



HAL
open science

Rapport intermédiaire du groupe de travail sur l'interface entre conception, réalisation et exploitation

François Demarcq, Jean Perrot

► To cite this version:

François Demarcq, Jean Perrot. Rapport intermédiaire du groupe de travail sur l'interface entre conception, réalisation et exploitation. Sciences de l'ingénieur [physics]. 1980. hal-01909926

HAL Id: hal-01909926

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01909926>

Submitted on 31 Oct 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Bill

MINISTERE DE L'INDUSTRIE
SERVICE CENTRAL DE SURETE
DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES
99, rue de Grenelle
75700 - Paris

ECOLE NATIONALE
SUPERIEURE DES MINES DE PARIS
60, boulevard Saint Michel
75272 - Paris Cedex 06

RAPPORT INTERMEDIAIRE
DU GROUPE DE TRAVAIL SUR L'INTERFACE
ENTRE CONCEPTION, REALISATION ET EXPLOITATION

MAI 1980

Consultation
sur place



[120]

RAPPORT DE DOSSIER LONG ETABLI PAR
F. DEMARCQ J. PERROT

Ingénieurs-stagiaires des mines

MINISTERE DE L'INDUSTRIE
SERVICE CENTRAL DE SURETE
DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES
99, rue de Grenelle
75700 PARIS

ECOLE NATIONALE
SUPERIEURE DES MINES
DE PARIS
60, boulevard St-Michel
75272 PARIS CEDEX 06

RAPPORT INTERMEDIAIRE

DU GROUPE DE TRAVAIL SUR L'INTERFACE ENTRE
CONCEPTION, REALISATION ET EXPLOITATION

Mai 1980

Consultation
sur place



Rapport de dossier long établi par

F. DEMARCQ
[François]

J. PERROT
[Jean]

ingénieurs-stagiaires des mines

CHAPITRE I : INTRODUCTION

	<u>PAGES</u>
I-1 Institution du groupe de travail sur l'interface entre conception, réalisation et exploitation.	8
I-2 Les actions post-TMI d'Electricité de France	8
I-3 Fonctionnement du groupe de travail sur l'interface entre conception, réalisation et exploitation	9
I-3-1 Mise en place de missions d'analyse	9
I-3-2 Actions post-TMI se rapportant aux missions	11
I-3-3 Les réunions du groupe de travail	13

CHAPITRE II : SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT L'AMELIORATION DES CONSIGNES A et I

II-1 Origines des actions d'amélioration des consignes d'exploitation	15
II-2 Présentation générale des consignes et processus de rédaction	16
II-2-1 Présentation générale des consignes	16
II-2-2 Processus de rédaction	17
II-3 Présentation des travaux du groupe	18
II-4 Les résultats du travail du groupe	18

CHAPITRE IV : SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT LES
INFORMATIONS DISPONIBLES POUR L'OPERATEUR

	<u>PAGES</u>
IV-1 Origine des actions concernant les informations disponibles pour l'opérateur	34
IV-2 Possibilité d'application des consignes en salle de commande	35
IV-3 Nature et transmission des informations en salle de commande	35
IV-3-1 Nature des informations	35
IV-3-1-1 Informations d'état concernant la robinetterie	35
IV-3-1-2 Mesure des grandeurs physiques	36
IV-3-2 Transmission des informations	36
IV-4 Perspectives de travail de la mission 3	37

CHAPITRE V : SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT LES REGLES
D'INDISPONIBILITE

V-1 Origine des actions concernant les règles d'indisponibilité	39
V-2 Travail du groupe sur les durées tolérées d'indisponibilité	39
V-2-1 Présentation de la règle probabiliste d'Electricité de France	39
V-2-2 Critique de la règle d'Electricité de France	40
V-2-3 Autres critiques sur les propositions d'Electricité de France	42
V-2-4 Règle probabiliste compatible avec les objectifs du SCSIN	42

	<u>PAGES</u>
V-2-4-1 Présentation	43
V-2-4-2 Applications	44
V-2-5 Règle "déterministe"	52
V-3 Autres problèmes	54
V-4 La position de la NRC	55
V-5 Conclusions	57

CHAPITRE VI : CONNAISSANCE DES ETATS DE REFROIDISSEMENT DU COEUR

VI-1 Nécessité d'une meilleure connaissance des états de refroidissement du coeur	59
VI-2 Le travail du groupe	60

CONCLUSION

63

- 1 - Lettre SIN 2315/79
- 2 - Lettre SIN 3526/79
- 3 - Définition des missions d'analyse
- 4 - Liste des participants aux missions d'analyse
- 5 - Liste des membres du groupe de travail
- 6 - Comptes rendus des réunions du groupe de travail
- 7 - Liste des consignes A et I à Bugey et à Fessenheim
- 8 - Consigne A2-1 (CP1) = Rupture d'une tuyauterie vapeur hors enceinte
- 9 - Extraits du rapport d'inspection de MM. CORNIER et LECLERC à Gravelines le 25 janvier 1980
- 10 - Groupe 251 E - Examen des consignes A3 et A1.1
- 11 - Questions et réponses sur les consignes A3 et A1.1
- 12 - Groupe 251 E - Examen des consignes A8, A2.1 et A2.2
- 13 - Questions et réponses sur les consignes A8, A2.1 et A2.2
- 14 - Groupe 251 E - Examen des consignes A7, A10, A0.1, et A0.2
- 15 - Questions et réponses sur les consignes A7, A10, A0.1, et A0.2
- 16 - Activités de l'équipe 251 E. Bilan de l'examen des procédures A (CP1)
- 17 - Analyse du groupe 251 E concernant les fiches d'alarme
- 18 - Logigramme de la consigne A0 (CP1) dans sa version avril 1980
- 19 - Principes de rédaction des consignes I et A pour les centrales nucléaires (document Société BERTIN. et Compagnie)
- 20 - Note de synthèse sur le travail de la mission 4
- 21 - Fiches de définition des actions post-TMI n° 21 et 27
- 22 - Extraits du rapport d'inspection du 18 janvier 1980 de M. DEBES à Tricastin
- 23 - Liste de vannes des circuits importants pour la sûreté dont l'information d'état provient de la motorisation électrique
- 24 - Liste des capteurs ayant fait l'objet d'une demande de documentation technique
- 25 - Principe de signalisation de la position des vannes manuelles en salle de commande
- 26 - Fiche de définition de l'action post-TMI n° 32

CHAPITRE UN

INTRODUCTION

I-1 INSTITUTION DU GROUPE DE TRAVAIL SUR L'INTERFACE ENTRE CONCEPTION,
REALISATION ET EXPLOITATION

Conformément à la demande du chef du service central de sûreté des installations nucléaires, notifiée par lettre SIN n° 1348/79 du 10 mai 1979, le groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires s'est réuni pour tirer les premiers enseignements de l'analyse de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Three Mile Island (TMI) le 28 mars 1979.

Le rapport DSN 275 présenté par l'institut de protection et de sûreté nucléaire et synthétisant les informations concernant l'accident de Three Mile Island connues en juin 1979 a servi, entre autres, de support aux travaux du groupe permanent lors de quatre réunions tenues en juin et juillet 1979. A l'issue de ces réunions, le groupe permanent a émis un certain nombre de recommandations : une partie concerne l'importance des problèmes rencontrés dans l'exploitation des réacteurs et la nécessité d'une parfaite cohérence entre les systèmes de sauvegarde, tels qu'ils sont conçus, et les règles et procédures d'exploitation de ces systèmes en cas d'accident ; d'autres recommandations concernent des demandes d'études ou de modifications sur les réacteurs.

Suite aux recommandations du groupe permanent et par lettres SIN n° 2315/79 (1) et 2316/79, le chef du service central de sûreté des installations nucléaires a constitué deux groupes de travail et a demandé au SEPTEN et au SPT d'Electricité de France d'entreprendre ou de poursuivre un certain nombre d'actions. L'un des groupes de travail a pour mission d'approfondir la réflexion sur l'interface entre les conditions de conception et de réalisation des installations et leurs conditions d'exploitation. L'autre groupe a pour mission de réfléchir sur la formation du personnel.

Le présent rapport a pour objet de décrire l'avancement des travaux du groupe de travail "interface entre conception, réalisation et exploitation" en mai 1980.

I-2. LES ACTIONS POST-TMI D'ELECTRICITE DE FRANCE

Par lettre du 26 octobre 1979, le chef du SEPTEN a répondu à la demande du chef du service central de sûreté des installations nucléaires (lettre SIN n° 2315/79) en présentant un programme de 46 actions (divisées en 185 rubriques) ; les résultats de ces actions sont, au fur et à mesure de leur établissement, communiqués au service central de sûreté des installations nucléaires. Certaines d'entre elles servent à alimenter les réflexions du groupe de travail sur l'interface entre conception, réalisation et exploitation institué par la même lettre SIN n° 2315/79.

Ces actions se regroupent aisément en 3 axes :

(1) - Cette lettre fait l'objet de l'annexe 1.

a) Les études de systèmes

Elles concernent :

- la réduction de la sollicitation, au cours de transitoires normaux ou incidentels, d'organes dont la défaillance pourrait induire un accident (actions n° 9,13,38,42)
- la connaissance des situations accidentelles, à savoir principalement l'évaluation des quantités d'incondensables, l'étude des brèches petites ou intermédiaires, de la brèche vapeur au pressuriseur et des brèches sur le R R A (actions n° 10,15,32)
- la prise en compte de l'expérience d'essais et d'exploitation afin d'assurer un retour vers le concepteur pour les incidents de fréquence modérée (actions n° 33 et 40)
- la qualité du confinement des produits actifs en période post-accidentelle et l'amélioration de certains systèmes (actions n° 1 à 8, 10 à 12, 18, 22 à 24, 41)

b) L'amélioration des matériels

Les actions consistent à effectuer des essais de qualification des matériels aux conditions post-accidentelles, et à conclure sur d'éventuelles modifications nécessaires (actions n° 14,16,17,38,43)

c) L'action des opérateurs

Afin de fiabiliser l'action des opérateurs en situation accidentelle, les actions concernent :

- la formation sur simulateur (action n° 36)
- les informations disponibles en salle de commande et leur fiabilité (actions n° 19, 20, 21, 22, 27, 39, 46)
- les consignes d'exploitation (actions n° 25, 26, 28, 29, 30, 31, 37)
- l'organisation de la qualité (action n° 44)
- les plans d'urgence et le commandement en cas de crise (actions n° 34, 35, 45)

I-3 FONCTIONNEMENT DU GROUPE DE TRAVAIL SUR L'INTERFACE ENTRE CONCEPTION, REALISATION ET EXPLOITATION

I-3.1 Mise en place de missions d'analyse

Lors de la première réunion du groupe de travail, le service central de sûreté des installations nucléaires a réparti le travail d'analyse en un certain nombre de "missions". Ces missions, au nombre d'une dizaine, doivent analyser les réponses faites par Electricité de France aux demandes d'action ou de réflexion sur les interfaces entre conception, réalisation, et exploitation. Ces réponses sont en général le résultat des actions

post-TMI définies ci-dessus.

Certaines de ces missions doivent aboutir à des améliorations de la sûreté dans le domaine de la prévention (par exemple l'examen des règles concernant l'indisponibilité de matériel et l'inhibition); d'autres dans le domaine de la conduite post-accidentelle (par exemple l'examen des consignes accidentelles et incidentelles et de la nature physique des informations retransmises en salle de commande). Enfin une mission vise à améliorer les connaissances sur le comportement d'un réacteur en situation accidentelle et doit avoir à terme une influence sur les autres missions précitées ; il s'agit de la connaissance de l'ensemble des états de refroidissement du coeur.

Les dix missions d'analyse ont été précisées par la lettre SIN n° 3526/79 du 29.11.79 (annexe 2) :

- 1/ Examen de la cohérence des automatismes et des consignes accidentelles et incidentelles avec les études d'accidents ; cohérence interne et validation des consignes
- 2/ Examen de la cohérence des automatismes et des consignes accidentelles et incidentelles avec les études post-accidentelles
- 3/ Examen de la cohérence des automatismes et des consignes accidentelles et incidentelles avec les informations disponibles pour l'opérateur ; examen de la signification réelle des paramètres mesurés et de la fiabilité des informations reportées en salle de commande
- 4/ Inhibition des systèmes de sauvegarde : vérification que les informations à la disposition de l'opérateur lui permettent d'établir un diagnostic non ambigu avant d'appliquer une consigne conduisant à inhiber une action de sûreté
- 5/ Analyse et justification des écarts entre consignes des différentes tranches
- 6/ Etude des problèmes d'indisponibilité des matériels importants pour la sûreté : révision des spécifications techniques d'exploitation relatives aux indisponibilités de matériels
- 7/ Examen des états possibles de refroidissement du coeur ; analyse de leur stabilité et des passages de l'un à l'autre, examen des paramètres caractéristiques. Le but de cet examen est d'essayer de prouver que l'on peut caractériser tous les états possibles de refroidissement du coeur par un nombre limité de paramètres physiques et qu'il n'est pas nécessaire d'effectuer un grand nombre d'études de séquences accidentelles plausibles.

- 8/ Réflexion à long terme sur la nature des informations disponibles et sur les moyens de diagnostic. De façon plus générale, il s'agit d'une réflexion sur la conception des salles de commande et sur l'utilisation accrue d'automatismes et d'ordinateurs dans l'exploitation et l'aide au diagnostic

- 9/ Présentation des consignes et des alarmes. Cette étude devra faire bien ressortir le rôle respectif des consignes et des règles générales d'exploitation et préciser la rédaction des fiches d'alarme tant sur leur forme que sur leur contenu. Enfin, les conditions nécessaires aux opérateurs pour établir le "diagnostic" seront analysées et précisées

- 10/ Conclusions générales quant à l'usage des automatismes, à l'intérêt de minisimulateurs, à la formation du personnel....

Le texte intégral de définition des missions figure en annexe 3.

Le suivi de chaque mission est assuré par un groupe composé de quelques personnes issues du département de sûreté nucléaire, du service central de sûreté des installations nucléaires, ou de directions interdépartementales de l'industrie dont un coordonnateur issu du département de sûreté nucléaire. La composition de chaque mission est donnée en annexe 4.

1-3.2 Actions post-TMI se rapportant aux missions

Entre autres documents, les missions ont eu à connaître des résultats de certaines actions post-TMI d'Electricité de France. La correspondance entre actions post-TMI et missions figurent dans le tableau suivant :

Numéros	ACTIONS POST T M I	Mission d'analyse concernée
10	Dégazage du circuit primaire en situation post-accidentelle	7
15	Brèche en phase vapeur du pressuriseur	7
21	Transmission des informations d'état de la robinetterie des circuits importants pour la sûreté	3
25	Groupe de réflexion sur la conduite des réacteurs	1 et 2
26	Règles d'exploitation en cas d'indisponibilité de matériels importants pour la sûreté	6
27	Présentation des informations d'état en salle de commande	3 et 8
29	Révision des consignes d'exploitation en situations incidentelles ou accidentelles	1 et 2
30	Liste des consignes d'exploitation I et A non testées	1
32	Approfondissement de la connaissance de certains modes de refroidissement du coeur	7
37	Inhibition des actions de sûreté	4

I-3.3 Les réunions du groupe de travail

Le groupe de travail est composé de représentants du service central de sûreté des installations nucléaires et de ses appuis techniques (département de sûreté nucléaire du commissariat à l'énergie atomique, directions interdépartementales de l'industrie), d'Electricité de France (région d'équipement Alpes-Marseille, service d'études et projets thermiques et nucléaires, service de la production thermique) et de Framatome. La liste complète des membres du groupe figurent en annexe 5. Ce groupe s'est réuni tous les mois depuis octobre 1979. Ses séances ont été principalement consacrées à l'examen de l'avancement des travaux des différentes missions d'étude mises en places à l'issue de la première réunion.

Chaque "coordinateur de mission" a eu pour tâche de rapporter à chaque réunion plénière sur les points jugés importants, ainsi que sur les difficultés rencontrées avec Electricité de France ou Framatome apparues lors du travail de sa mission.

Autant que possible, les membres des missions ont rencontrés, entre les réunions plénières, des responsables d'Electricité de France ou de Framatome lors de réunions techniques.

