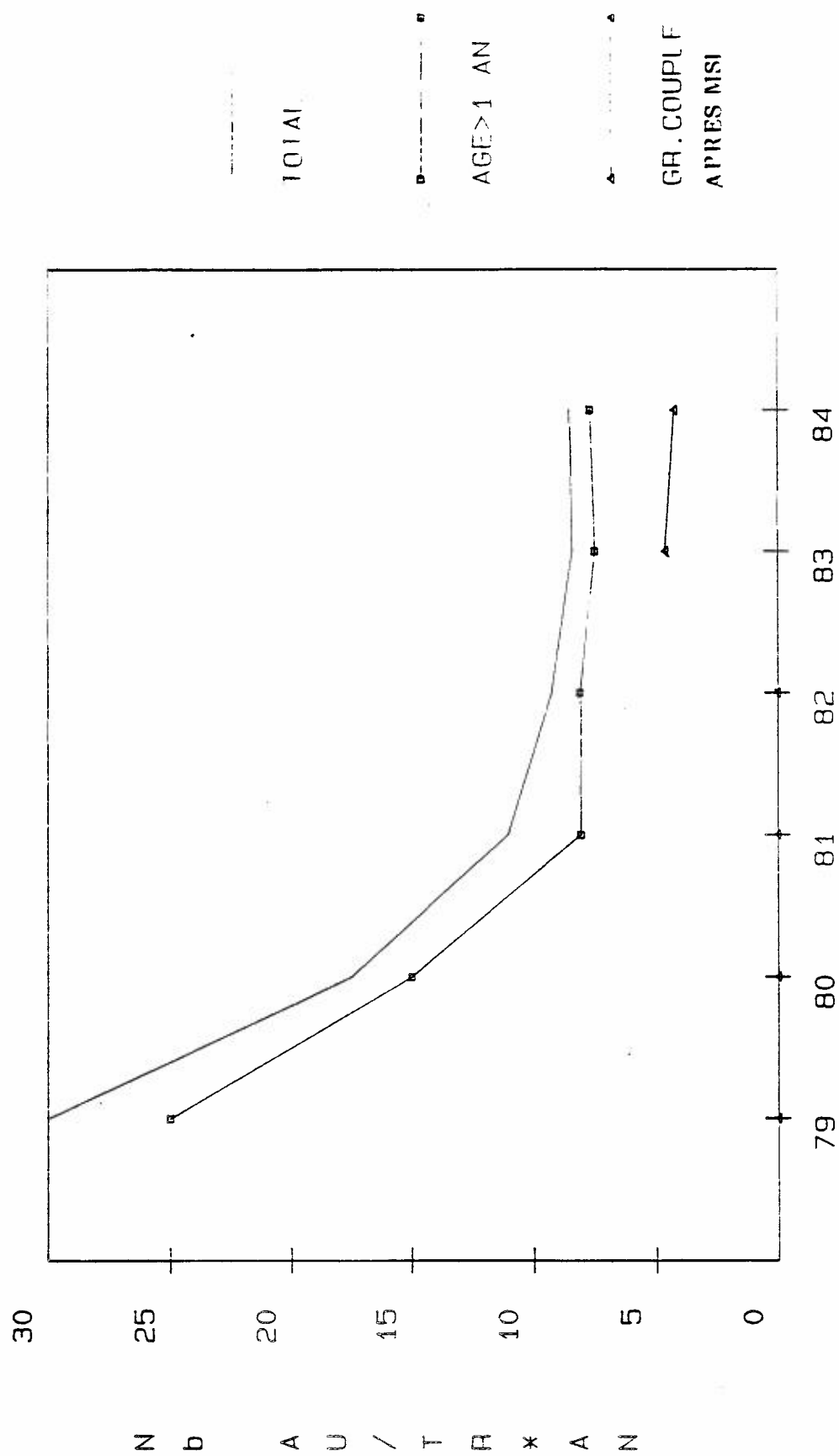
Pour le troisième point, qui concerne le confinement dynamique des locaux et des bâtiments, des discussions portant sur les niveaux de dépression à atteindre sont en cours, et on peut penser qu'avant la fin de 1985 une solution satisfaisante sera apportée à ce dernier problème.

1983	FES 2 tr.	BUG 4 tr.	TRI 4 tr.	GRA 4 tr.	DAM 4 tr.	BLA 3 tr.	SL B 2 tr.	CH B 1,25 tr.	CRU 0,75 tr.	FES-BUG 6 tr.	CP 1 15 tr.	CP 2 4 tr.	REP 900 25 tr.	Toutes tr. âge > 1 an après MSI 19 tr.	Toutes tr. 2 < âge < 3 ans après MSI 11 tr.
Heures de fonctionnement	11905	28284	28268	25330	28843	17235	9224	6237	1151	40189	96676	16612	153577	123915	74523
Nombre d'AU	22	37	28	28	24	34	16	10	10	59	114	36	209	142	89
Nombre d'AU/ 1 000 heures	1,9	1,3	1	1,1	0,9	2	1,7	1,6	8,7	1,5	1,2	2,2	1,4	1,2	1,2
Nombre d'AU/ tranche/an	11	9,3	7	7	6	11,3	8	8	13,3	9,8	7,6	9	8,4	7,5	8,1
1984	FES 2 tr.	BUG 4 tr.	TRI 4 tr.	GRA 4,4 tr.	DAM 4 tr.	BLA 4 tr.	SL B 2 tr.	CH B 2 tr.	CRU 2,4 tr.	FES-BUG 6 tr.	CP 1 16,4 tr.	CP 2 6,4 tr.	REP 900 28,8 tr.	Toutes tr. âge > 1 an après MSI 24 tr.	Toutes tr. 2 < âge < 3 ans après MSI 19 tr.
Heures de fonctionnement	15591	27263	30600	30656	28550	29086	12279	12796	13356	42854	118892	38431	200177	172452	138623
Nombre d'AU	20	46	29	33	21	34	10	18	33	66	117	61	244	185	144
Nombre d'AU/ 1 000 heures	1,3	1,7	1	1,1	0,7	1,2	0,8	1,4	2,5	1,5	1	1,6	1,2	1,1	1
Nombre d'AU/ tranche/an	10	11,5	4,1	7,5	5,3	8,5	5	9	13,8	11	7,1	9,5	8,5	7,7	7,6

TABLEAU 1

EVOLUTION DU NOMBRE TOTAL DES AU (Groupe couplé ou non) PAR MILLIERS D'HEURES
DE FONCTIONNEMENT ET PAR TRANCHE X AN EN 1983 ET 1984