Le secrétariat du groupe de travail est assuré par le service central de sûreté des installations nucléaires. Les comptes rendus des différentes réunions figurent en annexe 6.

CHAPITRE DEUX

SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT
L'AMELIORATION DES CONSIGNES A ET I

Le groupe de travail a consacré une grande partie de son temps à l'amélioration de consignes accidentelles et incidentelles (A et I). Sur ce sujet, la base de la réflexion a été le travail d'Electricité de France dans le cadre de son groupe 251E. Les missions concernées furent les missions 1 et 2, 5 et 9 (la mission 9 n'a en fait pas été officiellement constituée, mais certains thèmes abordés par les missions 1 et 2 s'y rattachent aisément).

II -1 ORIGINES DES ACTIONS D'AMELIORATION DES CONSIGNES D'EXPLOITATION

Dans les lettres SIN 2315/79 et 2316/79, le service central de sûreté des installations nucléaires a demandé à Electricité de France une analyse des consignes d'exploitation accidentelles et incidentelles, en tenant compte des informations mises à la disposition des opérateurs, afin de s'assurer de leur clarté et de leur cohérence, de proposer dans un premier temps des améliorations ponctuelles de ces consignes, puis d'engager une réflexion plus fondamentale en vue d'améliorations plus importantes à partir des études demandées à Electricité de France.

La demande du service central de sûreté des installations nucléaires s'appuie sur les conclusions du groupe permanent sur l'analyse de l'accident de Three Mile Island (recommandation n° 22) qui souhaite l'examen des points suivants :

- bases de conception des consignes et degré optimal de détail
- moyens d'assurer une homogénéité des consignes entre les différentes centrales
- établissement de la liste des consignes d'exploitation qui n'ont pas encore été testées et, pour celles qui ne peuvent l'être, moyens envisageables pour corriger cette situation (utilisation du simulateur).
- intérêt d'introduire dans les consignes d'exploitation des "points de contrôle" des paramètres physiques permettant à l'opérateur de s'assurer que les actions automatiques ou manuelles réalisées correspondent bien à l'accident en cours, ou, si ce n'est pas le cas, d'entreprendre les actions appropriées
- intérêt d'une aide à la sélection de la consigne adéquate basée sur un traitement automatique des paramètres d'état de l'installation.

Ce dernier point concerne la réflexion plus fondamentale mentionnée dans la lettre SIN 2315/79.

Pour répondre sur ce point à la demande du service central de sûreté des installations nucléaires, Electricité de France, dans le cadre de deux actions (actions post T.M.I. n° 25 et 29), a constitué un "groupe de réflexion", chargé d'organiser, de promouvoir et de vérifier la cohérence des consignes d'exploitation entre elles et avec les résultats d'étude de fonctionnement et d'accident, leur clarté et leur unicité (ou moins pour les consignes A, I et H) pour les centrales PWR 900". Outre la mise en cohérence, la clarification et l'unification de la rédaction de ces consignes, ces actions visent à approfondir les études post-accidentelles pour une réorganisation et une clarification éventuelle de ces consignes d'exploitation.

II -2 PRESENTATION GENERALE DES CONSIGNES ET PROCESSUS DE REDACTION

II-2.1. Présentation générale des consignes

Les règles générales d'exploitation (pour Bugey et les tranches du CP1) présentent, au chapitre 8, les différents types de consignes à la disposition de l'opérateur, que l'on peut classer en deux groupes.

Le premier rassemble les consignes applicables lors de l'exploitation normale (consignes G, E, S, F). Les consignes G, ou consignes générales de conduite, concernent les passages d'un état à un autre ; les consignes E concernent l'entretien, S la mise en service ou l'arrêt de matériel, F les points à surveiller en fonctionnement. .../...

Le second groupe rassemble les consignes applicables lors d'un accident ou d'un incident affectant une tranche (consignes A, I et fiches d'alarme). Les consignes A et I sont définies dans les règles générales d'exploitation (chapitre 6). Ces consignes fixent "les actions à entreprendre par l'opérateur pour ramener la tranche dans un état standard sûr après un accident ou un incident".

Les fiches d'alarmes sont des consignes concernant une alarme et indiquant à l'opérateur la nature de l'alarme, ses causes probables et la conduite à tenir.

Les consignes A et I étudiées par les différentes missions du groupe de travail sont celles actuellement disponibles dans les salles de commande des centrales de Fessenheim, Bugey et des premières tranches du CP1. La liste de ces consignes pour le CP1 fournie par le groupe 251E est la suivante :

A01	Procédure générale de conduite en cas d'approche présumée d'IS.
A02	Procédure générale de conduite après IS.
A11	Accident par Perte de Refrigérant Primaire (APRP) petites brèches.
A12	A.P.R.P. grosses brèches, brèches intermédiaires.
A21	Rupture de Tuyauterie secondaire hors enceinte.
A22	Rupture de Tuyauterie secondaire dans l'enceinte.
A3	Rupture de tube de générateur de vapeur (R.T.G.V.).
A4	Maintien de la tranche en état d'arrêt à chaud depuis le panneau de repli.
A5	Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid depuis le panneau de repli
A7	Dilution intempestive.
A8	Dépressurisation intempestive par le pressuriseur.
A9	Rotor bloqué d'une pompe primaire.
A10	A.P.R.P. RRA en service.
I1	Arrêt d'urgence du réacteur.
I2	Perte complète des alimentations électriques extérieures
I3	Remise en service de l'installation après I.S. intempestive.
I4	Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid avec réseau indisponible.
I5	Ilotage d'une tranche.
I6	Ouverture intempestive d'une soupape (ou vannes) au secondaire.
I9	Perte de polarité de contrôle 48V continu.
I10	Perte de polarité de commande 125V continu.
I11	Perte de 220 V alternatif Framatome.

I12	Déclenchement du groupe turbo-alternateur.
I-AREI	Rupture peu importante d'une tuyauterie d'eau alimentaire.
I-RCP4	Fonctionnement avec un taux de fuite anormal au primaire
I-RCVI	Mauvais fonctionnement du circuit de contrôle volumétrique et chimique.
I-RGLI	Mauvais fonctionnement du système RGL.
I-RPNI	Mauvais fonctionnement du système d'instrumentation nucléaire.
I-RRAI	Indisponibilité partielle ou totale du RRA au moment de sa mise en service.
I-RAA2	Mauvais fonctionnement ou perte du RRA pendant son utilisation.
I-RRC/RPR	Mauvais fonctionnement des chaînes utilisées dans le système de contrôle et de protection du réacteur.
I-RRM	Mauvais fonctionnement de la ventilation des mécanismes de barres.
I-SAR	Perte de l'air de régulation.
I-EVC	Mauvais fonctionnement de la ventilation du puits de cuve.
I-RRI	Perte du circuit de réfrigération intermédiaire.

Une liste analogue pour Bugey et Fessenheim est donnée en annexe 7. L'annexe 8 donne l'exemple d'une consigne accidentelle (A21). Toutes les consignes A ou I actuellement en salle de commande sont rédigées sur le même plan :

- 1) Références
- 2) Objet
- 3) Symptômes
- 4) Actions immédiates
- 5) Actions différées

II-2.2 Processus de rédaction pour les consignes CP1

Les consignes A et I sont rédigées soit par Framatome, soit par Electricité de France. Framatome a rédigé l'ensemble des consignes A, les consignes I suivies d'un numéro à l'exception de I2 (1), I5, I9, I10, I11, I12, les consignes I suivies d'un sigle de système élémentaire, à l'exception de I RRM, I SAR, I EVC et I RRI.

Ces consignes A ou I sont connues par Framatome sous le nom de "procédures de conduite" (accidentelles ou incidentelles). Les termes "consignes" ou "procédures" seront employés indifféremment dans la suite de ce rapport.

Pour les consignes qu'il rédige, Framatome est tenu contractuellement de gérer les modifications éventuelles jusqu'à la mise en service industrielle. En conséquence toute modification ou adaptation au site, proposée par E.D.F. (Région d'Équipement Alpes-Marseille, SEPTEN, Production Thermique) ou Framatome (siège) qui redistribue périodiquement de nouvelles versions des consignes vers les différentes tranches.

(1) Cette consigne est rédigée par Framatome avec collaboration EDF.

Les détails du processus de cheminement des consignes figurent en annexe 9. Il s'agit d'extraits du rapport de l'inspection faite à Gravelines par Messieurs Cornier et Leclerc le 25 janvier 1980 sur ce sujet.

Ces extraits comportent également une partie sur la façon dont sont rédigées les fiches d'alarmes : actuellement elles sont établies par l'exploitant sur chaque site sans contrôle, ni harmonisation à un échelon centralisé.

II-3 PRESENTATION DES TRAVAUX DU GROUPE

Les membres des missions 1 et 2 ont effectué leur travail d'analyse en aval des réflexions du groupe Electricité de France 251E (action post TMI n° 25).

Les réunions de ce groupe ont fait l'objet de comptes rendus qui ont été envoyés aux membres des missions.

Cet envoi a été immédiat pour les comptes rendus des quatre premières réunions (8 et 26 octobre, 9 et 20 novembre 1979). Il a été retardé jusqu'en mars et avril 1980 pour les comptes rendus des réunions 5 et 14, échelonnés du 13 décembre 1979 au 1er avril. Ces comptes rendus, les consignes A et I, les études d'accident et post-accidentelles ont servi de base au travail des missions 1 et 2.

Sur la base des quatre premiers comptes rendus, et des autres documents, les missions 1 et 2 ont procédé à l'examen de la cohérence des consignes A avec les études d'accident et les études post-accidentelles (par ailleurs en cours d'examen au Département de Sécurité Nucléaire).

Un certain nombre de questions ont alors été posées à Electricité de France et Framatome, et ont été abordées lors de réunions techniques mixtes tenues le 21 janvier et le 19 février 1980.

Il a par ailleurs été demandé au groupe 251E d'effectuer une synthèse de ses réflexions. M. Capel (responsable de ce groupe) a présenté aux membres de ces missions, lors d'une réunion tenue le 27 mars 1980, un document faisant le bilan de l'examen des procédures A CPI.

En outre, le groupe 251E a rapidement conclu de ses travaux que les consignes (dans leur version fin 1979) étaient peu claires. Une nouvelle version a alors été élaborée ; elle intègre en particulier certaines remarques d'ordre technique effectuées par le groupe 251E ou par les missions. Les projets de nouvelles consignes Fessenheim, Bugey et CPI ont été communiqués aux missions 1 et 2 en avril 1980. Cette version sera, elle aussi, provisoire, puisque une refonte plus complète de ces consignes est envisagée comme conclusion d'actions actuellement en cours au Service de la Production Thermique d'Electricité de France (cf. § II-4.3.).

II-4 LES RESULTATS DU TRAVAIL DU GROUPE

Ces résultats sont de plusieurs ordres. Nous envisagerons successivement :

- les points particuliers soulevés lors de l'examen des consignes A sur les plans de la clarté, de la cohérence interne et de la cohérence avec les études.

- les points génériques relevés par les missions 1 et 2 pendant le même examen, systématisés dans une "grille d'analyse", conçue comme un guide pour l'analyste de sûreté dans l'examen des consignes A ou I.

- le "bilan de l'examen des procédures A CP1" du groupe 251E, et la présentation, en annexe de ce bilan, des actions engagées par le S.P.T. d'Electricité de France en vue d'une refonte de ces consignes.

II-4.1. Les points particuliers

Pendant la deuxième réunion plénière du groupe de travail (7 décembre 1979), ont été présentées oralement les premières remarques des missions 1 et 2, qui concernaient les consignes A3 et A11 (cf. annexe 11). Ces remarques venaient en complément de celles formulées lors de la deuxième réunion du groupe Electricité de France 251E, dont l'extrait du compte rendu correspondant est fourni en annexe 10.

L'annexe 11 comporte également, après chaque question des missions 1 et 2, la réponse écrite de Framatome transmise par Electricité de France après la réunion technique du 21 janvier.

Avant cette réunion du 21 janvier, avaient été en outre transmises par écrit à Monsieur Capel (responsable du groupe 251E) les questions des missions concernant les consignes A8, A2-1 et A-2-2 (annexe 13). Elles venaient en complément des remarques du groupe 251E, (comptes rendus des 3° et 4° réunions), qui figurent en annexe 12. Les réponses écrites à chacune des questions des missions se trouvent également en annexe 13.

Enfin, à la suite des réflexions du groupe 251 sur les consignes A7, A10, A01 et A02 telles qu'elles sont rapportées dans les compte rendus des 2°, 3° et 4° réunions (cf. annexe 14), les missions ont envoyé une liste de questions écrites concernant ces consignes. Ces questions ont été discutées à la réunion technique du 19 février 1980. Des réponses écrites ont ensuite été transmises aux missions. Questions et réponses figurent en annexe 15.

Rappelons que ces discussions ont porté exclusivement sur les consignes CP1. Les consignes A Bugey et Fessenheim ont été examinées lors des 5° et 6° réunions, puis partiellement pendant les 7° et 8°, 9° et 10° et 12° réunions du groupe 251 E. Les comptes rendus correspondants ayant été communiqués tardivement, l'analyse est actuellement en cours au sein de la mission 5.

Les consignes incidentelles CP1 ont été examinées pendant les réunions n° 7 à n° 14. Pour la même raison que précédemment, l'analyse correspondante est encore en cours au sein des missions 1 et 2.

II-4.2. Grille d'analyse

Une grille d'analyse a été dégagée des remarques générales issues de l'examen des consignes A et I. Elle doit permettre d'analyser toutes les consignes A et I dans leur forme actuelle, comme dans la nouvelle rédaction qui doit en être faite, et de voir si la consigne répond aux préoccupations déjà évoquées par les missions 1 et 2.

Trois points sont abordés dans la grille d'analyse : la logique, la recherche des cas où la consigne peut se révéler inadaptée, les critères présidant au diagnostic ou à l'action.

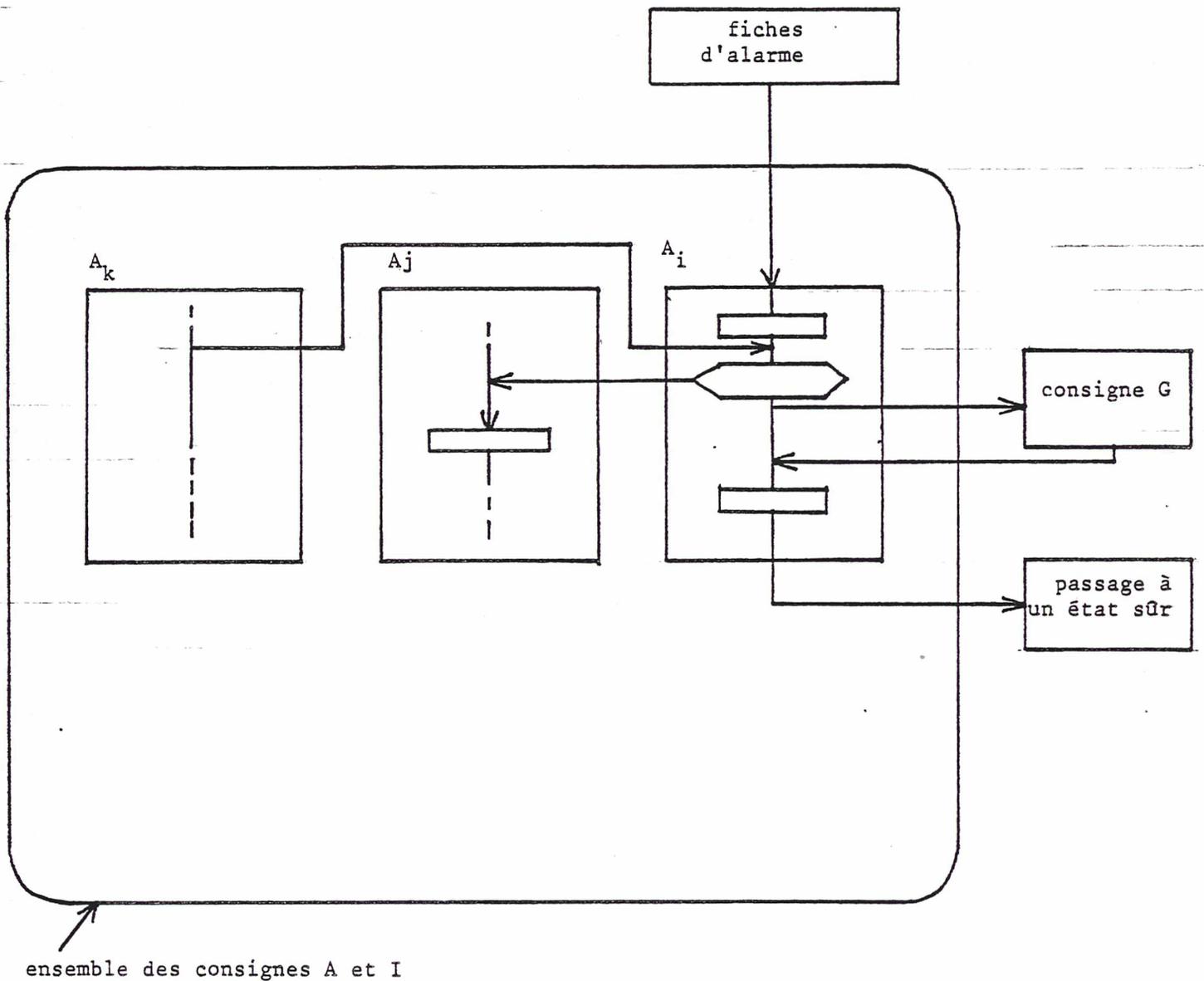
II-4.2.1. Logique

Lors d'un accident ou d'un incident sur une tranche, l'opérateur, après une phase de diagnostic, doit s'orienter vers une consigne déterminée. La consigne elle-même aiguille l'opérateur dans des branches différentes selon la valeur de paramètres ou selon la situation rencontrée. Elle fait parfois appel à d'autres consignes (souvent des consignes F ou G), dirige l'opérateur vers une autre consigne A ou I. Certains paragraphes qui se suivent s'excluent mutuellement ou au contraire se complètent. Il apparaît donc des liens logiques soit entre consignes, soit à l'intérieur d'une même consigne. Dans les consignes telles qu'elles ont été soumises à l'analyse des missions 1 et 2, il est apparu que certains points de logique manquaient de clarté :

- lors d'un renvoi d'une consigne vers une autre, le paragraphe concerné n'est pas précisé,
- les liens entre paragraphes d'une même consigne sont quelquefois peu explicites. Il faudrait préciser s'il s'agit de "et", de "ou inclusif", de "ou exclusif" etc...,
- les modes d'entrée dans les consignes doivent faire l'objet d'une attention particulière. En ce qui concerne les consignes après déclenchement de l'IS, l'existence de A02 garantit l'entrée à coup sûr dans le système des consignes après IS. Par contre, dans le cas de A7 et de A10, et pour d'autres consignes si A01 est supprimé, la méthode envisagée semble être le passage par des fiches d'alarme orientant vers les consignes A et I (cf. § II-4.3.),
- des questions portant sur la logique ont d'ailleurs été formulées lors des réunions techniques entre les missions 1 et 2, Electricité de France et Framatome et figurent dans les annexes citées au § II-4.1. (annexes 11, 13 et 15),
- pour s'assurer de la cohérence formelle entre les différentes consignes et pour éviter toute ambiguïté sur la marche à suivre lors de l'application d'une consigne, il serait intéressant d'établir un "logigramme global" qui soit la juxtaposition des ordinogrammes détaillés des consignes A et I augmentée des liens qui relient les consignes entre elles. Ce logigramme doit comporter également les modes d'entrée dans les consignes, et les références à des consignes autres que A et I. Dans l'immédiat, un tel logigramme pourrait faire réfléchir sur l'utilité d'une "consigne symptôme" regroupant tous les cheminement entre alarmes et consignes. Le principe d'un tel logigramme global figure dans le schéma p. 21.

II-4.2.2. Recherche des cas où la consigne peut se révéler inadaptée

L'analyse d'une consigne devrait conduire à se demander à chaque pas si le texte de cette consigne correspond bien à la situation à laquelle l'opérateur doit faire face. Chaque pas de la consigne soit demande la vérification d'un paramètre physique (contrôle d'une température, de



Dans ce schéma, on "entre" dans la consigne A_i , soit au début par les fiches d'alarme, soit après la première instruction en provenance de A_k . Un test peut renvoyer vers la consigne A_j . Le déroulement de A_i peut faire appel à A_k une consigne G. A la fin de la consigne A_i , la tranche est revenue dans un état sûr : on sort du domaine des consignes A et I.

l'évolution d'une pression, activité au condenseur etc...) soit commande une action. Si, pour une raison quelconque, l'action ne peut se faire, ou les paramètres ne suivent pas l'évolution prévue par la consigne, la consigne se révèle à priori inadaptée. Ces deux cas sont envisagés dans les paragraphes suivants

a) Cas où une action peut se révéler impossible. Hiérarchisation des actions

Les consignes A et I demandent à l'opérateur d'accomplir un grand nombre d'actions élémentaires. Ces actions sont d'une importance égale dans le déroulement de la consigne (par exemple l'arrêt des pompes primaires ou le remplissage des accumulateurs RIS après décharge ne peuvent pas être placés sur le même plan). Si, pour une défaillance quelconque, l'action ne peut pas se réaliser, il peut en résulter toute une gamme de conséquences dans le déroulement de la consigne, qui peut aller du simple retardement de l'action, au changement de branche de consigne, ou même au changement de consigne.

Il serait utile pour l'analyste de hiérarchiser les actions en fonction de leur importance, des raisons qui les motivent (critères de limitation des rejets radioactifs dans l'atmosphère, protection de l'intégrité de la première barrière, protection d'un matériel coûteux ou utile pour la phase à long terme, remise en service de circuits afin de se ramener dans une situation connue après avoir maîtrisé l'accident etc...). Cette hiérarchisation doit permettre de faire apparaître les cas où l'impossibilité de faire une action entraîne une divergence importante de la consigne ; dans ces cas, l'analyse de la "vraisemblance" de l'impossibilité, de l'"évidence" des parades doit conduire à intégrer ou non certaines défaillances dans la consigne. Par exemple la non-fermeture d'une vanne vapeur après une rupture d'une tuyauterie vapeur ne permet plus le diagnostic du G.V. affecté tel qu'il est prévu dans la consigne A21. On peut se demander si ce cas doit être précisé dans une nouvelle rédaction des consignes.

b) Cas où l'évolution des paramètres physiques peut ne pas être celle prévue par la consigne

Les consignes demandent à l'opérateur de surveiller un certain nombre de paramètres physiques. La bonne application de la consigne est basée sur une évolution prévisible de ces paramètres. Par exemple pour suivre leur évolution, la consigne pourrait ménager un certain nombre de "points de contrôle" ou "points d'arrêt", (qui n'existent pas dans les consignes actuelles). Ces points d'arrêt devraient être placés à chaque endroit où continuer la consigne n'aurait plus de sens, ou même conduirait à une aggravation de la situation.

Face à un paramètre physique dont l'évolution peut ne pas être celle prévue par la consigne, l'analyse pose plusieurs questions :

- deux questions sont d'ordre générique : la valeur du paramètre mesuré n'est-elle pas erronée du fait d'une défaillance de la chaîne de mesure (du capteur à l'indication en salle de commande) ?, la défaillance non encore détectée d'un matériel n'a-t-elle pas induit une évolution inattendue ? (lorsque la défaillance est identifiée, cf. a).
- le paramètre est-il significatif dans l'état considéré ?
- en cas de réponse affirmative à la question précédente, est-il prévue une remise en cause du diagnostic, ou un renvoi vers une autre consigne ?

II-4.2.3. Degré de précision des critères physiques

Les consignes font appel à un certain nombre de critères (sur des paramètres, des états de systèmes...) au moment de tests qui permettent d'orienter sur une consigne ou vers une autre, vers une branche de consigne ou vers une autre, ou simplement qui autorisent ou interdisent telle ou telle action.

L'analyse doit porter sur la nécessité (ou non) de la précision de certains critères contenus dans les consignes et s'appuyant sur les paramètres physiques, dans la mesure où cette précision est encore significative. Dans le cas où un test ou une action importante s'appuie sur un ou plusieurs critères peu précis, l'analyse peut porter sur l'intérêt de prévoir un peu plus loin dans la consigne un point d'arrêt permettant de confirmer ou de remettre en question le diagnostic fait à la suite des critères peu précis, sur la base de l'évolution des paramètres physiques. Par exemple, si l'action "arrêt d'une des deux pompes ISHP" est basée sur le critère "le niveau du pressuriseur redevient visible", il peut être utile de contrôler à un point d'arrêt l'évolution des paramètres peu de temps après l'arrêt effectif de la pompe.

II-4.3. La synthèse des travaux d'Electricité de France

II-4.3.1. Bilan de l'examen des procédures A CP1

Ce paragraphe a pour objet de dresser le bilan des conclusions tirées par le groupe 251 E, et exposées en grande partie dans le "Bilan de l'Examen des Procédures A CP1", transmis par le Département de Sécurité Nucléaire du Service de la Production Thermique le 18 mars 1980. Ce document figure en annexe 16.

Il contient un certain nombre de remarques d'ordre général (dans ses paragraphes I et II) avec lesquelles les membres des missions ont exprimé leur accord. Dans son paragraphe 3.1.1., il expose la nouvelle position d'Electricité de France, qui consiste à supprimer la procédure AO1 (conduite à tenir en cas d'approche présumée d'IS.).

Il précise alors que l'orientation de l'opérateur vers la bonne consigne dans le cas d'accidents ou incidents n'entraînant pas l'injection de sécurité doit s'effectuer dans l'avenir à partir des fiches d'alarme. L'importance de ces fiches d'alarme avait d'ailleurs été soulignée par les missions 1 et 2, à partir en particulier de l'examen des consignes A7 et A10, de même que par certains inspecteurs des installations nucléaires de base (cf. annexe 9).

Depuis le 18 mars 1980, le groupe 251E a d'ailleurs entamé une réflexion sur le contenu de ces fiches d'alarme, présentée dans le compte rendu de ses 13^e et 14^e réunions, et figurant en annexe 17.

Le "Bilan de l'examen des procédures A CP1" expose alors dans son paragraphe 3.1.2. les principes d'établissement d'une nouvelle version de la procédure AO₂ (conduite à tenir après injection de sécurité), qui se fonde sur l'idée que l'opérateur, dans les cinq premières minutes après une injection de sécurité, doit se contenter de vérifier le bon déroulement des actions de sauvegarde. L'établissement du diagnostic n'interviendra qu'ensuite, l'évolution des paramètres physiques étant alors réputée plus significative.

Le groupe 251E a donc consacré en partie plusieurs réunions à la simplification et à la clarification de cette procédure, ce qui a abouti, après plusieurs tentatives, à une nouvelle version présentée en avril 1980 (le logigramme correspondant à cette nouvelle consigne est présentée en annexe 18).

Il faut souligner que, à la lecture de ce bilan dans son ensemble, les membres des missions 1 et 2 ont constaté une grande convergence de vue entre le groupe 251E et eux-mêmes.

Quelques points de détail méritent encore une discussion, qui va d'ailleurs s'engager prochainement à propos de la nouvelle révision des consignes (avril 1980). Par exemple, l'idée de s'assurer que les paramètres physiques correspondent bien au diagnostic effectué (en vue de sa remise en cause éventuelle), n'a pas été reprise dans ce document, ni dans la nouvelle version de ces consignes.

Enfin, le groupe 251E a émis le souhait que soit révisée la liste des consignes A figurant au chapitre 6 des Règles Générales d'Exploitation : les consignes A4 (Maintenance de la tranche en état d'arrêt à chaud depuis le panneau de repli) A5 (Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid depuis le panneau de repli), sont à supprimer de la liste des consignes A et I ; la consigne A01, conformément à ce qui a été dit plus haut, doit totalement disparaître.

II-4.3.2. Actions complémentaires

En annexe au "Bilan de l'examen des procédures A CP1", le Département de Sécurité Nucléaire du Service de la Production Thermique d'Electricité de France a fourni au groupe de travail une note faisant le point sur les actions en cours visant à améliorer les procédures A et I.

Ces actions portent sur deux aspects :

- l'aspect technique est étudié dans le cadre du groupe 251E, en liaison avec Framatome, et différents services d'Electricité de France (SEPTEN, Etudes et Recherches, SPT).

- l'aspect formel met en cause des acteurs divers, à savoir le SPT, le DSN dans le cadre d'un programme de coopération avec Electricité de France en liaison avec la Société EUREQUIP, et la société Bertin dans le cadre d'un contrat récemment signé (1).

Ce travail sur l'aspect formel doit aboutir au début de 1981 à l'élaboration d'un "guide-type" de rédaction des consignes, le travail de rédaction lui-même étant ensuite réparti entre les différentes centrales et effectué au premier trimestre 1981.

Ce guide-type sera mis au point par le SPT/DSN à partir de plusieurs modèles de consignes présentés par la Société EUREQUIP (A3, et peut-être dans une deuxième étape A11, A12 et A8) et, le cas échéant, par la société Bertin, et après une étape d'évaluation de ces modèles (sondages d'appréciation en centrale et sur le simulateur de Bugey auprès des opérateurs, puis tests d'application sur le simulateur).

Par ailleurs, lors de la réunion plénière du groupe de travail du 28 mars 1980, le SEPTEN a précisé qu'un exercice de validation de la consigne A3 (rupture de tube GV) avait été effectué sur le simulateur de Bugey et avait mis en particulier en évidence l'impossibilité de redémarrer la pompe primaire de la boucle de l'aspersion pressuriseur au moment où la consigne le demandait (les conditions de fonctionnement n'étant pas remplies). A la lumière de cet exemple, le SEPTEN a souligné la nécessité de tester l'ensemble des consignes A et I sur simulateur.

1) Le document préparatoire à la signature du contrat et rédigé par Bertin figure en annexe 19

II-5 LE TRAVAIL DE LA NRC SUR LES PROCEDURES

Lors d'une mission de MM CAYOL, FOUREST et DEMARCQ auprès de la NRC les 14 et 15 avril 1980 ont été abordés les problèmes relatifs à l'examen des procédures accidentelles.

Le programme mis en place par la NRC, et décrit ci-dessous, est la conséquence de points 2.1 et 9 du rapport "Lessons learned" (NUREG 0578) consécutif à l'accident de Three Mile Island.

Quatre programmes similaires sont développés, correspondant aux différents constructeurs de réacteurs à eau. Nous ne nous intéresserons qu'à celui qui concerne les centrales Westinghouse.

Les procédures accidentelles sont réparties en 3 classes :

- les petites brèches primaires,
- le mauvais refroidissement du coeur,
- les autres transitoires et accidents.

Elles semblent couvrir en fait le champ des procédures A, et d'une partie des procédures I françaises. Pour chacune de ces 3 classes de procédures, le programme comporte trois phases :

- analyses (de la part du constructeur) et établissement de "guidelines", destinés à servir de base aux exploitants pour rédiger leurs propres procédures. La NRR (Reactor Regulation) examine et approuve ces guidelines.
- établissement des procédures (à la charge des exploitants) et vérification de cohérence entre procédures et "guidelines" effectuée par "I et E" (Inspection and Enforcement). Toutefois, sur un nombre limité de centrales, la NRR a procédé elle-même à des audits incluant cette étape du processus (voir plus loin),
- entraînement des opérateurs à l'application de ces procédures, et vérification par "I et E".

II-5.1. L'établissement des "guidelines" E-0 et E-1

Le "Westinghouse Owners Group" qui regroupe tous les exploitants de centrales Westinghouse, formé en Mai 1979, est le principal interlocuteur de la NRC pour la rédaction des "guidelines".

Le rapport qui en émanait (WCAP-9600) sur les petites brèches dans les réacteurs Westinghouse contenait une première version de guideline, dont la liste a été ensuite étendue à tous les événements provoquant l'injection de sécurité :

- actions immédiates et diagnostic (E-0),
- perte de réfrigérant primaire (E-1),
- perte de réfrigérant secondaire (E-2),
- rupture de tube GV (E-3).

La "Bulletins and Orders Task Force" n'a effectué que l'examen des guidelines E-0 et E-1. Après échanges d'information avec le Westinghouse Owner's Group et Westinghouse, ces guidelines ont été approuvées :

- une première fois le 5 novembre 1979 (réacteurs comportant une ISHP pleine pression, comme le palier 900 MWe français) et le 6 décembre 1979 (ISHP à 1400 psi, comme pour le palier 1300 MWe),
- une deuxième fois le 27 décembre 1979, après modification des critères d'arrêt de l'ISHP.