Figure 1



PALIER 900MW, EVOLUTION 79-84

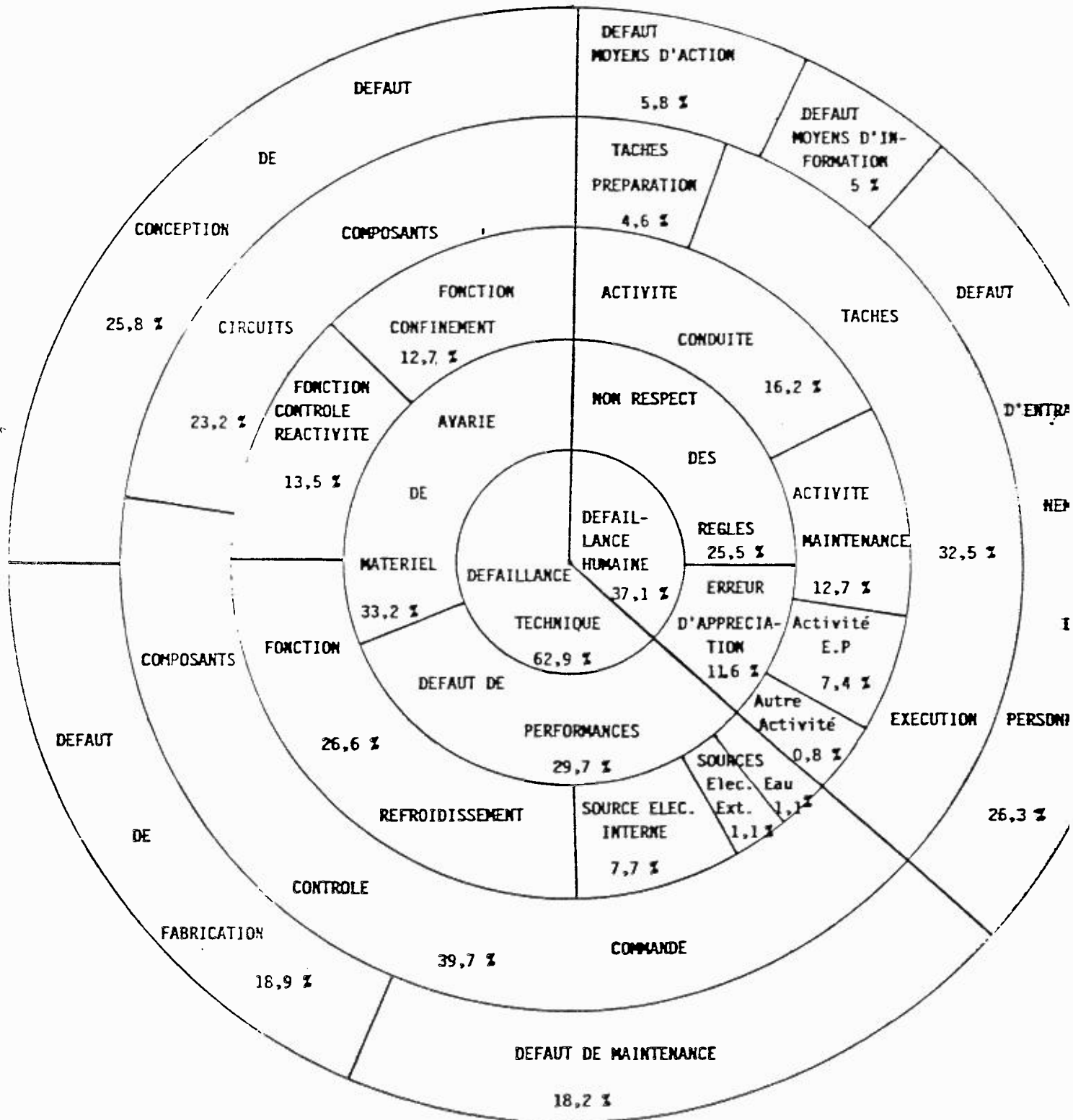
PARC DES TRANCHES PWR

INCIDENTS SIGNIFICATIFS

CAUSES PROFONDES DES DEFAILLANCES

TECHNIQUES ET HUMAINES

- Répartition en pourcentage du nombre d'incidents significatifs (259)



Chapitre 4 - LA PRISE EN COMPTE DES FACTEURS HUMAINS ET L'ORGANISATION DE LA QUALITE

SOMMAIRE

	pages
4.1 <u>L'interface homme-machine</u>	53
4.1.1 Amélioration des salles de commande.....	53
4.1.2 Rédaction des consignes incidentelles et accidentelles.....	54
4.1.3 Les problèmes de repérage des locaux et des matériels.....	55
4.2 <u>La formation du personnel</u>	57
4.3 <u>L'organisation de la qualité</u>	59
4.3.1 Les incidents liés à des défaillances de l'organisation de la qualité.....	59
4.3.2 Les actions engagées.....	60

Documents à consulter :

- Rapport IPSN/DAS n°108 - "Retour d'expérience" - Décembre 1984.
- Plaquette EDF "les nouvelles salles de commande du PWR 900 MWe.
- Plaquette EDF "Formation du personnel"
- EDF/SPT Manuel national d'organisation de la qualité
(tiré à part d'un des chapitres).

4.1 - L'interface homme-machine

L'accident de Three Mile Island et les premiers temps d'expérience d'exploitation des tranches françaises ont confirmé le rôle primordial vis-à-vis de la sûreté de l'interface homme-machine, notamment en situation accidentelle. Diverses actions ont donc été engagées dans ce sens, en particulier en ce qui concerne :

- la conception des salles de commande,
- la rédaction des consignes de conduite,

ou se poursuivent, notamment en ce qui concerne le repérage des locaux et des matériels.

Ces trois axes principaux sont développés ci-dessous :

4.1.1 Amélioration des salles de commande

Le fonctionnement d'une centrale nucléaire est contrôlé depuis la salle de commande. C'est là que sont centralisés les informations utiles à la conduite des installations et les moyens de commande à distance des différents organes.

Salle de commande des tranches des premier et second contrats plurian- nuels

Dans les salles de commande de ces 28 tranches, les moyens d'information et de commande sont placés sur un pupitre avant incurvé, correspondant à une zone de conduite normale et sur un tableau arrière affecté aux opérations de démarrage et d'arrêt.

Une moitié du pupitre concerne la partie réacteur, l'autre, la partie turboalternateur.

Les appareils sont disposés sur des platines et sont entourés d'étiquettes portant les éléments de repérage.