L'attention de l'équipe d'examen a principalement été focalisée sur :

- l'arrêt des pompes primaires
- l'arrêt de l'ISHP
- la vérification du fonctionnement des systèmes de sauvegarde (ECCS, ASG, isolement enceinte),
- la vérification de l'existence d'une source froide aux GV,
- la surveillance des paramètres importants en vue de s'assurer de l'état sous-saturé après arrêt de l'IS (pression primaire, niveau pressuriseur, températures branches chaudes).

Les deux premiers problèmes ont fait l'objet de discussions et d'examens approfondis sur l'arrêt des pompes primaires, l'exposé qui a été fait n'apportait rien de nouveau par rapport à celui fait par M. ROSZTOCZY lors de sa visite au centre d'études nucléaires de Fontenay-aux-Roses le 30 novembre 1979 (cf note du département de sûreté nucléaire : SETS/P/79-77 du 7/12/79 et le rapport NUREG 0623). En ce qui concerne les critères d'arrêt de l'ISHP, l'exposé est reporté au chapitre 3 du présent rapport.

II-5.2. Les audits en centrale

Un certain nombre d'audits ont été effectués par des équipes de la NRR en décembre 1979 sur des centrales Westinghouse (SALEM 1), Combustion Engineering et General Electric (les Babcock et Wilcox ayant été vues à mi-79). Leur objet était centré sur les réactions aux petites brèches (examen des procédures, entraînement des opérateurs, compréhension des procédures et de leurs fondements physiques, interface homme-machine).

L'équipe-type d'audits était composée au moins :

- du "program manager" (un par constructeur),
- d'un membre de la branche chargée de l'habilitation des opérateurs,
- d'un spécialiste de systèmes,
- d'un spécialiste des analyses de sûreté.

Les audits ont chacune duré une journée, l'équipe s'étant scindée pour aborder les problèmes spécifiques.

Les enseignements principaux sont les suivants :

- en général, les procédures sont cohérentes avec les guidelines (certaines erreurs ayant été corrigées),
- la forme des procédures est très variable d'une centrale à l'autre,
- l'entraînement des opérateurs aux procédures nouvelles est également très variable (certains n'avaient même pas lu les nouvelles consignes),
- le niveau de compréhension des opérateurs est généralement faible sur les points suivants :

- . états sous-saturés, saturés, surchauffés,
- . raisons de l'arrêt des pompes primaires,
- . circulation naturelle,
- . l'accident de TMI (conditions et séquences),
- . effets de la température sur les mesures de niveau,
- . indicateurs de position des soupapes de sûreté.

Il a été précisé que la formation des opérateurs comporte en général deux type d'enseignements :

- des classes théoriques ("formal classroom study"),
- un entraînement sur simulateur, dans la mesure des possibilités.

II-6 CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Electricité de France a entrepris un travail important en vue de l'amélioration des consignes à suivre en cas d'accident ou d'incident. Il a déjà abouti à une révision des consignes qui a été établie en avril 1980. Des points importants ont été modifiés à la suite des conclusions du groupe 251E.

Toutefois, ce travail doit continuer. Si un programme existe en matière de présentation des documents (aspect "formel"), la réflexion n'a pas abouti par exemple, à des propositions de compléments d'études post-accidentelles (aussi bien chez Electricité de France que du côté des autorités de sûreté). De même, les Règles Générales d'Exploitation (leur contenu, leur rôle...) n'ont pas été examinées. Surtout, un certain nombre de questions fondamentales restent posées quant à la définition et au rôle optimal qui devrait être attribué à des consignes accidentelles dans l'avenir :

a) Qui doit rédiger les consignes ? On peut imaginer plusieurs types de réponses à cette question.

Les opérateurs, réunis en équipes de travail sous la direction de spécialistes, pourraient se livrer à l'exercice de rédaction en application de "Règles Générales d'Exploitation" remises à jours (à l'image de l'utilisation des "guidelines" aux USA, cf § II-5.1.). Un exercice identique réalisé sur différents sites permettrait éventuellement une comparaison fructueuse et une synthèse. Cette solution aurait, probablement l'avantage de répondre au mieux aux préoccupations des utilisateurs ; elle serait peut être difficile à mettre en oeuvre.

Un autre rédacteur possible est le Service de Production Thermique (à un échelon central) aidé éventuellement par des spécialistes extérieurs (contrat passé avec la société Bertin pour les problèmes de forme par exemple, concepteur de l'installation pour les problèmes techniques).

Enfin, le "concepteur", qu'il s'agisse de Framatome ou de l'Équipement (REAM ou SEPTEN) peut garder la maîtrise de cette élaboration des consignes (actuellement, Framatome rédige contractuellement une grande partie des consignes A et I).

La place des autorités de sûreté dans le processus de rédaction n'est également pas encore définie de façon claire.

b) Quel doit être l'usage de ces consignes ? C'est peut être le point le plus important. Plusieurs thèses peuvent être soutenues. Il faut regretter qu'aucune position n'ait été arrêtée (au moins provisoirement) dans ce domaine ; la conséquence en est que les travaux sur la forme des consignes risquent d'être handicapés par cette incertitude.

La première fonction peut être pédagogique. Il s'agirait d'apprendre à l'opérateur ce qu'il doit faire en cas d'accident ou d'incident. Cet outil pourrait être très utile sur le simulateur de Bugey : les opérateurs s'y familiariseraient à son utilisation avant de le retrouver tel quel en salle de commande.

La deuxième conception (qui n'est pas contradictoire avec la première) consiste à assigner à ces consignes un rôle d'aide-mémoire. L'opérateur ne s'y référerait qu'en cas de doute. Cette position, qui se veut réaliste en prétendant que l'opérateur n'a pas le temps de suivre un document pas-à-pas et ne le fait de toute façon pas actuellement, peut toutefois se révéler source de dangers.

Le troisième usage possible correspond à la position "stricte" : aucune explication physique n'est nécessaire dans une consigne. Celle-ci doit être suivie à la lettre et pas-à-pas par l'opérateur, presque "sans réfléchir". La question posée est alors : que fait-on si la consigne se révèle inadaptée ? ou autrement : peut-on tout prévoir dans une consigne ?

Etant donné la difficulté possible de construire un document à la fois à usage pédagogique et à utiliser en situation accidentelle, il est envisageable de concevoir deux documents distincts.

c) Par ailleurs le problème de la compréhension des phénomènes physiques par les opérateurs, posé de façon aigüe après l'accident de Three Mile Island, relève d'actions à mener sur la formation du personnel, mais a des implications très claires sur le contenu des consignes. Certains souhaitent en particulier qu'au moins un minimum d'explications à caractère physique puissent être intégrées dans les consignes, en regard des actions à entreprendre.

d) Enfin, dans le but de conserver pour l'avenir trace de l'ensemble des raisonnements à caractère technique ayant guidé l'écriture des consignes, l'idée a été avancée de rédiger un document spécifique. Ceci répond au souci d'assurer pour le long terme l'acquis en matière de sûreté dans l'exploitation des centrales PWR.

CHAPITRE TROIS

SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT
LES INHIBITIONS

Le travail du groupe consiste :

- à vérifier que les informations à la disposition de l'opérateur lui permettent d'établir sans ambiguïté un diagnostic de la situation avant d'appliquer une consigne conduisant à arrêter manuellement une action de sûreté enclenchée automatiquement ou à inhiber sa mise en route.

- à étudier les conséquences de l'inhibition ou de l'arrêt d'une action de sauvegarde, alors qu'elle est nécessaire.

- à étudier l'influence de certaines autres actions importantes (exemple : arrêt des pompes primaires).

Ce travail correspond à la définition de la mission 4.

III-1 ORIGINE DES ACTIONS CONCERNANT LES INHIBITIONS

Le directeur de la qualité et de la sécurité industrielle a demandé au directeur général d'Electricité de France dans la lettre DQSI/1 n° 107 du 18 avril 1979 : "... vous voudrez bien en particulier faire procéder (...) à un réexamen des procédures prévues et des dispositions prises en matière de formation du personnel et d'organisation de la qualité dans chaque centrale (...) pour l'inhibition ou l'interruption volontaire des actions de sécurité".

Dans la fiche n° 4 de réponse à cette lettre, Electricité de France a fourni une liste de consignes d'exploitation conduisant à arrêter une action de sauvegarde enclenchée automatiquement (ASG, IS, EAS) ou à arrêter les pompes primaires.

Enfin l'une des recommandations du groupe permanent de juin-juillet 1979 demande à Electricité de France de "démontrer que les consignes et procédures accidentelles interdisent à l'opérateur d'inhiber les actions automatiques des systèmes de sauvegarde avant qu'un diagnostic ait pu être établi en toute certitude."

III-2 LE TRAVAIL DE LA MISSION 4

La mission 4 a analysé :

- la réponse d'Electricité de France à la lettre DQSI, dans son paragraphe sur les inhibitions (fiche n° 4 de la réponse EDF du 18 mai 1979)

- les documents issus de l'action post TMI n° 37 sur les "prescriptions d'utilisation des clés d'inhibition et la rédaction de la consigne d'utilisation", et sur "les moyens dont dispose l'opérateur en salle de commande pour inhiber une action de sûreté, et le rôle des clés de verrouillage".

III-2.1. Précision de la notion d'inhibition

La mission 4 a distingué trois actions distinctes qui sont souvent confondues sous le vocable "inhibition". :

- l'inhibition est une action de l'opérateur avant le déclenchement de l'action de sauvegarde pour empêcher sa mise en route.

- la remise à zéro est une action de l'opérateur après le déclenchement de l'action de sauvegarde pour lui donner la possibilité d'arrêter ultérieurement manuellement l'action de sauvegarde engagée. La remise à zéro, dans certains cas, est automatique au bout d'un certain temps (exemple : au bout de dix minutes pour l'I.S.). Dans d'autres cas, elle est impossible avant un certain temps après le déclenchement de l'action de sauvegarde (exemple : pas avant cinq minutes pour l'I.S.).

- l'arrêt manuel d'une action de sauvegarde enclenchée automatiquement

III-2.2. Résultats et perspectives de la mission 4

Il a été indiqué par Electricité de France lors d'une réunion plénière, qu'aucune inhibition (au sens du paragraphe précédent) n'est autorisée dans les consignes A et I. L'exploitant ne procède à certaines inhibitions que dans le cadre des essais périodiques et dans les passages d'un état à un autre.

En ce qui concerne l'arrêt manuel des actions de sauvegarde enclenchées automatiquement, il ne semble pas qu'Electricité de France ait une doctrine précise. Le travail de la mission 4 consistera à estimer cas par cas si les critères retenus pour ces arrêts manuels demandés dans les consignes A et I sont satisfaisants à la lumière des travaux effectués sur le sujet aux USA. Une note résumant le travail accompli par la mission 4 est donnée en annexe 20.

III-3. LES CRITERES D'ARRET DE L'I.S. aux USA

Lors de la mission effectuée à la NRC les 14 et 15 avril 1980 par MM CAYOL, FOUREST et DEMARCQ, il a été précisé que les critères d'arrêt de l'I.S. avaient fait l'objet d'une attention particulière lors de l'examen des "guidelines" correspondant aux procédures accidentelles (cf. § II-5.1.).

Voici les renseignements obtenus à cette occasion :

Le point 7 (b) du I-E Bulletin 79-06A demandait que l'ISHP initiée par basse pression reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'un des deux critères soit respecté :

- les deux pompes ISBP fournissent depuis au moins 20 mn un débit suffisant pour maintenir le système dans un état stable,
- l'ISHP a fonctionné pendant au moins 20 mn et toutes les branches chaudes et froides ont une marge à l'ébullition d'au moins 50°F (28°C) (pour la pression primaire existante). La durée de l'I.S. comme la marge à l'ébullition sera limitée par des considérations d'intégrité du circuit primaire aux conditions de pression et température.

Les guidelines approuvés le 5 novembre 1979 donnaient les critères suivants d'arrêt de l'I.S., qui devaient être simultanément respectés :

1) la pression primaire est croissante et supérieure à 2000 psi,

2) le niveau pressuriseur est supérieur au niveau de charge nulle,

3) la marge à l'ébullition est supérieure à la marge en fonctionnement normal à pleine puissance,

4) le niveau dans au moins un GV est compris dans la gamme étroite, ou, en gamme large, à un niveau suffisant pour assurer que les tubes sont couverts.

Or, quand certains exploitants ont testé ces guidelines sur simulateur, ils ont constaté que les vannes de décharge ou les soupapes du pressuriseur étaient sollicitées avant d'avoir atteint ces critères d'arrêt de l'I.S. (n° 3 et 4) dans le cas des centrales où l'injection se fait à pression élevée (comme pour les tranches de 900 MW françaises).

Après discussion avec les exploitants, le "Owners Group" (1) a proposé de nouveaux critères, qui ont été approuvés par la NRC par lettre du 27 décembre 1979 :

1) inchangé
2) inchangé
3) la marge à l'ébullition est supérieure à la somme des erreurs de mesures :

- sur la température
- sur la pression, le ΔP ainsi obtenu étant transformé en ΔT par l'utilisation des tables de saturation. La valeur ainsi obtenue ne peut être inférieure à 30 °F (17°C), ce point étant précisé, comme la méthode de calcul de ces mesures, dans la lettre de la NRC du 27 décembre 1979.

4) le niveau d'eau dans au moins un GV est croissant (ce qui est vérifié par le débit ASG de ce GV). D'autre part, jusqu'à ce que les niveaux dans les GV non affectés soient revenus dans la gamme étroite de mesure, le débit ASG vers ce GV doit rester supérieur à une valeur calculée comme suffisante pour évacuer la chaleur résiduelle dégagée 20 mn après l'arrêt du réacteur.

(1) groupe réunissant les exploitants de centrales Westinghouse.

CHAPITRE QUATRE

SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT
LES INFORMATIONS DISPONIBLES POUR
L'OPERATEUR

Le travail d'analyse sur les informations à disposition de l'opérateur concerne la mission n° 3. Il s'agissait essentiellement :

- a) de vérifier que l'opérateur dispose des indications nécessaires pour l'application des consignes A et I.
- b) d'examiner la signification réelle et la fiabilité des paramètres mesurés et retransmis en salle de commande
- c) de vérifier que la qualité des informations ne risque pas d'être altérée en conditions accidentelles
- d) d'étudier les moyens de communication disponibles au sein de l'installation.

Ce travail a été mené exclusivement pour ce qui concerne le CP1, et à l'exclusion du dernier point, qui n'a pas encore été abordé.

IV-1 ORIGINES DES ACTIONS CONCERNANT LES INFORMATIONS DISPONIBLES POUR L'OPERATEUR

Le rapport DSN 275, qui fait l'analyse de l'accident de TMI contient un certain nombre de points qui intéressent la mission 3. Dans son paragraphe IV-3.2. (point b) consacré à la qualification des matériels, il note que "dans les heures et les jours qui ont suivis l'accident de TMI, de nombreux matériels et surtout du matériel d'instrumentation ont connu des défaillances (...) surtout en raison des conditions régnant dans l'enceinte". Le DSN exprime alors l'importance qu'il voit dans la qualification des matériels aux conditions accidentelles (notamment des équipements électriques : capteurs et actionneurs). Le groupe permanent a également souligné ce point au chapitre III (point 9) de son avis consécutif à l'accident de TMI. Ceci s'inscrit dans le point c) de la définition de la mission 3. Le paragraphe IV-3.3. du même rapport est consacré à l'instrumentation : le DSN y attire en particulier, l'attention sur les problèmes liés à la mesure du niveau pressuriseur, sur la nécessité d'introduire un indicateur de marge à l'ébullition, sur la nécessité d'analyser la nature exacte des informations d'état (des vannes et des soupapes) retransmises en salle de commande, etc....

Ces différents points ont été largement repris par le groupe permanent dans son avis consécutif à l'accident de Three Mile Island (points 12 et 13 du chapitre III de cet avis sur l'instrumentation relative à l'état du circuit primaire et sur l'instrumentation relative à l'état ou à la position des matériels). Ceci s'inscrit dans le point b) du champ d'étude de la mission 3.

Les lettres SIN n° 2315 et 2316/79 créant le groupe de travail sur l'interface entre conception et exploitation demandent à ce groupe de proposer éventuellement des améliorations dans les informations mises à disposition des opérateurs. Le paragraphe 6 de l'annexe à ces lettres précise les demandes à Electricité de France concernant l'instrumentation (marge à l'ébullition, niveau cuve, températures de sortie coeur, nature et report des informations concernant la robinetterie, activité du fluide primaire...).

L'action post-TMI n° 21 concerne la transmission des informations d'état de la robinetterie, et l'action n° 27 la présentation des informations d'état en salle de commande (alarmes, matériels de sauvegarde). Les fiches de définition de ces deux actions figurent en annexe 21.

L'examen des documents fournis dans le cadre de ces deux actions a été effectué par la mission 3.

IV-2. POSSIBILITE D'APPLICATION DES CONSIGNES EN SALLE DE COMMANDE

Les membres de la mission 3, inspecteurs des installations nucléaires de base, ont procédé à des inspections permettant d'évaluer la possibilité de suivre les instructions des consignes A et I et de vérifier la cohérence entre les indications en salle de commande et ces mêmes consignes.

Ces inspections ont montré que certaines instructions de vérifications demandées à l'opérateur dans la consigne pré-sentaient des difficultés de réalisation (lecture simultanée de deux paramètres sur des cadrans éloignés), que certaines indications étaient erronées (numérotation défectueuse dans la consigne), ou même que certaines prescriptions n'avaient pas de sens (utilisation comme symptôme du fait qu'un voyant soit allumé, alors que c'est son état normal dans l'état de la tranche). A la suite de ces inspections, le Service Central de Sécurité des Installations Nucléaires a demandé au SPT d'Electricité de France de procéder à une vérification systématique de la cohérence des consignes avec les indications en salle de commande et de la possibilité de suivre les instructions.

Des extraits d'un rapport d'inspection sont donnés en annexe 22.

IV-3. NATURE ET TRANSMISSION DES INFORMATIONS EN SALLE DE COMMANDE

IV-3.1. Nature des informations.

IV-3.1.1. Informations d'état concernant la robinetterie

La mission 3 a examiné le document fourni par Electricité de France dans le cadre de l'action post-TMI n° 21 (point 211 E). L'action était ainsi libellé : "A partir de la liste de la robinetterie des circuits importants pour la sûreté dont l'état est transmis en salle de commande, transmettre les plans-types de saisie de cette information sur chaque type de robinetterie". Le document fourni (référence FRD/CF-SN-TMI/12/80), permet, pour chaque vanne, de se reporter à un schéma mécanique (les plans étant annexés).

Il apparaît que, dans la majorité des cas, l'information de position retransmise en salle de commande est élaborée à partir du coffret fin de course attaqué directement par la tige de commande du clapet, ce qui devrait assurer une bonne représentativité de l'information.

Les actions suivantes restent en suspens :

- examen de la fiabilité de ces fins de course (certains incidents ayant eu lieu sur ce type de matériel)

- examen du cas des 13 vannes pour lesquelles l'information provient de la motorisation électrique (la liste de ces vannes figure en annexe 23)

- vérifications par sondages afin de s'assurer sur les schémas électriques que l'information est effectivement transmise à partir des fins de course sur tige et uniquement à partir d'elles (ceci lorsqu'il existe simultanément des fins de course sur tige et sur motorisation).

IV-3.1.2. Mesure des grandeurs physiques.

L'accident de Three Mile Island a mis en lumière l'importance de connaître quelles sont les grandeurs réellement mesurées par les capteurs (par exemple le niveau pressuriseur est déterminé par mesure d'une pression différentielle). La mission 3 a demandé à Electricité de France de lui fournir la documentation relative à un petit nombre de capteurs représentant une assez grande variété de mesures. La liste de ces capteurs figurent en annexe 24.

Seules les notices de fonctionnement correspondant aux capteurs fournis par Baileyont été envoyées par Electricité de France. Une analyse est actuellement en cours au Département de Sécurité Nucléaire pour vérifier sur quelques capteurs :

- quels sont les essais de qualification aux conditions d'ambiance post-accidentelles effectués par Electricité de France

- si le capteur est susceptible au cours d'une situation accidentelle d'être soumis à des conditions de fonctionnement non seulement au-delà de sa gamme de mesure, mais aussi au-delà de ses possibilités de résistance.

IV-3.2. Transmission des informations

La mission 3 s'est intéressée à la présentation d'état des matériels de sauvegarde : à ce titre Electricité de France a fourni, dans le cadre de l'action post-TMI n° 277 E un document regroupant pour chaque matériel (vannes, moteurs, capteurs) un certain nombre d'indications concernant les actionneurs, les alarmes, la fréquence d'acquisition sur le TCI des informations d'état sur ces matériels etc... Ces documents peuvent constituer une aide appréciable à l'analyste de sécurité et aux inspecteurs des Installations Nucléaires de Base.

La doctrine de signalisation de la position des vannes manuelles en salle de commande, ainsi que la liste des vannes concernées a été transmise à la mission 3 par Electricité de France ; l'analyse est en cours sur ce point au Département de Sécurité Nucléaire. L'exposé de cette doctrine figure en annexe 25.

IV-4. PERSPECTIVES DE TRAVAIL DE LA MISSION 3.

La mission 3 a reçu de la part d'Electricité de France un nombre important de documents. Elle focalisera son action sur quelques matériels et en fera l'analyse la plus complète. Par exemple, elle analysera, sur le cas de quelques capteurs, la signification réelle des paramètres mesurés, l'influence d'un accident sur la qualité et sur la signification de l'information, la fiabilité notamment après des conditions anormales de fonctionnement. La mission 3 aura pour appui les documents d'Electricité de France, les données résultant de l'expérience d'exploitation (rapports d'incidents) et éventuellement des inspections complémentaires à définir.

CHAPITRE CINQ

SYNTHESE DU TRAVAIL DU GROUPE CONCERNANT
LES REGLES D'INDISPONIBILITE

Le travail d'analyse sur les règles d'indisponibilité concerne la mission n° 6. Il s'agissait

- de préciser la notion d'indisponibilité, d'examiner l'état de repli à rejoindre éventuellement en cas d'indisponibilité

- de réexaminer les spécifications techniques pour instruire les nouvelles propositions d'Electricité de France en matière de durée tolérée avec indisponibilité d'un matériel jouant un rôle important pour la sûreté et, en matière de cumul d'indisponibilités

- de traiter les questions d'autorisation de redivergence en cas d'indisponibilité d'un matériel important pour la sûreté.

V -1 ORIGINES DES ACTIONS CONCERNANT LES REGLES D'INDISPONIBILITE

La lettre SIN 1076/77 du 11 juillet 1977 a demandé l'utilisation d'une approche probabiliste pour estimer la probabilité pour qu'un accident conduise à des conséquences inacceptables. La lettre précise que la valeur souhaitée de cette probabilité est de 10^{-6} par an pour l'ensemble d'une tranche et de 10^{-7} par an pour une famille d'évènements. La lettre SIN 576/78 du 16 mars 1978 confirme comme objectif visé l'ordre de grandeur de ces deux chiffres de probabilité. De plus la lettre SIN 33/78 du 6 janvier 1978, dans le point B29 de son annexe demande à Electricité de France la justification probabiliste des spécifications techniques d'exploitation des tranches 1 et 2 de Fessenheim, notamment en ce qui concerne les délais de fonctionnement autorisés en cas de défaillance d'un matériel important pour la sûreté.

Enfin le groupe permanent, dans sa réunion sur le CP1 le 4 mai 1979 et dans son avis sur Bugey 5 (cf. lettre GPR du 28/5/79 - Annexe 1 - Point 1), a souhaité qu'Electricité de France traite les cas de cumul d'indisponibilités et a estimé insuffisamment justifiée la position d'Electricité de France pour l'autorisation de redivergence en cas d'indisponibilité d'un matériel important pour la sûreté. Il a rappelé ce souci dans le cadre de ses recommandations post-TMI. Il a également exprimé à cette époque l'intérêt qu'il porterait aux travaux du groupe concernant la précision de la notion d'indisponibilité et la définition des états de repli.

V -2 TRAVAIL DU GROUPE SUR LES DUREES TOLEREES D'INDISPONIBILITE

Dans un premier temps, la mission 6 a analysé les documents transmis par Electricité de France dans le cadre de l'action post-TMI n° 26. Parmi ces documents, la révision C de la note FO 78-15 d'Electricité de France-SEPTEN présente une méthode probabiliste de règle de décision en cas d'indisponibilité partielle d'un système important pour la sûreté. La note FO 79-35 présente la doctrine d'Electricité de France en cas d'indisponibilités multiples. Tous les autres documents sont l'application de la note FO 78-15 aux différents systèmes importants pour la sûreté de Fessenheim et du CP1.

V-2.1. Présentation de la règle probabiliste d'Electricité de France

La note d'Electricité de France propose une règle applicable dans les conditions suivantes :

la tranche est à pleine puissance ; l'indisponibilité d'un matériel vient d'être constatée ; un état de repli correspondant à cette

indisponibilité et une procédure de passage de la pleine puissance à cet état de repli ont été définis ; le matériel est supposé réparable lorsque la tranche est à pleine puissance (dans le cas contraire, l'état de repli est requis dès que possible).

Il est clair que le fonctionnement d'une tranche à pleine puissance en ayant constaté l'indisponibilité d'un matériel engendre un risque propre à cette situation. Pour limiter ce risque, Electricité de France propose d'attacher à chaque matériel important pour la sûreté une durée et d'utiliser cette durée de la façon suivante :

- si le temps de réparation prévisible dépasse cette durée, la tranche est ramenée dès que possible à l'état de repli
- dans le cas contraire, la tranche reste à pleine puissance.

La limite de temps est déterminée ainsi : on calcule le risque pris à fonctionner à pleine puissance pendant un temps t avec le matériel indisponible considéré (ce risque est la probabilité de perdre entièrement pendant le temps t la fonction ayant déjà une indisponibilité, alors même qu'elle est nécessaire). Le temps t toléré est la durée pour laquelle le risque calculé atteint une "limite de risque admissible" déterminée par ailleurs.

Exemple : L'une des vannes d'isolement de la cartouche d'acide borique 12 % (21000 p.p.m.) est indisponible.

La probabilité de rupture de tuyauterie vapeur ou d'APRP moyenne ou petite brèche avec non ouverture de l'autre vanne d'isolement est évaluée de la façon suivante :

$$P = P(\text{RTV}) + P(\text{APRP}) \times P(\text{défaillance à la demande de la 2ème vanne}) = (\lambda_{\text{RTV}} + \lambda_{\text{APRP}}) t \gamma$$

$\lambda_{\text{RTV}} + \lambda_{\text{APRP}}$ est le taux horaire d'occurrence d'un des accidents : $1,7 \times 10^{-7}$ /h

t est exprimé en heures

γ est le taux de défaillance à la demande : $3,5 \times 10^{-2}$ d'où $P = 6 \times 10^{-9} t$

La règle fait donc appel à une limite de risque pour déterminer les limites de temps :

a) si l'accident avec, simultanément, perte totale de la fonction de sauvegarde correspondante, ou la perte elle-même de la fonction conduit à un accident dont les conséquences restent de dimensionnement, la limite de risque admise est le chiffre de la probabilité annuelle attachée à la classe d'accident correspondante (10^{-3} pour la classe 3, 10^{-5} pour la classe 4).

b) si l'accident avec, simultanément, perte totale de la fonction de sauvegarde correspondante à un accident aux conséquences inacceptables, la limite de risque admise est le chiffre du "risque annuel inévitable" d'occurrence de la situation aux conséquences inacceptables.

Exemple : En reprenant l'exemple précédent, l'accident RTV ou APRP avec non utilisation de la cartouche d'acide borique 12 % a des conséquences inacceptables. Dans ce cas, l'objectif de risque proposé par Electricité de France est la somme des probabilités de séquences accidentelles "brèche + défaillance de l'ISHP" pendant un an, évaluée à 10^{-6} . En égalant la probabilité P calculée ci-dessus avec cet objectif, on obtient l'équation $6 \times 10^{-9} t = 10^{-6}$, soit $t = 167 \text{ h} = 7 \text{ j}$.

V-2.2. Critique de la règle d'Electricité de France

Nous constatons que l'application de cette règle dans le cas

b ci-dessus conduit aux deux situations suivantes :

a) le temps d'indisponibilité toléré croît avec la défiabilité de la fonction

Plus la défiabilité inévitable d'une fonction importante pour la sûreté est grande (c'est-à-dire plus la probabilité de perte totale de la fonction est élevée), plus le temps autorisé à fonctionner en indisponibilité partielle est long. Ainsi le simple constat de la prise en compte de modes communs et des jeux de barre fait passer le temps autorisé de 7 jours (Fessenheim) à 10 jours (CP1) pour l'indisponibilité d'un diéel. (cf. note SEPTEN FO 78-76 B p 10 et p 19).

L'application de ce principe aboutit, dans l'annexe II de la note SEPTEN FO 78-15 C p 25, à prendre un temps toléré de fonctionnement avec indisponibilité partielle proportionnel au taux de défaillance λ d'une file en service.

b) le risque pris peut être le même pour des situations très différentes.

L'application de la règle conduit dans la note SEPTEN FO 78-76 Bp3 à prendre un objectif de risque de 10^{-5} environ pour la perte totale des alimentations électriques, et aussi de 10^{-5} pour la "perte totale du refroidissement des paliers et des butées des pompes primaires" (note SEPTEN FO 78-15 C annexe 3 p 29). Dans le premier cas, les conséquences sont pourtant considérées comme inacceptables, alors que le second cas correspond à un accident de classe 4. En outre, deux situations, la non-réparabilité d'un matériel et la fréquence des indisponibilités, ne sont pas prises en compte dans la note d'Electricité de France.

c) non-réparabilité d'un matériel

Dans le cas où un matériel rend une file d'une fonction de sauvegarde indisponible et où ce matériel n'est plus accessible pour réparation si l'accident survient la probabilité de perte totale de la fonction alors même qu'elle est nécessaire est bien plus grande que dans le cas où l'on suppose la réparation possible dans des délais assez courts. En effet, en cas d'accident, la fonction de sauvegarde devra fonctionner avec une seule file disponible pendant toute la phase post-accidentelle à long terme.

d) fréquence des indisponibilités

Si un matériel a des indisponibilités répétées pendant l'année telles qu'à chaque fois la règle de fonctionnement s'applique sans passage à l'état de repli, on constate que, le temps cumulé d'indisponibilité de ce matériel peut dépasser largement le temps toléré dans la règle. Cette situation apparaît manifestement peu satisfaisante.

Enfin, il faut rappeler qu'en matière de calculs fiabilistes, la valeur des différents paramètres n'est pas toujours connue avec toute la précision voulue. Les taux de défaillance d'un certain nombre de matériels sont issus de banques de données, qui mériteraient souvent d'être améliorées par l'expérience d'exploitation. A ce titre, le Système de Recueil de Données Fiabiliste (SRDF) peut constituer un outil appréciable. Par ailleurs, on ne peut jamais garantir l'exhaustivité des modes de défaillance envisagés dans ces calculs.

V-2.3. Autres critiques sur les propositions d'Electricité de France

La mission 6 a relevé certaines omissions dans les notes d'application d'Electricité de France pour déterminer les durées tolérées d'indisponibilité. Il s'agit de points de détail au niveau des principes de la règle, mais qui ont une influence parfois significative sur les temps d'indisponibilité autorisés.

Il s'agit en particulier de prendre en compte l'accident "perte de la charge" dans le cas où deux pompes ISHP sur trois sont indisponibles. En effet la simple perte de la troisième pompe entraîne la perte de la charge. Or la note d'Electricité de France prend seulement en compte l'accident du type APRP, ce qui suppose pour avoir des conséquences inacceptables, l'occurrence de cet accident "exogène" (n'affectant pas directement le circuit d'IS ou de charge) avec en plus perte de la troisième pompe de charge. On doit donc comparer les deux situations suivantes :

- a) A.P.R.P. + défaillance 3ème pompe → conséquences inacceptables
- b) défaillance 3ème pompe → conséquence "perte de la charge".