Les réflexions menées à la suite de l'accident de Three Mile Island ont fait apparaître le besoin d'améliorer la présentation des informations et l'organisation des commandes, en particulier en situation perturbée.

Ceci a conduit Electricité de France à proposer au service central de sûreté des installations nucléaires, d'une part, d'utiliser des moyens informatiques pour présenter sur écran de visualisation des images regroupant les paramètres caractéristiques d'incidents jusqu'alors dispersés, et, d'autre part, de lancer une étude de modification des pupitres et tableaux des salles de commande. Cette étude avait pour but de proposer des réaménagements des panneaux pour supprimer ou atténuer les difficultés d'utilisation, et, en particulier, faciliter l'identification des appareils, réduire les risques de confusion, mettre en relation les appareils, permettre l'intégration de l'ensemble par les opérateurs.

Les études de modifications ont consisté en diverses enquêtes et interviews auprès des opérateurs et des instructeurs de simulateurs d'entraînement. Celles-ci ont permis de dégager les principes généraux de réaménagement ; leur généralisation a été appliquée à l'ensemble des panneaux et a fait l'objet d'une étude complémentaire sur une maquette à échelle 1.

Un jeu de plans définitifs a été ensuite élaboré après intégration des remarques et suggestions des opérateurs et soumis à leur appréciation.

L'étude a procédé par recoupements, combinaisons et synthèses permettant de dégager des solutions satisfaisant le plus grand nombre de critères. Menée par un psychologue du travail et un ingénieur, elle a consisté à mettre en relation de nombreux renseignements recueillis à différents moments et à en faire une synthèse cohérente, conforme aux objectifs : concevoir un réaménagement compatible tant avec l'analyse technique du système qu'avec les représentations subjectives et les besoins courants exprimés par les utilisateurs.

Il s'agit d'un réaménagement et non d'une nouvelle conception. Ainsi, l'aménagement général de la salle a été conservé ainsi que la forme des panneaux et la répartition des dispositifs de commande et d'information. Les appareils existants ont également été conservés et leur déplacement reste limité à l'intérieur des panneaux.

Cette modification des salles de commande est en cours de réalisation et devrait être achevée sur l'ensemble des tranches en 1986.

Salle de commande des tranches de 1300 et 1400 MWe

En ce qui concerne les tranches de 1300 MWe, les réflexions ci-dessus ont pu, compte tenu de l'état d'avancement de ces tranches, être largement prises en compte à l'origine.

En ce qui concerne les tranches de 1400 MWe, Electricité de France a retenu une salle de commande de conception radicalement nouvelle, faisant très largement appel à l'informatique. En raison de cette importante innovation, un simulateur est prévu, destiné à valider cette conception avant le démarrage des premières tranches de ce palier.

4.1.2 Rédaction des consignes incidentelles et accidentelles

La consigne de conduite constitue le document opérationnel disponible en salle de commande. Elle est élaborée à partir d'une règle de conduite rédigée par les concepteurs, spécialistes du fonctionnement incidentel et accidentel. L'ensemble de ces deux documents constitue la procédure de conduite, et est accompagné d'un document pédagogique facilitant l'apprentissage des opérateurs.

Les analyses d'incidents ont mis en évidence que certaines erreurs humaines avaient pour origine des insuffisances identifiées au niveau des consignes de conduite. Ces insuffisances relevaient principalement de l'organisation des tâches, de l'ergonomie de la salle de commande et de la mise en forme de la consigne. En particulier, il est apparu nécessaire d'améliorer la structure des consignes sous l'angle de la nature et de l'exhaustivité des informations à obtenir durant les phases incidentelles. D'autres éléments devaient également être pris en considération, notamment le niveau de formation et d'entraînement du personnel, le degré de vigilance des opérateurs, les conditions particulières d'environnement en situation incidentelle, et l'impact des facteurs psychologique et social.

En vue d'améliorer ces consignes, a été constitué un groupe de travail composé d'ingénieurs, de psychologues, d'ergonomes et d'instructeurs, pour aboutir à la définition d'un guide type de rédaction applicable à la réécriture des consignes incidentelles et accidentelles.

La méthodologie retenue pour l'élaboration de ce guide type, à partir du recensement des améliorations à apporter aux consignes existantes, a été la suivante :

- observation des opérateurs au travail de manière à révéler les difficultés éventuelles dans l'application des consignes existantes,
- consultation des opérateurs en vue de mieux cerner les améliorations nécessaires, notamment vis-à-vis de la présentation des consignes,
- écriture de différents modèles de consignes,
- test de ces différents modèles de consignes sur simulateurs,
- sélection du meilleur modèle ou combinaison des différents modèles dans un document de synthèse,
- validation sur simulateurs du modèle choisi.

L'architecture retenue pour chaque nouvelle consigne a conduit à la rédaction d'un document de coordination pour le chef de quart des actions de conduite, accompagné de plusieurs fiches de manoeuvres. En général, une fiche de manoeuvre a été établie pour chacun des opérateurs intervenant sur le circuit primaire, sur le circuit secondaire ou en dehors de la salle de commande.

Une attention particulière a été portée sur le vocabulaire utilisé, la syntaxe des instructions, la présentation des informations graphiques, le recours à la couleur et la mise en page. Le principe d'une consigne "consommable" a été retenu, le document ne sert qu'une fois, ce qui permet à l'opérateur de cocher les opérations effectuées.

Ces consignes sont progressivement mises en place sur les centrales et Electricité de France effectue un important effort de formation et d'entraînement des opérateurs à l'utilisation de ces nouveaux documents, notamment à l'aide des simulateurs.

4.1.3 Les problèmes de repérage des locaux et des matériels

Les incidents résultant d'une confusion de matériels ou de locaux observés durant ces dernières années sur les centrales à eau sous pression, représentent une assez faible proportion des incidents déclarés par Electricité de France au service central de sûreté des installations nucléaires. Ces incidents n'en demeurent pas moins préoccupants dans la mesure où ils sont, dans une large part, liés au facteur humain et, par ce fait même, difficiles à appréhender, car ils nécessitent des remèdes qui vont au-delà de la mise en place de dispositions techniques clairement identifiées. A titre d'illustration, quelques uns de ces incidents sont rappelés ci-dessous ; rappelons, pour comprendre certains de ces incidents, que les tranches de 900 MWe sont jumelées, une partie des installations étant commune aux deux tranches.

Confusion de matériels :

- Cruas 3, le 13 Septembre 1984.