La durée tolérée proposée par Electricité de France s'appuie sur la situation a). On peut comparer cette durée avec celle obtenue dans la situation b) en attribuant un objectif de risque à l'accident "perte de la charge". On pourrait prendre par exemple 10^{-5} en assimilant la "perte de la charge" à un accident de classe 4. Il convient de noter, à cet égard, que la perte de la charge conduit à terme à la vidange du circuit primaire, plus ou moins rapidement en fonction du taux de fuite primaire. Une étude complémentaire pourrait préciser les conséquences exactes de cet accident et les parades éventuelles.

Enfin pour l'I.S.H.P., la probabilité d'occurrence de rupture de tube G.V. n'est pas prise en compte, alors même que l'exploitation des centrales dans le monde semble indiquer que cette probabilité est plus grande que celle initialement prévue.

V-2.4. Règle probabiliste compatible avec les objectifs du Service Central de Sécurité des Installations Nucléaires

Le risque supplémentaire pris en continuant à fonctionner à pleine puissance lors d'une indisponibilité partielle d'un système important pour la sûreté doit être cohérent avec les probabilités demandées par les autorités de sûreté pour des accidents aux conséquences inacceptables, et définies dans la lettre SIN 1076/77.

En conséquence, la règle proposée par Electricité de France, qui suppose l'acceptation d'objectifs de risque très supérieurs à 10^{-7} en cas d'indisponibilités partielles de certains systèmes (dont la perte totale alors même qu'ils sont requis aurait des conséquences inacceptables) n'est pas apparue satisfaisante aux membres de la mission 6.

La seule règle pour définir des temps d'indisponibilité autorisés à pleine puissance, en se fondant sur une justification probabiliste, et acceptable par les autorités de sûreté, a semblé être celle qui est développée au paragraphe V-2.4.1. ci-dessous. Les résultats des calculs ainsi proposés en matière de temps autorisés sur différents systèmes seront exposés au paragraphe V-2.4.2.

On notera à cette occasion que la probabilité de perte totale de la fonction alors qu'elle est requise peut se décomposer au moins en plusieurs termes :

- a) la probabilité de pertes indépendantes des deux files
- b) la probabilité des modes communs de perte des deux files

c) la probabilité de perte de la deuxième file alors que l'une était en fait indisponible, sans qu'on le sache

d) la probabilité de perte de la deuxième file alors qu'on fonctionnait à pleine puissance en indisponibilité constatée de la première.

La probabilité demandée par le Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires concernant la famille d'évènements aux conséquences inacceptables est relative au moins à la somme de ces quatre causes de perte totale de la fonction.

La règle proposée ci-dessous concerne exclusivement la limitation du terme d) et retient, dans le seul cas d'une indisponibilité constatée, un risque admissible égal à la totalité du risque demandé annuellement (10^{-7}): elle est donc peu pénalisante.

Notons également que la limitation du terme c) suppose l'optimisation de la fréquence des tests, ce qui n'est pas l'objet du présent chapitre, strictement limité aux indisponibilités constatées.

V-2.4.1. Présentation

La règle ici exposée s'appuie sur des données fiabilistes ; celles retenues par Electricité de France dans les notes SEPTEN fournies dans le cadre de l'action post-TMI n° 26 sont utilisées dans ce chapitre.

En outre, la plupart des calculs de "probabilités de perte totale de fonctions requises en cas d'indisponibilité" figurant dans les mêmes notes ont été repris (cf. réserves du § V-2.3.).

Une approche probabiliste, proche de celle d'Electricité de France, mais échappant à certaines des critiques du paragraphe V-2.2., conduirait à la méthode suivante :

a) définir un certain nombre de fonctions de sûreté nécessaires soit en marche normale, soit en situation accidentelle, puis recenser les matériels nécessaires à leur accomplissement.

b) Définir les conséquences de la perte totale de la fonction en distinguant les deux cas suivants :

- la fonction sert en cas d'accidents exogènes (ex : les fonctions ISBP et EAS en cas d'APRP grosse brèche, la fonction ISHP en cas d'APRP petite et moyenne brèches)

- la fonction sert en marche normale et sa perte engendre un accident "endogène" (ex : la fonction "injection aux joints n° 1 des pompes primaires", la fonction "alimentation électrique").

c) Définir l'état de repli "le plus sûr" (avec la procédure de passage) en cas de perte d'un matériel important pour la sûreté et regrouper dans un même document tous les états de replis avec leurs justifications.

d) Pour chaque matériel important pour la sûreté, recenser les fonctions auxquelles il participe. Envisager les conséquences de la perte totale de chacune de ces fonctions alors même qu'elles sont nécessaires, et les ranger par "classes de conséquences" auxquelles on associe un "objectif de risque". Lorsque ces conséquences sont inacceptables, l'objectif de risque sera pris égal à 10^{-7} . Parmi les conséquences "acceptables", on distinguera des classes identiques à celles des accidents de dimensionnement. Les objectifs de risque correspondants seront pris égaux à 10^{-5} .

pour la classe 4 et 10^{-3} pour la classe 3, ce qui correspond à la règle proposée par Electricité de France.

Par exemple, les pompes RCV du CP1 assurent trois fonctions :

- l'injection aux joints n° 1 des pompes primaires
- la charge
- l'injection de sécurité haute pression en cas d'APRP petite ou moyenne brèche, RTV ou RTGV.

La perte totale de la fonction conduit respectivement à des conséquences de classe 3, de classe 4 (cf. toutefois § V-2.3), et inacceptables.

e) Calculer les probabilités de perte totale des fonctions d'une même classe, et en faire la somme.

Si, dans l'exemple ci-dessus on suppose deux pompes RCV indisponibles, et pour la classe des conséquences inacceptables, la probabilité considérée s'écrit :

$$(\lambda_{APRP} + \lambda_{RTV} + \lambda_{RTGV}) \left(at + \frac{1}{2} b t^2 \right)$$

λ_{APRP} , λ_{RTV} et λ_{RTGV} étant les probabilités horaires d'occurrence des accidents considérés
a et b étant des taux de défaillance respectivement au démarrage et en fonctionnement.

f) Egaler, classe par classe, cette probabilité totale à l'objectif de risque attaché à la classe, pour en déduire un temps toléré relatif à cette classe.

Le même exemple que ci-dessus conduit pour la fonction "injection aux joints" (classe 3) à un temps de 3 h, pour la fonction "charge" (classe 4) à un temps de 2 mn, et pour la classe "inacceptable", 57 heures (en prenant $\lambda_{RTGV} = 0$, à défaut de le connaître).

g) Prendre, comme temps toléré de fonctionnement à pleine puissance, le plus faible des temps ainsi calculés.

Dans cet exemple, le temps obtenu est donc 2 mn (pratiquement on exigera le passage sans délai à l'état de repli dans ce cas d'indisponibilité de deux pompes RCV).

V-2.4.2. Application de la règle

L'application de cette règle peut, dans la plupart des cas, se faire de façon simple en partant des calculs réalisés par Electricité de France et présentés dans les diverses notes d'application de la note FO 78-15, en modifiant simplement les objectifs de risque dans le cas (assez fréquent) où la perte totale de la fonction alors qu'elle est nécessaire entraîne des conséquences inacceptables. Le tableau suivant présente les résultats comparés des calculs effectués suivant les deux méthodes pour le CP1. Ces résultats sont donnés bruts, et la règle définitive à adopter devrait évidemment être simplifiée pour ne retenir que quelques classes de temps admissibles (par exemple : 0 heure, 8 heures, 24 heures, 72 heures, 7 jours, 1 mois).

L'examen de ce tableau appelle plusieurs remarques :

- l'indisponibilité d'une file d'un système redondant entraîne des temps tolérés de fonctionnement à pleine puissance voisins de 24 heures (cf. une vanne d'isolement de la cartouche 21000 ppm, une file ISBP, une file EAS, une file RRI)

- certains temps tolérés de fonctionnement n'exèdent pas une heure ; ces temps, qui conduisent tous au passage immédiat à l'état de repli, font ressortir des problèmes de fiabilité sur les systèmes concernés. Il s'agit de l'indisponibilité de deux pompes de charge, d'un demi-échangeur SEC-RRI sur chaque file avec température SEC élevée, d'un ou deux diesels, d'un diesel et de la ligne auxiliaire.

Dans le cas des pompes de charge, il est clair qu'un temps aussi faible a une origine double : la fonction "charge" est en fonctionnement permanent et a une grande importance vis-à-vis de la sûreté.

Dans le cas des alimentations électriques, ces temps résultent de la défiabilité importante des diesels et de la probabilité assez élevée de la perte totale du réseau.

Des études complémentaires sur ces sujets sont en cours ou seraient à effectuer. Leurs résultats montreront les conséquences prévisibles de la perte totale des alimentations électriques ou de la charge, les parades et modifications éventuelles à apporter à ces systèmes tant sur les tranches existantes que sur les tranches futures, de façon à améliorer la sûreté.

TABLEAU COMPARATIF DES TEMPS
D'INDISPONIBILITE

Indisponibilité	Fonction rem- plie et ac- cident la rendant nécessaire	Objectif de risque E.D.F.	Temps autorisé E.D.F.	Objectif de risque proposé	Temps autorisé proposé
2 pompes R C V	injection de sécurité HP et petite ou moyenne brèche RTV ou RTGV	10^{-6}	8 jours (1)	10^{-7}	57 h (1)
	injection aux joints n° 1 des pompes pri- maires charge	?	?	10^{-3}	3 h →0
		? (2)	? (2)	10^{-5}	2 mn
1 pompe R C V RCV 002 PO (voie B)	ISHP et brèches, RTV ou RTGV	10^{-6}	8 jours (1)	10^{-7}	57 h (1)
	injection aux joints n° 1 des pompes pri- maires charge	?	?	10^{-3}	9 jours (3) ash
		? (2)	? (2)	10^{-5}	15 h (3)
1 pompe R C V RCV 001 PO RCV 003 PO (voie A)	ISHP et brèches, RTV ou RTGV	pas de consigne		10^{-7}	14 jours (4)
	injection aux joints n° 1 des pompes pri- maires charge	?	?	10^{-3}	9 jours (3) ash
		? (2)	? (2)	10^{-5}	15 h (3)

(suite)...

Indisponibilité	Fonction rem- plie et ac- cident la rendant nécessaire	Objectif de risque E.D.F.	Temps : autorisé E.D.F.	Objectif de risque proposé	Temps autorisé proposé
1 vanne 21000 ppm RIS 32.33.34.35 VP	injection de sécurité HP et brèches...	10^{-6}	7 jours	10^{-7}	17 h
1 file ISBP	APRP	5.10^{-7}	7 jours	10^{-7}	3 jours
1 accumulateur	APRP grosse brèche	$1,2.10^{-6}$	37 h	10^{-7}	3 h
1 file EAS ou DVS	APRP	10^{-6}	7 jours	10^{-7}	29 h
1 file R R I ou SEC	APRP et per- te de l'aspersion enceinte	10^{-6}	7 jours	10^{-7}	29 h
	grippage pompes pri- maires	moins limitatif	7 jours	10^{-5}	2500 h
	injection aux joints des pompes primaires	moins limitatif		10^{-3}	20000 h
3 pompes R R I	APRP et per- te de l'aspersion enceinte	$2.10^{-6}(5)$	7 jours	10^{-7}	15 h
	grippage pompes pri- maires	10^{-5}	1 jour	10^{-5}	1 jour
	injection aux joints des pompes primaires	10^{-3}	14 jours	10^{-3}	14 jours

(suite)...

Indisponibilité	Fonction : remplie et : accident la : rendant né- : cessaire	Objectif : de : risque : E.D.F.	Temps : autorisé : E.D.F.	Objectif : de : risque : proposé	Temps : autorisé : proposé
1 pompe sur chaque file RRI ou SEC	APRP et perte de l'aspersion : enceinte : autres fonctions moins	10^{-6}	20 jours	10^{-7}	7 jours
1 demi-échangeur sur chaque file (température SEC élevée)	APRP et perte de l'aspersion : enceinte : autres fonctions moins	?	7 jours	10^{-7}	environ 30 mn → 0
1 demi-échangeur sur chaque file (température SEC basse)	APRP et perte de l'aspersion : enceinte	?	Plusieurs mois	10^{-7}	7 jours
1 pompe R R I	APRP et perte de l'aspersion : enceinte	?	Plusieurs mois	10^{-7}	calcul non effectué temps \geq 1 mois
Alimentation électrique auxiliaire	perte autres alimentations	$1,9 \cdot 10^{-5}$ (hypothèse 2)	3 jours	10^{-7}	32 h (6)
Alimentation électrique auxiliaire et 1 diesel	perte autres alimentations	$1,9 \cdot 10^{-5}$ (hypothèse 2)	2 h 30 (7)	10^{-7}	45 mn (6)

(suite)...

Indisponibilité	Fonction remplie et accident la rendant nécessaire	Objectif de risque E.D.F.	Temps autorisé E.D.F.	Objectif de risque proposé	Temps autorisé proposé
1 diesel	perte autres alimentations	$1,9 \cdot 10^{-5}$ (hypothèse 2)	10 jours	10^{-7}	45 mn (6)
2 diesels	perte autres alimentations	$1,9 \cdot 10^{-5}$ (hyp. 2)	8 h	10^{-7}	1 mn (6)
1 pompe A S G	perte poste d'eau perte alimentations électriques perte 125 V	$1,7 \cdot 10^{-6}$	5 jours	10^{-5} 10^{-7}	1100 h 16 h

REMARQUES SUR CES TABLEAUX

Les points d'interrogation correspondent: à des valeurs non précisées par Electricité de France.

- (1) La rupture de tube GV n'est pas prise en compte par Electricité de France. La sixième colonne n'en tient pas compte non plus à défaut de connaître la valeur de \rightarrow RGTV.
- (2) Il s'agit d'un oubli d'Electricité de France (cf V-2-3)
- (3) Dans ce cas, la perte de la charge semble l'accident le plus pénalisant. Dans le calcul relatif à la perte de la charge, seuls ont été pris en compte les taux de défaillance au démarrage (a) et horaire (b) d'une pompe de charge. La probabilité de perdre au bout d'un temps t les deux pompes de charge restantes est :

$$P = bt \left(a + \frac{1}{2} bt \right)$$
 avec a = 0 car non fourni dans les notes d'Electricité de France et :

$$b = 3 \times 10^{-4} / h$$
 (cette probabilité est la même pour l'injection aux joints. Seul l'objectif de risque change.)

- (4) La probabilité de perdre les deux pompes ISHP au moment d'une RTV, RTGV, ou d'un APRP petite ou moyenne brèche est pour un temps t:

$$\left(\rightarrow \text{APRP} + \rightarrow \text{RTV} + \rightarrow \text{RTGV} \right) \left[\frac{1}{2} abt^2 + \frac{1}{6} b^2 t^3 \right] \text{ avec}$$

$a = 1,9 \times 10^{-3}$ et $b = 3 \times 10^{-4} / h$ en ne comptant que la défaillance successive des deux pompes et la probabilité d'occurrence de l'accident initiateur.

- (5) Il semblerait que les objectifs de risques pris par Electricité de France ne soient pas cohérents entre eux.
- (6) Les données prises pour calculer ces temps sont : probabilité de défaillance totale du réseau pendant au moins 1 h \rightarrow = $5 \times 10^{-2} / \text{an}$
taux de défaillance d'un diesel au démarrage et y compris la conséquence de retestage : $a = 2,2 \times 10^{-2}$

Les probabilité de défaillance complète du système avec un élément indisponible sont au moins :

si l'indisponibilité provient de la source auxiliaire = $\rightarrow a^2 t$

si l'indisponibilité provient d'un diesel = $\rightarrow at$

si l'indisponibilité provient de deux diesels $\rightarrow t$

si l'indisponibilité provient de la source auxiliaire et d'un diesel $\rightarrow at$

Ces probabilités sont strictement minimales. On voit que dans le cas où un diesel et la source auxiliaire sont indisponibles, le taux de défaillance horaire \curvearrowright devrait être au moins égal au taux de défaillance horaire du transformateur de soutirage, vraisemblablement bien supérieur au taux de défaillance totale du réseau pendant plus d'une heure. Cette simplification sera utilisée à défaut de connaître le code de calcul utilisé par Electricité de France.

- (7) Electricité de France propose 8 h pour "passer la pointe" et ne pas défiabiliser le réseau.