La tranche étant à la puissance nominale, l'opérateur se trompe entre deux boutons capotés et provoque une fermeture rapide des vannes

d'arrêt vapeur, alors qu'il voulait seulement remettre à zéro le signal d'ouverture des vannes du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur. Il en résulte un arrêt d'urgence et une ouverture des soupapes des générateurs de vapeur.

- Bugey 3, le 25 Avril 1982.

L'opérateur consigne la cellule d'alimentation électrique d'une pompe primaire au lieu d'une pompe d'alimentation normale des générateurs de vapeur. Les pompes primaires étant indispensables pour maintenir le débit dans le circuit primaire, et donc le refroidissement du coeur, cet arrêt a provoqué l'arrêt d'urgence.

- Tricastin 4, le 12 Juillet 1983.

Lors d'un essai périodique du système de protection, l'opérateur actionne le commutateur de test 552 CC au lieu du 550 CC. Il en résulte un arrêt d'urgence.

Confusion de tranches :

- Blayais 2, le 29 Avril 1984.

Croyant consigner l'alimentation électrique des mécanismes de grappe de la tranche 1, alors à l'arrêt, l'opérateur consigne l'alimentation électrique des mécanismes de grappe de la tranche 2, alors en puissance, et provoque l'arrêt d'urgence.

- Saint Laurent B2, le 1er Juillet 1984.

Intervenant dans les locaux électriques pour ouvrir à partir des cellules les vannes de liaison entre le circuit primaire et le circuit de refroidissement à l'arrêt de la tranche 1, alors à l'arrêt, l'opérateur se trompe de cellule et commande l'ouverture des mêmes vannes sur la tranche 2, alors en puissance. Fort heureusement, les vannes refusent de s'ouvrir sur la tranche 2 du fait de l'écart de pression amont-aval sur leurs opercules (155 bars), ce qui évite la création d'une brèche sur le circuit primaire. En effet, le circuit de refroidissement à l'arrêt, fonctionnant à une pression de l'ordre de 30 bars, n'est pas dimensionné pour supporter la pression de fonctionnement du circuit primaire de 155 bars avec lequel il est mis en communication lors de l'ouverture de ces vannes.

Ces incidents ont été analysés afin de mieux cerner les problèmes à résoudre.

Cette analyse a conduit à étudier, tant sur le plan technique que sur le plan humain, un certain nombre de dispositions qui sont notamment :

- l'automatisation des essais du système de protection, essais qui nécessitent actuellement un grand nombre de manoeuvres fastidieuses de boutons de commande,
- la différenciation des tranches par une signalisation appropriée, notamment grâce à un guidage par fléchage sur le sol, à chaque point d'orientation important,
- une amélioration du repérage des locaux et de l'étiquetage des matériels qu'ils contiennent,

- un réaménagement de la rédaction et de la présentation des procédures, afin d'en garantir une exécution plus fiable,
- un renforcement du double contrôle, avant exécution, des interventions,
- une amélioration de la communication, pour assurer au mieux la transmission et la compréhension des instructions,
- la maintenance des systèmes de repérage par les équipes de quart,
- une affectation préférentielle des équipes de quart à une tranche donnée.

Ces dispositions vont être testées sur des installations pilotes avant extension à l'ensemble des sites. Il convient de souligner que l'efficacité de ces dispositions repose largement sur l'adhésion du personnel d'exploitation.

4.2 - La formation du personnel

Rappelons qu'en France, à la différence d'autres pays, les autorités de sûreté n'agrément pas les opérateurs, mais examinent les conditions dans lesquelles cet agrément leur est donné par l'exploitant.

Dans ce cadre, en septembre 1980, le ministre de l'industrie avait constitué un groupe d'experts chargé d'examiner les conditions de formation théorique et pratique des personnels appelés à participer à la conduite des réacteurs ou à la contrôler, de faire le point de la situation à l'époque et de proposer, en tant que de besoin, les améliorations utiles tant pour la formation initiale que pour la mise à jour des connaissances des personnels en cause.

Les travaux de ce groupe se sont déroulés au moment de la mise en service massive des centrales nucléaires des premier et second contrats pluriannuels, à une époque où l'accident de Three Mile Island, encore récent, venait rappeler l'importance du facteur humain.

Organisation actuelle d'Electricité de France :

Les différentes recommandations formulées par le groupe de travail précité ont coïncidé avec ou ont donné lieu à la mise en place, par Electricité de France, d'une organisation appropriée sur les centrales nucléaires.

Le recrutement des agents a été anticipé et effectué selon des critères définissant un niveau minimal requis et conformément à une procédure de recrutement adoptée au niveau national.

Des ingénieurs de permanence dans les équipes de conduite ont été mis en place sous la dénomination d'ingénieurs de sûreté radioprotection. Ils ont pour mission de prendre la responsabilité des installations en situation incidente ou accidentelle ou pour tout événement non couvert par les procédures. En l'absence du membre "direction" de l'équipe d'astreinte, l'ingénieur de sûreté radioprotection est le représentant du chef de la centrale.

En situation normale d'exploitation, l'ingénieur de sûreté radioprotection est chargé de porter un jugement critique sur les conditions d'exploitation et d'assurer la coordination, à l'échelle du site, des actions qui peuvent concerner la sûreté, la protection de l'environnement, la sécurité, la radioprotection et la protection du site.

L'ingénieur de sûreté radioprotection participe à la formation du personnel de conduite, il veille à détecter les éventuelles insuffisances, notamment par une analyse approfondie des comportements à l'occasion des incidents, et propose les actions de formation correctives. A signaler qu'avant sa prise de fonction, cet ingénieur a lui-même suivi une formation approfondie.

Une organisation a été mise en place pour tirer les enseignements de l'expérience d'exploitation. Une division spécialisée, la division analyse de fonctionnement du service de la production thermique, a été créée à cet effet avec la double mission d'analyse technique des incidents et d'analyse du comportement humain confiée à des spécialistes de ce domaine particulier.

Les analyses de cette division donnent lieu à l'établissement de rapports dont les conclusions sont présentées à des groupes ad hoc en vue de l'adoption des actions correctives nécessaires. Sur le plan du comportement humain, on peut noter la mise en place d'études spécifiques, en particulier dans le domaine de la communication entre les opérateurs en salle de commande et les intervenants en local.

Ces actions à caractère national sont relayées dans chaque centrale ; l'ingénieur sûreté radioprotection joue à cet égard un rôle fondamental, compte tenu de sa mission d'animation de la formation des agents de conduite.

Un plan général de formation du personnel des centrales nucléaires a été élaboré, qui définit, pour chaque poste de travail, les différentes actions de formation retenues aux stades de l'accueil et de la préadaptation, de l'adaptation au métier, de la formation à la fonction, du perfectionnement et de l'entretien des connaissances.