V-2.5. Règle "déterministe"

La règle exposée au paragraphe précédent n'échappe pas à la critique qui fait l'objet du dernier alinéa du paragraphe V-2-2, à savoir les grandes incertitudes pouvant exister sur les données de fiabilité. Plus fondamentalement, on peut même se demander, à la lumière de l'accident de Three Mile Island, si une cause importante de défaillances, les erreurs humaines sont bien "probabilisables".

En conséquence, certains ingénieurs du département de sûreté nucléaire ont proposé d'élaborer une règle de caractère plus automatique, qui serait qualifiée de "déterministe". Les membres de la mission 6 ne se prononcent pas sur l'opportunité d'adopter une telle règle, qui n'est pas conforme à l'esprit de la lettre SIN 33/78, point B 29. Une règle de ce type aurait certes l'avantage de la simplicité, mais ne pourrait de toute façon s'appliquer que si ses résultats étaient jugés globalement compatibles avec ceux de la règle probabiliste exposée ci-dessus.

Une esquisse d'une telle règle qui s'appuie sur le critère de défaillance unique pourrait être la suivante :

- si le critère de défaillance unique continue à être rempli malgré une indisponibilité partielle constatée, le temps autorisé est très long (ordre de grandeur = 1 mois). Toutefois, on appliquerait en général une clause dite de "mode commun", fondée sur le raisonnement suivant : si par exemple, deux pompes RRI tombent successivement en panne, on dira qu'il y a "présomption de mode commun", et compte tenu de ce qu'il est alors probable de voir les autres pompes défaillir à leur tour pour la même raison, le passage immédiat à l'état de repli sera requis.
- si le critère de défaillance unique n'est plus respecté, un délai uniforme égal à 2 jours est autorisé. On précise que le cas des alimentations électriques devrait être traité à part, étant donné la vulnérabilité de ce système.
- si le système est, dès qu'on a constaté l'indisponibilité, hors d'état de remplir sa mission, le passage immédiat à l'état de repli est requis (ceci s'applique aux accumulateurs).

L'application de cette règle donnerait le tableau suivant, où seuls quelques exemples ont été indiqués :

INDISPONIBILITE	TEMPS AUTORISE
2 pompes R C V	0 ("MC")
1 pompe R C V voie A	1 mois
1 pompe R C V voie B	2 jours
1 pompe I S B P	2 jours
1 accumulateur	0
1 pompe R R I	1 mois
2 pompes R R I (files différentes)	0 ("MC")
2 pompes R R I (même file)	0 ("MC")
1 file R R I (excepté cas ci-dessus)	2 jours
3 pompes R R I	0 ("MC")

"MC" signifie = application de la clause de "mode commun"

V-3 AUTRES PROBLEMES

D'autres problèmes sont dans le champ de la mission 6 :

- la définition des états de repli
- les indisponibilités multiples
- l'autorisation de redivergence en indisponibilité
- la précision de la notion d'indisponibilité

Ces deux derniers points n'ont pas encore été abordés par la mission 6.

a) Etats de repli

Concernant la définition des états de repli, un premier échange de vues avec le SEPTEN et le SPT lors d'une réunion technique tenue le 18 mars 1980 a montré, sur un certain nombre de systèmes examinés, une grande convergence de vues. L'examen des autres systèmes sera entrepris lors de prochaines réunions techniques.

b) Indisponibilités multiples

La règle proposée par Electricité de France distingue deux cas :

- le cas où les indisponibilités supplémentaires n'accroissent pas l'indisponibilité de la tranche (exemple : double indisponibilité sur une même file); dans ce cas, la règle est la même que pour les indisponibilités simples
- le cas où les indisponibilités supplémentaires accroissent l'indisponibilité de la tranche : si toute une fonction devient indisponible ou si plus de deux indisponibilités affectent la tranche, l'état de repli est requis dès que possible ; si deux fonctions distinctes ont chacune une indisponibilité partielle, la méthode est la même que pour les indisponibilités simples en prenant un objectif de risque dix fois plus petit que celui choisi pour les indisponibilités simples et en tolérant le plus petit des deux temps calculés par ce moyen.

Enfin le cas d'un cumul d'indisponibilité comprenant un diesel et un autre matériel est traité à part en estimant le surcroît de défiabilité obtenu dans chaque cas.

La mission 6 n'a pas d'objection fondamentale à apporter à cette méthode, si ce n'est la critique déjà formulée au paragraphe V-2-2 sur l'objectif de risque et si ce n'est la précision de la notion de systèmes indépendants.

Les conséquences de ces deux restrictions sont les suivantes :

- dans le deuxième cas prévu par la règle Electricité de France lorsque deux fonctions distinctes ont chacune une indisponibilité partielle, l'objectif de risque attribué à la perte totale de la fonction alors même qu'elle est nécessaire passera de 10^{-4} à $10^{-4.4}$. En restant cohérent avec la demande du service central de sûreté des installations nucléaires, cela signifie des objectifs respectivement de 10^{-4} , 10^{-6} , 10^{-8} pour des conséquences de classe 3, de classe 4 et pour les conséquences inacceptables. Cela conduit dans presque tous les cas au passage dès que possible à l'état de repli.
- la règle ci-dessus s'applique pour des "fonctions distinctes". En cas d'indisponibilité cumulée avec un diesel, la dépendance est analysée à part. Il existe néanmoins d'autres couples de matériels non "indépendants" pour lesquels il peut y avoir ambiguïté sur la règle à appliquer (exemple : une pompe EAS voie A et une pompe RRI voie B sont indisponibles ; ce cas est-il à traiter comme indisponibilité de deux matériels ou comme équivalent à la perte de trois pompes RRI ?)

V-4 LA POSITION DE LA NRC

Lors de la mission effectuée à la NRC par MM. CAYOL, FOUREST et DEMARCQ, la NRC a été interrogée sur la doctrine utilisée pour définir la conduite à tenir en cas d'indisponibilité partielle d'un système important pour la sûreté.

Jack S. WESTMORE (NRR-Regulation) a répondu aux questions de la mission.

Il a déclaré qu'une approche fiabiliste des règles d'exploitation lui semblait difficile ; en effet elle supposerait la définition préalable d'un objectif global de risque et la quantification d'allocations de risque à chaque fonction et système.

Cependant dans les années 75-76 à l'occasion de la révision des spécifications techniques Westinghouse, la NRC a effectué des études de fiabilité en relatif pour évaluer l'influence de l'indisponibilité

d'une file sur la disponibilité globale d'un système redondant. Le cas de l'injection de sécurité a été plus particulièrement étudié. L'étude montre que l'indisponibilité globale à la demande de l'IS passe de 4.10^{-3} à 6.10^{-2} quand on fait passer le temps d'indisponibilité d'une file d'un jour à 10 jours. Cette influence est donc faible. (1)

Compte tenu de cette remarque, la NRC a autorisé les exploitants de réacteurs Westinghouse à porter de 48 à 72 heures le temps maximum autorisé à fonctionner en cas d'indisponibilité sur une file d'un système redondant important pour la sûreté. Cette règle donne satisfaction à l'exploitant, puisqu'elle englobe 80 % des temps de réparation des pompes.

M. WESTMORE a par ailleurs signalé à la mission, que la règle impose un temps limite de 4 heures pour les vannes d'isolement enceinte, et note lui-même l'incohérence consistant à autoriser un temps plus faible sur ce système, qui n'a pas une fiabilité intrinsèque plus faible que l'ECCS. Les exploitants ne semblent pas gênés par cette règle (les pannes étant probablement très rares), et n'ont donc pas demandé de révision. La NRC ne verrait pas d'inconvénient à la porter à 72 heures.

En réponse à une question, M. WESTMORE a rappelé la règle concernant les diesels : les temps autorisés sont de 72 heures pour l'indisponibilité d'un diesel et de 2 heures pour deux diesels. Cette règle donne également satisfaction aux exploitants, 90 % des temps de réparation étant inférieurs à 72 heures.

Il a indiqué également que la fréquence des tests sur les diesels est fonction du nombre de défaillances constatées lors de ces tests. Cette fréquence varie de 1 fois tous les 3 jours (taux de défaillance $\geq 4.10^{-2}$) à 1 fois par mois (taux de défaillance $\leq 10^{-3}$). Dans ce dernier cas, les tests s'effectuent alternativement tous les 15 jours sur l'un ou l'autre diesel.

Concernant les indisponibilités multiples, la règle est apparemment la suivante :

- si deux organes impliqués dans la même fonction sont simultanément indisponibles sur deux voies différentes, le passage à l'état de repli est requis immédiatement. Pour les alimentations électriques, l'indisponibilité d'un diesel est traitée à ce titre comme indisponibilité de la voie (l'indisponibilité simultanée du diesel voie A et de la pompe ISHP voie B entraîne le passage immédiat à l'état de repli).

*

* *

(1) Le raisonnement ainsi tenu par la NRC semble peu recevable : il peut être soumis à la même critique que la règle proposée par Electricité de France, puisqu'il compare le risque supplémentaire pris à fonctionner en indisponibilité au risque global inévitable encouru à fonctionner, en instituant implicitement une proportionnalité entre ces deux termes. L'effet pervers est le même : moins les systèmes sont fiables, plus des temps élevés d'indisponibilité semblent acceptables.

- si des indisponibilités simultanées sont constatées dans deux systèmes qui ne participent pas à la même fonction (exemple : ASG et ISHP), on applique simplement la plus contraignante des deux règles.

En résumé, M. WESTMORE a déclaré que cette question des indisponibilités partielles n'était plus d'actualité à la NRC. Les nouvelles spécifications techniques de Westinghouse établies il y a quelques années n'ont subi que des modifications très mineures depuis. Aucun programme de révision n'est envisagé du côté de la NRC et aucune demande de modification n'a été formulée récemment par les exploitants.

V-5 CONCLUSIONS

Il apparaît nécessaire aux autorités de sûreté comme au concepteur ou à l'exploitant d'avoir des règles précises en matière d'indisponibilité de matériels importants pour la sûreté. Il est important qu'une tranche fonctionne le moins possible en situation dégradée. Le domaine des indisponibilités connues est un point sur lequel il est possible d'agir pour diminuer le risque propre à une telle situation.

Le problème des règles en matière d'indisponibilité est délicat. Plusieurs approches sont possibles ; néanmoins la règle probabiliste définie dans ce chapitre comme application de la demande du service central de sûreté des installations nucléaires apparaît comme une référence avec laquelle toute autre approche doit être cohérente.

Les propositions d'Electricité de France sur ce sujet ont retenu toute l'attention de la mission 6. Quelle que soit la méthode finalement adoptée le travail de collecte de données fiabilistes pour l'ensemble des systèmes garde tout son intérêt, de même que la notion de fonction et les études des causes de défaillance qui aboutissent à la perte d'une fonction.

La règle d'Electricité de France conduit à rendre presque proportionnels défiabilité globale d'un système et temps tolérés à fonctionner à pleine puissance, ce qui a été critiqué par la mission 6 ; cette règle conduit en effet au paradoxe suivant : moins un matériel est fiable, plus le temps toléré en indisponibilité est long.

L'analyse fiabiliste et probabiliste a mis en évidence deux problèmes importants sur les diesels et sur les pompes de charge. La fréquence relativement importante de la perte du réseau (événement initiateur) et la défiabilité assez élevée d'un diesel (au démarrage et pendant la séquence de retestage), conduisent à tolérer un temps quasiment nul en cas d'indisponibilité d'une pompe.

L'application de règles sur les indisponibilités nécessite une définition précise d'indisponibilité simple (à partir de quel état de dégradation un matériel est-il réputé indisponible ?) ou multiple. L'autorisation de redivergence avec une indisponibilité doit être également examinée prochainement par la mission 6.

CHAPITRE SIX

CONNAISSANCE DES ETATS DE REFROIDISSEMENT
DU COEUR

VI-I. NECESSITE D'UNE MEILLEURE CONNAISSANCE DES ETATS DE
REFROIDISSEMENT DU COEUR

Le rapport DSN 275, tirant les premières conclusions de l'accident de Three Mile Island concernant l'approche de sûreté, a souligné la nécessité de mieux connaître certains modes de refroidissement particuliers susceptibles de jouer un rôle important en cas d'accident :

" Il s'agit :

a) du fonctionnement du circuit primaire en régime diphasique et en circulation forcée(...)

b) du fonctionnement du circuit primaire en circulation naturelle lorsque le primaire est monophasique (avec ou sans brèches) ou diphasique (avec ou sans brèches). (...)

c) du fonctionnement en "bouillotte" (...)

d) du fonctionnement sur RRA ."

Pour chacun de ces modes de refroidissement, le Département de Sûreté Nucléaire précise les analyses qu'il souhaite voir effectuées (en particulier les différents types de brèches à envisager).

Enfin, le même paragraphe du rapport DSN 275 précise : "dans l'ensemble des études précédentes le but n'est pas d'imaginer des événements initiateurs et de décrire des transitoires passant par l'un ou l'autre de ces modes : le but fondamental de ces études doit être d'explorer les limitations de ces modes de refroidissement (en terme de puissance résiduelle, de pression ou de température par exemple) et d'examiner les possibilités de passage de l'un à l'autre."

Le groupe permanent, lors de son avis consécutif à l'accident de Three Mile Island a souligné l'intérêt d'une telle démarche dans l'optique de l'amélioration des consignes de conduite à tenir en situation accidentelle et des programmes correspondants de formation du personnel. Il a recommandé que les études correspondantes soient menées sur la base de l'examen des états du circuit primaire de façon indépendante des séquences initiatrices.

Plusieurs des actions post-TMI définies par Electricité de France concourent à améliorer cette connaissance des états de refroidissement du coeur. Il s'agit :

- de l'action n° 10, qui concerne l'évaluation des quantités d'incondensables susceptibles d'être formées ou relâchées dans le circuit primaire, et des moyens à mettre en oeuvre pour faire face à une telle présence

- de l'action n° 15, qui concerne l'étude (pour le CP1) de la brèche en phase vapeur du pressuriseur

- de l'action n° 32 (approfondissement de la connaissance de certains modes de refroidissement du coeur), qui comporte des études complémentaires et des actions de Recherche et Développement, et dont la fiche de définition figure en annexe 26.

Le groupe de travail traite ce sujet dans le cadre de la mission 7. Les résultats de cette mission devraient comporter la détermination d'un certain nombre de "paramètres significatifs" des états de refroidissement du coeur. Ils doivent donc être utilisés :

- par la mission 3, pour s'assurer que ces paramètres sont bien à disposition des opérateurs, ou sinon, pour trouver les moyens à mettre en oeuvre afin de remédier à cette situation

- par la mission 8, pour utiliser ces paramètres comme moyens de diagnostic pour l'opérateur.

VI-2. LE TRAVAIL DU GROUPE

La mission 7 a reçu un dossier, établi par Framatome, comportant plusieurs documents :

- un "programme d'études du comportement des réacteurs Framatome suite à une petite brèche ou brèche intermédiaire" (note TP/CT/DC 445, révision B)

- une étude portant sur la brèche en phase vapeur du pressuriseur ($\phi = 5,44$ cm), qui est le résultat du point 151 E des actions post-TMI (note TP/CT/DC 406 révision B).

La mission 7 a jugé intéressantes les études ainsi fournies ou proposées. Il s'agit toutefois d'études de séquences, et la proposition de mise en relation entre portions de séquences et états de refroidissement du coeur contenue dans le reste TP/CT/DC 426 révision B (§ 5) n'est pas apparue satisfaisante.

Lors de la réunion technique tenue le 22 avril 1980, Electricité de France et Framatome ont proposé la démarche suivante en deux étapes :

a) identification exhaustive des états de la chaudière sur la base des combinaisons possibles des différents facteurs constitutif d'un état, et qui sont :

- le mode de refroidissement du coeur (connection forcée ou naturelle simple ou double phase, bouillotte)

- le transfert d'énergie au niveau du secondaire (échange normal ou inversé, pas d'échange)

- les apports (IS) et pertes (brèches) de fluide primaire

- la présence des incondensables

b) caractérisation des états définis précédemment par un ensemble de paramètres (ces paramètres pouvant ne pas faire l'objet actuellement de mesure ou de transmission en salle de

commande) et vérification de l'unicité de l'identification d'un état à partir des paramètres.