Cette formation est délivrée dans des bases régionales de formation et dans les centres de formation de Bugey, Paluel et Caen.

Des dossiers pédagogiques servent de support aux différents stages, des simulateurs de principes de base, de fonction et de représentation intégrale permettent aux opérateurs d'acquérir une bonne formation pratique. De plus, un système d'enseignement assisté par ordinateur a été mis en place sur les centrales pour l'entretien des connaissances du personnel de conduite sur les circuits, le fonctionnement, les consignes et les situations incidentelles.

Action des organismes de sûreté :

En 1984, quelques années après les travaux du groupe de travail précité, il est apparu utile au service central de sûreté des installations nucléaires d'examiner l'état d'avancement des questions liées à la formation du personnel des tranches REP au moment où un grand nombre d'installations ont atteint la période d'exploitation normale.

Un groupe de travail au sein des organismes de sûreté a été créé à cette fin et a engagé une série de visites sur les centrales nucléaires.

Les principaux points examinés concernent le contenu théorique et pratique de la formation, la prise en compte du retour d'expérience, le suivi au niveau de chaque agent de l'ensemble des actions de formation effectuées. En outre, sont également examinées les actions de formation spécifiques délivrées sous la responsabilité des chefs de service.

L'ensemble des travaux de ce groupe devrait donner lieu à l'établissement d'un rapport de synthèse à échéance de la fin de l'année 1985.

4.3 - L'organisation de la qualité

4.3.1 Les incidents liés à des défaillances de l'organisation de la qualité

Un nombre notable d'incidents trouvent leur origine, totalement ou partiellement, dans des défaillances de l'organisation de la qualité ; ceci est particulièrement le cas des incidents survenant pendant les périodes d'arrêt de tranches, périodes pendant lesquelles le grand nombre de travaux effectués exige une préparation et une exécution rigoureuse.

Du dernier bilan périodique d'exploitation effectué, on peut retenir les deux illustrations suivantes :

Incidents liés à une mauvaise position de vannes :

L'analyse effectuée a porté sur dix incidents ; ce type d'incidents représente environ 15% des incidents significatifs hors arrêt d'urgence et injection de sécurité survenus dans la période considérée.

Parmi ces dix incidents, on relève deux rejets fortuits d'effluents gazeux, une pollution radioactive interne, trois fuites de fluide primaire et une interruption momentanée du refroidissement du coeur, réacteur en arrêt pour rechargement.

Ces incidents ont eu lieu, pour la grande majorité, lors des opérations de transfert d'eau ou de gaz, de changement d'état standard de la chaudière ou lors d'essais, qui sont des opérations courantes d'exploitation généralement couvertes par des procédures.

L'analyse des causes et circonstances de ces incidents montre que l'amélioration de la qualité de l'exploitation, pour ce qui concerne les opérations de lignage des circuits, doit être recherchée tant au niveau de l'exécution qu'au niveau de la préparation ou de la vérification.

La phase d'exécution du lignage des circuits est très sensible aux modes de transmission des ordres et d'identification des équipements et locaux. Ces aspects, qui sont liés au facteur humain, sont abordés au paragraphe 4.1. S'agissant de la préparation des lignages, certaines procédures sont revues de façon à minimiser les risques d'erreurs (procédures spécifiques "auto-portantes"). Pour ce qui concerne la vérification des lignages, il est nécessaire que soit renforcé son caractère systématique et complet (vérification en local des organes dont la position n'est pas retransmise en salle de commande) et, dans certains cas, qu'elle soit effectuée périodiquement.

Incidents résultant de la consignation de tableaux électriques :

L'analyse effectuée a porté sur cinq incidents résultant de la consignation de tableaux électriques effectuée pendant la phase d'arrêt pour rechargement. Ces incidents ont conduit à :

- deux fonctionnements prolongés d'un moteur diesel d'un groupe électrogène de secours sans ses auxiliaires,
- une perte de la ventilation normale du bâtiment combustible,
- une perte temporaire du refroidissement du combustible irradié stocké dans la piscine du bâtiment combustible et de la ventilation du bâtiment provoquant la formation d'un brouillard,
- une pollution par des effluents radioactifs du circuit de recueil des eaux pluviales.

L'analyse de ces incidents a conduit le service central de sûreté des installations nucléaires à demander qu'une réflexion soit engagée pour, d'une part, améliorer les moyens dont disposent les opérateurs pour effectuer la préparation des consignations et notamment l'analyse de leurs conséquences, par exemple en utilisant l'aide de systèmes informatiques et, d'autre part, pour faciliter au service conduite son rôle de coordonnateur, au plan de la sûreté, de l'ensemble des interventions effectuées pendant les arrêts.

Pour ce qui concerne le dernier point, l'amélioration des spécifications techniques d'exploitation en période d'arrêt (cf. le chapitre 2), ainsi que la suppression des alarmes intempestives en périodes d'arrêt sont de nature à faciliter le contrôle de l'état de la tranche par l'équipe de conduite.

4.3.2 Les actions engagées

Dès la mise en service des premières tranches REP, Electricité de France a décidé de mettre en place une organisation de la qualité pour toutes les activités touchant la sûreté des installations et la protection de l'environnement. Cette organisation prolonge celle mise en place pendant la phase de construction.

L'organisation de la qualité en exploitation repose sur un certain nombre de principes, appelés règles de base, communs à l'ensemble des unités du service de la production thermique. Les dispositions prises dans chaque unité pour appliquer ces règles de base sont décrites dans un manuel d'organisation de la qualité.

Parmi les principales de ces règles de base citons les suivantes :

- l'exécution d'une activité à qualité surveillée exige que l'exécutant possède un niveau minimum de qualification reconnu par une habilitation,
- l'exécution d'une activité à qualité surveillée est confiée à un responsable unique,
- les activités à qualité surveillée font l'objet d'une préparation, matérialisée par des documents remis au responsable de l'exécution, et d'un compte rendu écrit,

- les activités à qualité surveillée sont soumises aux vérifications suivantes :
 - au niveau de l'organisme, un contrôle interne constitué par :
 - . des vérifications techniques effectuées au cours du travail par des personnes qualifiées différentes de celles qui l'ont exécuté et disposant d'une certaine indépendance d'action et de jugement vis-à-vis d'elles. Ces vérifications constituent le contrôle de qualité,
 - . des vérifications à caractère gestionnaire effectuées par des personnes rendant compte directement au responsable de l'organisme, dans le but de s'assurer du respect et de l'efficacité des règles prescrites et de l'adéquation de ces règles aux objectifs visés. Ces vérifications constituent la surveillance de la qualité.
 - au niveau du service de la production thermique :
 - . un contrôle externe à caractère technique de l'efficacité des prescriptions relatives à l'organisation de la qualité des organismes et de l'adéquation de ces prescriptions aux objectifs de sûreté. Ce contrôle externe est effectué par des personnes rendant compte directement au chef du service de la production thermique.

Pour les centrales nucléaires, afin d'harmoniser les dispositions prises sur chaque site, le service de la production thermique a rédigé un manuel national d'organisation de la qualité. En 1984, une révision du manuel national édité en 1977 a été diffusée massivement dans les centrales.

Chaque chef de centre de production nucléaire ou de centrale est responsable de l'établissement d'un manuel d'organisation de la qualité et de la mise en oeuvre de l'ensemble des mesures qui y figurent. Ce manuel comprend :

1. les règles de base,
2. une section 0 décrivant l'organisation générale de la centrale,
3. le manuel national d'organisation de la qualité et les notes d'organisation associées aux dix sections de ce manuel :
 - . section 1 : documentation,
 - . section 2 : conduite des installations,
 - . section 3 : entretien des matériels,
 - . section 4 : contrôles,
 - . section 5 : rejets des effluents radioactifs - traitement des déchets radioactifs solides,
 - . section 6 : marchés - réception et stockage des matériels,
 - . section 7 : recrutement, formation et habilitation du personnel,
 - . section 8 : combustible,
 - . section 9 : traitement des anomalies ou incidents - modifications,
 - . section 10: surveillance de la qualité

Electricité de France s'est donné deux ans (soit jusqu'à mi-1986) pour mettre totalement en oeuvre ces nouvelles dispositions, qui sont notamment prises en application de l'arrêté du 10 août 1984 (cf. paragraphe 2.2. ci-dessus). La bonne mise en oeuvre de ces dispositions passe par l'adhésion de tout le personnel. C'est pourquoi, parallèlement à leur mise en place, Electricité de France a engagé sur des tranches pilotes des campagnes de sensibilisation, notamment sur les thèmes suivants :

- amélioration de la maîtrise des installations par les différents agents (notamment en affectant le plus possible des agents à une même tranche),
- amélioration de la qualité des informations sur l'état des installations (par exemple en ce qui concerne la passation des consignes à la relève des équipes de quart).
- accentuation de la responsabilisation de chaque agent,
- encouragement aux propositions d'amélioration des situations de travail,
- accentuation de la coordination intra et inter-services.

Chapitre 5 - L'EXPERIENCE INTERNATIONALESOMMAIRE

	pages
5.1 <u>Le développement des échanges en matière de sûreté.....</u>	65
5.2 <u>Enseignements tirés des incidents survenus à l'étranger.....</u>	67

5.1 - Le développement des échanges en matière de sûreté

La prise de conscience de l'importance des échanges internationaux dans le domaine de la sûreté des réacteurs nucléaires en exploitation s'est réalisée très tôt.

Dès 1965, les nations membres de l'Agence nucléaire de l'O.C.D.E ont échangé leur expérience. Dans les années suivantes, des accords bilatéraux signés entre les autorités de sûreté françaises et leurs homologues étrangers sont venus compléter cet échange.

Le service central de sûreté des installations nucléaires a conclu des arrangements administratifs portant sur des échanges d'informations dans le domaine de la sûreté nucléaire avec les pays suivants :

. ETATS-UNIS D'AMERIQUE :

avec la Nuclear Regulatory Commission (NRC) en 1974, renouvelé le 5 septembre 1984 (2ème renouvellement)

. REPUBLIQUE FEDERALE D'ALLEMAGNE :

avec le Bundes Ministerium des Innern (BMI) en mars-avril 1976 (formalisation des contacts existant depuis fin 1972)

. ESPAGNE :

avec le Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) en date du 29 juin 1982 (2ème renouvellement)

. ITALIE :

avec le Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (CNEN) en date du 10 novembre 1978

. JAPON :

avec le Nuclear Safety Bureau (NSB) et le Ministry of International Trade and Industry (MITI) en date du 12 mars 1979, renouvelé le 6 avril 1984 (cet arrangement est complété par un accord particulier sur le retour d'expérience des réacteurs à eau sous pression en exploitation, signé en mars 1983)

. GRANDE BRETAGNE :

avec le Nuclear Installation Inspectorate (NII) en date du 1er avril 1980

. BELGIQUE :

groupe de travail en matière de sûreté nucléaire confirmé par l'échange de lettres franco-belge en date du 10 mai 1982 relatif aux échanges d'informations dans le domaine de la sécurité nucléaire

. REPUBLIQUE DE COREE :

avec le Ministère de la Science et de la Technologie (MOST) en date du 18 février 1982

. EGYPTE :

avec l'Atomic Energy Authority (AEA) en date du 29 décembre 1982

. CHINE :

les contacts engagés en 1983 avec les autorités de la République Populaire de Chine ont abouti à un accord signé le 11 décembre 1984 entre le Bureau National de la Sûreté Nucléaire et le Bureau des Sciences, Technologie et Energie nucléaires du Ministère de l'Industrie Nucléaire de la République Populaire de Chine, d'une part, le Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires et l'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire du Commissariat à l'Energie Atomique, d'autre part.

En outre, des contacts sont établis, sans arrangement administratif formel, avec les autorités de sûreté de Suède (Statens Karnkraft-Inspection), Luxembourg, Suisse, Finlande, etc...

L'accident de Three Mile Island, en mars 1979, a définitivement convaincu les nations nucléaires de l'importance de ces échanges ; la lumière jetée par l'analyse de cet accident sur les points faibles et les enseignements tirés pour améliorer la sûreté des centrales en exploitation ont largement dépassé la filière des réacteurs à eau pressurisée, notamment par la mise en valeur de l'importance de la détection en temps utile des incidents précurseurs, de l'interface homme-machine et de la nécessaire formation des opérateurs à la conduite en situation accidentelle.

Pour réunir les conditions permettant d'éviter les incidents graves, et notamment pour permettre la détection rapide d'incidents qui en sont précurseurs, le Comité sur la Sûreté des Installations Nucléaires de l'O.C.D.E a mis en place, en janvier 1980, un système d'échange (système IRS) entre les pays membres, qui a rassemblé depuis 5 ans une banque de données comprenant, en mars 1985, l'analyse de 573 incidents significatifs.

L'intérêt de ces documents d'information provient du fait qu'ils ne contiennent pas seulement une relation des faits, mais également les enseignements et corrections apportés par le pays concerné.

Cette banque de données est actuellement en cours d'informatisation pour faciliter l'accès des pays membres.

Il ne reste guère de traces, en 1985, de la méfiance qui empêchait, dans les premières années de fonctionnement des installations nucléaires, les exploitants du monde entier, et même ceux d'un pays comme la France, de révéler aux autres les incidents survenus dans leur installations. Bien plus, on assiste même actuellement, dans le cadre de l'Agence Internationale pour l'Energie Atomique, à un récent développement d'échange d'informations sur les incidents entre les pays nucléaires de l'Est et de l'Ouest, phénomène impensable il y a quelques années.

5.2 - Enseignements tirés des incidents survenus à l'étranger

On citera tout d'abord une étude de l'O.C.D.E effectuée sur 149 incidents survenus dans 10 pays dont 58% aux Etats-Unis, 17% en France, 9% au Japon. Les causes de ces incidents ont été analysées ; cette analyse montre que 41% de ces incidents mettent en relief, à des degrés divers, l'importance du comportement des opérateurs.

Dans les incidents impliquant uniquement des défaillances des systèmes ou matériels, 16% étaient relatifs aux générateurs de vapeur. Cette constatation confirme que les générateurs de vapeur sont bien un point faible des réacteurs à eau pressurisée.

On note également que 13% de ces incidents concernent les défaillances du système de contrôle commande.

Un autre enseignement important de cette analyse est que près du tiers des incidents se produisent dans les périodes d'arrêt du réacteur. Cette analyse internationale confirme largement les enseignements tirés des incidents en France.

Outre ces analyses d'ordre général, une attention particulière est portée depuis plusieurs années aux incidents importants survenus à l'étranger. Nous rappelons ci-dessous ce qu'ont révélé certains d'entre eux. (Nous ne reprendrons toutefois pas ce qui a été développé lors d'une précédente réunion concernant l'accident de Three Mile Island en 1979).

On notera également qu'il n'est pas a priori étonnant que la plupart de ces incidents se soient passés aux Etats-Unis compte tenu de l'importance du nombre de réacteurs-ans de ce pays.

a. BROWNS FERRY (22.03.1975)

Le site comportait alors deux réacteurs de 1100 MWe en fonctionnement et un troisième en construction. Un début d'incendie sur ce dernier s'est propagé aux câbles électriques des deux unités en exploitation, mettant hors service un grand nombre de circuits de contrôle et de sauvegarde. Les opérateurs ont arrêté manuellement les réacteurs et les ont maintenus en conditions sûres.

Il faut tout d'abord noter que l'accident de Browns Ferry est souvent cité comme un exemple positif du facteur humain : loin d'aggraver la situation, les actions des opérateurs, au contraire, ont contribué à atteindre plus facilement des conditions satisfaisantes de sûreté. Mais l'importance de Browns Ferry réside bien sûr essentiellement dans les répercussions des incendies sur la sûreté des installations nucléaires.

Ce n'était certes pas le premier incendie important sur une centrale nucléaire : on peut citer Chooz en 1967, Mühleberg en 1971, Bugey en 1971, Saint-Laurent en 1974 ; mais il a attiré l'attention sur des points essentiels qui ont fait depuis l'objet d'analyses approfondies et de mesures correctives en France.

b. CRYSTAL RIVER 3 (26.02.1980)

Cet incident, initié par l'intervention intempestive d'un agent sur un panneau de la salle de contrôle, a conduit à la perte du circuit 24 V de régulation et attiré l'attention dès 1980 sur la gravité des perturbations apportées aux réacteurs à eau sous pression par la perte totale ou partielle du système de contrôle commande (cf. incident de Bugey 5 en 1984, décrit au chapitre 3).

On notera également d'une manière positive que les conséquences de cet accident ont été très limitées par l'efficacité des modifications et consignes de conduite mises en place après T.M.I.

Les enseignements de l'incident précurseur survenu sur Rancho Seco deux ans auparavant, n'avaient pas été tirés en ce qui concerne les points faibles spécifiques de l'alimentation électrique de contrôle commande.

Ce problème avait été abordé en France dès Fessenheim : le système EDF assure une meilleure indépendance des fonctions action et information en salle de contrôle.

Cet incident a justifié également, a posteriori, l'importance accordée en France aux pertes de systèmes importants pour la sûreté.

c. GINNA (25.01.1982)

L'incident a consisté en une rupture d'un tube de générateur de vapeur. Cette rupture a été immédiatement détectée par plusieurs alarmes en salle de commande.

La fuite primaire/secondaire a provoqué une augmentation de pression dans le générateur de vapeur accidenté telle que les soupapes de sûreté, qui protègent le générateur de vapeur contre les surpressions, se sont ouvertes, ce qui a conduit à relâcher de la vapeur contaminée dans l'atmosphère : ceci aurait vraisemblablement pu être évité si l'agent de conduite n'avait pas laissé en service, pendant 30 minutes de plus qu'il n'est prévu dans la procédure, le circuit de refroidissement de secours du coeur.

Mais il faut préciser ici que, depuis l'accident de Three Mile Island, les agents de conduite sont sensibilisés au fait que ce circuit ne doit pas être arrêté trop vite.

Aux alentours de la centrale, le débit de dose le plus élevé qu'on ait relevé a été de 3 mrem/h ; il est retombé au niveau du bruit de fond au bout de 12 heures. Les autorités ont été informées dès le début de l'accident et un plan d'urgence a été mis en oeuvre pendant 26 heures.

Un accident du même type sur un réacteur français n'est pas exclu ; une procédure est prévue pour y faire face. Cette procédure est différente de celle utilisée à Ginna ; en France, on ferait baisser la pression dans le circuit primaire en refroidissant à l'aide des deux générateurs de vapeur sains, au lieu d'ouvrir la vanne de décharge du pressuriseur ; on éviterait ainsi de déverser de l'eau dans l'enceinte de confinement.

Outre l'isolement vapeur, on isolerait aussi l'alimentation en eau afin de limiter l'augmentation de pression dans le générateur de vapeur accidenté du fait de l'apport d'eau par la brèche ; on soutirerait également de l'eau par le circuit de purge du générateur de vapeur : on devrait ainsi éviter l'ouverture des soupapes et le relâchement de vapeur contaminée à l'atmosphère.

Précisons que le niveau de contamination de la vapeur dépend directement de celui de l'eau primaire avant l'accident : des limites réglementaires ont été définies en France à cet égard dans le cadre des spécifications techniques d'exploitation.

d. SALEM 1 (25.02.1983)

Les interrupteurs d'arrêt d'urgence (I.AU) ont refusé de s'ouvrir sur un ordre automatique et ne se sont ouverts que 25 secondes plus tard, lorsque l'opérateur a procédé à l'arrêt d'urgence manuel.

Cet incident avait eu de nombreux précurseurs : 53 incidents étaient déjà survenus sur les I.AU des centrales américaines et, en particulier, trois jours plus tôt, sur la même tranche, un incident similaire s'était produit mais n'avait pas été détecté.

La principale cause de ces défaillances a été identifiée : il s'agissait d'un graissage inadapté des mécanismes des I.AU, joint à la faible marge de sécurité du ressort de rappel de la bobine à manque de tension.

L'éventualité d'une telle défaillance sur une tranche française a été examinée ; la meilleure fiabilité des matériels équivalents sur les tranches françaises a été vérifiée et des dispositions de surveillance renforcées ont été mises en place.

Par ailleurs, cet incident a souligné l'intérêt des modifications déjà apportées en France et destinées à minimiser l'effet des transitoires sans arrêt d'urgence, et l'utilité du calculateur de tranche.

e. KRUEMELL (Allemagne fédérale) (25.01.1985)

Un acte de sabotage (destruction d'un pylône haute tension) a conduit à la perte simultanée de la ligne 380 kV servant à l'évacuation de l'énergie de la centrale, et des deux lignes 110 kV servant à l'alimentation de la centrale pendant les arrêts. Les automatismes de sécurité ayant fonctionné sans défaillance, les diesels de secours ont permis un arrêt à l'état sûr en attendant le retour d'une source d'alimentation externe.

Cet incident, comme celui - décrit dans le chapitre 3 - ayant affecté la centrale du Bugey, souligne la vulnérabilité des alimentations électriques des centrales, et le caractère plausible de la perte totale des alimentations électriques, accident contre lequel la mise en place de parades se poursuit sur l'ensemble des tranches.

f. DAVIS BESSE (9.06.1985)

Une perte complète de l'alimentation des générateurs de vapeur s'est produite pendant 12 minutes, à la suite d'une série de défaillances liées en majorité au caractère spécifique de ce REP Babcock et Wilcox (du type de TMI). L'isolement accidentel des lignes vapeur, ajouté à une manoeuvre erronée en salle de contrôle, a conduit à la mise hors service successive des turbopompes alimentaires d'alimentation normale et de secours des générateurs de vapeur.

Le transitoire accidentel de perte complète de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur est classé dans les accidents "hors dimensionnement". L'étude des différents transitoires suivant cette perte totale (étude demandée par les autorités de sûreté au cours de l'année 1977) a permis l'élaboration d'une procédure dite H2 "perte totale d'eau alimentaire des générateurs de vapeur".

Cette procédure prévoit, dans un premier temps, d'essayer de restaurer un débit d'eau alimentant les générateurs de vapeur. Si cette première action s'avère impossible, l'opérateur suivra la procédure dite "gavé - ouvert", à savoir :

- . mise en oeuvre de l'injection de sécurité (l'initiation manuelle doit intervenir au plus tard une quarantaine de minutes après le transitoire) afin de :
 - maintenir un inventaire en eau primaire suffisant pour éviter un découverture du coeur,
 - assurer le refroidissement du coeur en créant par ailleurs une brèche primaire suffisante ; à cet effet il est demandé à l'opérateur d'ouvrir les vannes de décharge du pressuriseur en dessous de leur pression de consigne,
- . mise en service de l'aspersion dans l'enceinte afin d'assurer l'évacuation de la puissance résiduelle en phase de recirculation.

L'opérateur a pour consigne également de tenter de rétablir le refroidissement par le secondaire. S'il ne peut pas le faire, il doit maintenir le refroidissement du coeur par l'injection de sécurité jusqu'à l'obtention des conditions de température et de pression nécessaires à la mise en service du circuit de refroidissement à l'arrêt.

En conclusion, il apparaît que les dispositions prises récemment sur les tranches françaises avec la procédure H2 permettraient de couvrir les conséquences de ce type de transitoire.

Cet accident justifie l'importance attachée en France depuis plusieurs années aux pertes des systèmes redondants importants pour la sûreté.

CONCLUSIONS

Au 1er septembre 1985, 32 tranches nucléaires REP de 900 MWe et 4 tranches de 1300 MWe étaient en exploitation, la plus ancienne, Fessenheim 1, étant en service depuis 8 ans ; l'expérience cumulée d'exploitation de ces tranches représentait à cette date environ 140 années-réacteurs.

Durant cette période, pendant laquelle aucun incident n'a eu de conséquences significatives pour les personnes ou pour l'environnement, a été progressivement mise en place par Electricité de France une organisation permettant le retour de l'expérience d'exploitation sur la conception, la réalisation et l'exploitation de l'ensemble des tranches, en service ou en construction.

Cette organisation consiste en la collecte et l'analyse systématique des incidents puis en la prise, sur l'ensemble des tranches, de mesures correctives de diverses natures (modifications des installations ou des méthodes d'exploitation, compléments de formation) permettant d'éviter le renouvellement des incidents observés ou d'incidents de même nature. Notamment, dans ce cadre, sont en voie d'achèvement ou se poursuivent des séries importantes d'actions visant à :

- réaliser les modifications décidées après l'accident de Three Mile Island en 1979 et après les incidents français des dernières années,
- disposer de parades face à des situations accidentelles peu probables mais non prises en compte à l'origine par l'exploitant (notamment la perte totale des alimentations électriques),
- améliorer l'interface homme-machine (amélioration de la conception des salles de commande, de la rédaction des consignes de conduite, du repérage des locaux et des matériels), renforcer la formation des personnels et mieux mettre en application les principes retenus en matière d'organisation de la qualité.

La principale difficulté que rencontre cette organisation consiste en la mise en place dans des délais appropriés d'un volume notable de modifications sur un nombre élevé de tranches tout en préservant la qualité de l'étude et de la réalisation de ces modifications.

A ce jour, après une période pendant laquelle des remèdes ont pu être apportés rapidement à une première catégorie d'incidents, soit d'origine technique (élimination des défauts de jeunesse), soit d'origine humaine (effets d'apprentissage), subsistent des causes pour lesquelles des actions à plus long terme ont été engagées. Parmi ces causes, la part attribuée aux facteurs humains et à l'organisation de la qualité, notamment pendant les arrêts de tranches, nécessitera un effort soutenu pour les actions correspondantes.