La première étape (point a) fera l'objet d'une présentation à la mission⁷ lors d'une réunion technique à tenir en juin 1980. Electricité de France et Framatome estiment que la deuxième étape nécessite l'achèvement des études programmées dans le cadre du point 322 E des actions post-TMI (voir ci-dessus), prévu fin septembre 1980.

Compte tenu de l'importance de cette mission pour le bon déroulement des travaux du groupe, il a été demandé en réunion plénière qu'un effort soutenu soit déployé en vue de son aboutissement rapide.

C O N C L U S I O N

CONCLUSION

Un accident est survenu le 28 mars 1979 à la centrale nucléaire de Three Mile Island. Il s'est déroulé de façon différente de toutes les séquences prévues jusqu'alors. Certains critères de conception (par exemple la tenue de la première barrière) ont été largement dépassés. Suite à cet accident, une analyse approfondie a montré l'importance des problèmes d'interface entre la machine et l'homme chargé de son fonctionnement.

Le groupe de travail sur l'interface entre conception, réalisation et exploitation s'est penché sur les consignes à appliquer par les opérateurs (consignes accidentelles et incidentelles A et I, règles en cas d'indisponibilité de certains matériels) et sur les informations à leur disposition en salle de commande.

Les consignes A et I ont été élaborées sur la base des accidents "enveloppes" contenues dans le rapport de sûreté. Outre le fait que ces accidents ne sont pas "réalistes", ils ne permettent pas de prévoir l'ensemble des situations concrètes auxquelles l'opérateur devra faire face. En conséquence quels que soient le degré de détail et les améliorations que l'on pourra apporter aux consignes, la nécessité de la bonne compréhension des phénomènes physiques par l'opérateur, mise en évidence à Three Mile Island, a été soulignée par le groupe de travail.

Ceci pose la question de la formation du personnel d'exploitation, qui n'était pas dans le cadre du travail du groupe, mais dont il a rappelé toute l'importance.

Une bonne compréhension des phénomènes peut également nécessiter l'introduction dans les consignes d'un minimum d'informations à caractère physique en regard des actions à entreprendre.

Ceci renvoie plus largement au problème du rôle exact qu'il faut attribuer aux consignes : rôle pédagogique, de simple aide-mémoire, de "check-list" à suivre pas à pas...

Par ailleurs, plusieurs processus de rédaction peuvent être envisagés : tous devront prendre en compte la nécessité d'adapter les consignes aux opérateurs ; le rôle exact de ces derniers, dans le processus devra être précisé.

En ce qui concerne les règles à appliquer en cas d'indisponibilité d'un matériel important pour la sûreté, Electricité de France a proposé une méthode qui s'appuie sur un critère de cohérence entre le risque inévitable résultant de la conception et le risque supplémentaire à fonctionner avec un matériel indisponible. Les conséquences de cette méthode ont été critiquées par la mission 6.

Pour rédiger les consignes A et I comme pour définir des règles en matière d'indisponibilité, on ne dispose donc pas de concepts qui s'imposent à priori. Les outils de conception (notion d'accident,-enveloppe, critère de défaillance unique,...) ne semblent apporter ainsi que des réponses partielles aux questions suscitées par l'exploitation. De même une partie importante du travail fourni sur les consignes A et I vise à réduire les possibilités et l'impact éventuel des erreurs humaines (proposition sur la forme des consignes, introduction de points d'arrêt...). Les études fiabilisées sont utilisées pour établir des règles en matière d'indisponibilité ne prennent pas plus en compte les "défaillances" d'origine humaine. Le comportement humain, objet non quantifiable et difficile à modéliser, impose donc de mettre en oeuvre des méthodes pragmatiques afin de traiter les problèmes d'exploitation (analyse d'incidents comportant des erreurs humaines, travail sur la formation, analyse de la fréquence et des causes de l'application des spécifications techniques pour les indisponibilités...).

L'attention portée au comportement humain ne saurait toutefois faire oublier l'importance que l'on doit attacher à une meilleure connaissance du fonctionnement de la chaudière, notamment en situation accidentelle. Il s'agit d'études de séquences particulières (perte totale des alimentations électriques, A.T.W.S...) ou d'une réflexion approfondie sur les paramètres caractéristiques des états de refroidissement du coeur. Ce dernier point qui concerne le travail de la mission 7 est actuellement à l'étude chez Electricité de France et le constructeur. Le groupe a eu l'occasion de rappeler toute l'importance qu'il attache à la conclusion de ce travail qui conditionne l'avancement d'autres missions d'analyse.

ANNEXE 1

LETTRE SIN 2315-79 DU 3 AOUT 1979

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

SERVICE CENTRAL DE SURETE
DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES

Le 3 AOUT 1979

99, rue de Grenelle - 75700 PARIS
Téléphone : 555 93 00
Télex : SURATOM 204 336 F -

SIN N° 2315/79

Objet : Principaux enseignements à tirer
de l'accident survenu le 28 mars 1979
sur la centrale nucléaire de
Three Mile Island.

Monsieur,

Electricité de France a entrepris à la suite de l'accident survenu le 28 mars 1979 sur la centrale nucléaire de Three Mile Island un certain nombre de réflexions, d'études ou d'essais complémentaires destinés à tirer de cet accident tous les enseignements utiles pour la sûreté des tranches nucléaires dont il est exploitant.

Il a, en réponse à la demande faite par celui-ci, présenté ces actions au directeur de la qualité et de la sécurité industrielles et m'en a adressé une analyse technique plus détaillée le 18 mai dernier. Il a, à cette même date, transmis un certain nombre de précisions complémentaires qui lui avaient été simultanément demandées et a rendu compte de certaines modifications qu'il avait effectuées ou envisageait de mettre en oeuvre à la suite des instructions du directeur de la qualité et de la sécurité industrielles, notamment pour ce qui concerne la mise en service de l'injection de sécurité sur les tranches nucléaires antérieures à celles du premier contrat pluriannuel.

Ces différentes indications ont fait l'objet, compte tenu des informations actuellement disponibles sur l'accident, d'un examen approfondi par mon service et ses appuis techniques, notamment le groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires.

Cet examen a fait apparaître tout l'intérêt des actions nouvelles proposées par votre établissement et a également montré que certaines autres actions antérieurement demandées à votre établissement ou entreprises par celui-ci présentaient un intérêt tout particulier à l'égard de l'accident précité. Méritent tout spécialement d'être cités, à cet égard, les études post-accidentelles, les études de certaines situations hautement hypothétiques et les études de fiabilité des systèmes importants pour la sûreté, les actions de qualification systématique des matériels aux conditions accidentelles ou certaines études plus ponctuelles telles que celle qui concerne la mise en place de mesures dans l'enceinte capables de fournir des indications sur les conditions d'ambiance à l'intérieur de celle-ci en cas d'accident.

.../...

Cet examen a fait enfin apparaître la nécessité d'entreprendre un certain nombre d'autres actions.

Je citerai tout d'abord l'approfondissement de la réflexion sur l'interface entre les conditions de conception et de réalisation des installations et leurs conditions d'exploitation. Je souhaite constituer sur ce point en septembre prochain un groupe de travail auquel je vous demande de bien vouloir vous faire représenter. Ce groupe aurait pour mission, dans un premier temps avant le 1er janvier 1980, sur la base des propositions d'Electricité de France, de passer en revue, en tenant compte des informations mises à la disposition des opérateurs, les règles générales d'exploitation et les consignes afin notamment de s'assurer de leur clarté et de leur cohérence et, en tant que de besoin, de proposer de premières améliorations dans ces règles ou consignes, dans les automatismes ou dans les informations mises à la disposition des opérateurs. Dans un second temps, ce groupe pourrait, sur la base des propositions d'Electricité de France, procéder à une réflexion plus fondamentale sur ces mêmes sujets, réflexion qui devrait utiliser largement les trois types d'études précitées et qui pourrait permettre d'aboutir à des améliorations plus importantes. Ce groupe pourrait également mettre en évidence l'intérêt que présenterait la réalisation de certains automates. J'attacherais du prix à disposer du rapport de ce groupe avant le 1er janvier 1981.

La réflexion sur la formation du personnel, sur l'amélioration de l'utilisation faite à cet égard des études générales de conception -- comme des études précitées et des simulateurs me paraît également de nature à se révéler très fructueuse. Un groupe de travail a été constitué sur ces sujets. Je souhaite que ce groupe me remette son rapport avant le 1er janvier 1980.

Un troisième point me paraît tout particulièrement important : l'analyse systématique des incidents survenant lors de l'exploitation ou des essais des tranches nucléaires. A cet égard, je vous demande de bien vouloir établir en liaison avec le service de la production thermique d'Electricité de France et me transmettre chaque semestre un bilan des principaux incidents survenus durant ce semestre, de l'analyse qu'en a faite votre établissement, des enseignements qu'il en a tirés notamment pour ce qui concerne les études de conception ou de fiabilité, et en tant que de besoin des dispositions complémentaires qu'il a prises ou envisagées de prendre sur la tranche concernée et sur les autres tranches qu'il exploite.

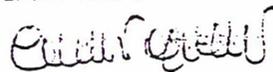
Vous trouverez, d'autre part, en annexe à la présente lettre la liste d'un certain nombre d'autres actions qui me paraissent présenter un intérêt particulier. Cette liste correspond pour certains points à des propositions de votre établissement, pour d'autres points à des aspects apparus lors de l'examen précité mené par mon service et ses appuis techniques. Les points, dont l'intérêt a été confirmé par cette analyse, mais qui avaient fait l'objet de demandes antérieures faites à votre établissement n'ont par contre pas été réexplicités dans cette annexe.

Je vous prie de bien vouloir entreprendre ou poursuivre, pour ce qui concerne la direction de l'équipement en liaison avec le service de la production thermique d'Electricité de France - à qui j'adresse une lettre analogue à la présente lettre - ces actions et me transmettre, dans les délais qui y sont précisés, les dossiers correspondants.

Je précise que la plupart de ces actions concernent l'ensemble des tranches nucléaires de 900 MWe et de 1300 MWe dont Electricité de France est exploitant, mais que les délais précisés dans l'annexe à la présente lettre correspondent aux actions à mener sur les tranches de 900 MWe. Vous voudrez bien me préciser, dans chaque cas, dans quels délais une adaptation pourrait être effectuée aux tranches de 1300 MWe et, dans les cas où les dossiers ne sont présentés que pour certaines tranches de 900 MWe, aux autres tranches de 900 MWe.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments distingués.

Le Chef du Service Central
de Sûreté des Installations Nucléaires



Christian de TORQUAT

P.J. : 1

Monsieur le Chef du Service Etudes
Projets Thermiques et Nucléaires
Tour EDF - GDF
Cedex n° 8
92080 - PARIS LA DEFENSE

Copie : MM. KOSCIUSKO-MORIZET

de TORQUAT
COGNE
BARTHELEMY
CHARBONNEL
CLEMENT
HALPERN
LEVY
NOGUES
OURY

FAUVE
TANGUY - IPSN/CEN FAR
DSN
LAVERIE

A N N E X E

1°) - REFROIDISSEMENT DU COEUR DU REACTEUR.

Afin d'améliorer les consignes d'exploitation en situation accidentelle et les programmes de formation correspondants, Electricité de France poursuivra et approfondira le programme d'études qu'il a entrepris pour acquérir une meilleure connaissance des principaux modes de refroidissement du coeur dans les diverses situations de fonctionnement envisageables. Il poursuivra en particulier ses études sur le comportement du circuit primaire en cas de brèche de différentes sections afin notamment de mieux préciser les conditions dans lesquelles, s'il y a lieu, l'isolement de l'organe défaillant doit être recherché.

A cet égard, il transmettra en particulier au service central de sûreté des installations nucléaires :

- un programme détaillé de ces études avant le 1er octobre 1979,
- un bilan des connaissances relatives au refroidissement en circulation naturelle en simple phase avant le 1er décembre 1979,
- les premiers résultats des études correspondant aux autres modes de refroidissement avant le 1er juillet 1980, y compris en envisageant le cas d'une brèche sur le circuit de refroidissement à l'arrêt et en tenant compte des connaissances applicables aux problèmes liés aux écoulements diphasiques dans les tuyauteries,
- un bilan des possibilités d'utilisation exceptionnelles du circuit de refroidissement à l'arrêt pour refroidir le coeur en situation dégradée du réacteur avant le 1er janvier 1981,
- un premier bilan des études et essais de recherche et de développement relatifs au comportement des générateurs de vapeur en cas de dénoyage de la partie secondaire et en cas de passage en régime diphasique côté circuit primaire avant le 1er janvier 1981.

.../...

2°) - CIRCUIT PRIMAIRE.

2.1 - Electricité de France étudiera quelles dispositions pourraient être envisagées pour évacuer les gaz incondensables qui se seraient formés dans le circuit primaire ainsi que l'intérêt et les inconvénients éventuels sur le plan de la sûreté de ces dispositions. Il transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires dans une première étape, avant le 1er décembre 1979, un dossier définissant les moyens pratiques envisageables à cet égard et en seconde étape, avant le 1er avril 1980, une étude complète du fonctionnement ainsi qu'une évaluation de l'intérêt et de la sûreté du système envisagé.

2.2 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires au fur et à mesure de leur acquisition les résultats d'essais de la robinetterie d'isolement du circuit primaire principal et des circuits de réfrigération à l'arrêt. Une synthèse d'ensemble de ces résultats d'essais sera transmise avant le 1er décembre 1979. Un bilan des enseignements qu'en tire Electricité de France, en tant que de besoin accompagné d'un programme d'application pour les tranches nucléaires en exploitation ou en cours de construction, sera transmis avant le 1er janvier 1980.

2.3 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er janvier 1980 un dossier d'études des dispositions qui pourraient être prises pour réduire le nombre de sollicitations des soupapes de décharge du pressuriseur ou du circuit de refroidissement à l'arrêt et pour éliminer les ouvertures intempestives de celles-ci.

3°) - SYSTEMES DE SAUVEGARDE.

3.1 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er avril 1980, une étude des défaillances du circuit de refroidissement de secours des générateurs de vapeur permettant notamment de mettre en évidence les événements initiateurs d'incidents et précisant, en tant que de besoin, les dispositions complémentaires qui pourraient être envisagées pour réduire le nombre de ces événements. L'étude portera notamment sur l'influence de divers modes communs tels que les risques de gel, le mauvais fonctionnement de la réfrigération des paliers des pompes, les erreurs d'exploitation.

.../...

3.2 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er avril 1980 une étude de la possibilité d'utiliser les circuits d'eau d'alimentation principale des générateurs de vapeur en cas de défaillance de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur. Il transmettra, en complément, au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er Juillet 1980, une évaluation des avantages et inconvénients éventuels que pourrait présenter une diminution du nombre de mises en service de l'alimentation de secours par un meilleur usage de l'alimentation principale des générateurs de vapeur.

3.3 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er janvier 1980, un dossier évaluant l'intérêt pour la sûreté de la possibilité d'effectuer un isolement automatique des ventilations et des lignes d'évacuation des effluents liquides de l'enceinte de confinement à partir de mesures d'activité dans l'enceinte dans les divers cas où la fonction d'injection de sécurité est normalement inhibée. Ce dossier définira, avec toutes les justifications nécessaires, également les conditions de réalisation éventuelle (nature, emplacement, redondance des capteurs, etc...) d'un tel dispositif.

4°) - BATIMENT DES AUXILIAIRES NUCLEAIRES ET BATIMENT DE STOCKAGE DES ELEMENTS COMBUSTIBLES.

4.1 - Electricité de France établira une étude des risques liés à une contamination éventuelle de certains locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires et du bâtiment de stockage des éléments combustibles. Il examinera notamment les locaux susceptibles d'être contaminés, les quantités d'effluents radioactifs susceptibles d'être présentes dans les locaux concernés en prenant en compte une activité volumique du circuit primaire correspondant aux conditions les plus pénalisantes décrites dans le rapport provisoire de sûreté, le cheminement de cette contamination dans les différents locaux ; il évaluera enfin l'ordre de grandeur des conséquences radiologiques susceptibles d'en résulter.

Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires, avant le 1er avril 1980, un premier bilan de ces études ; les conséquences qu'il envisage d'en tirer, notamment pour ce qui concerne la réalisation et l'usage, en exploitation, des ouvertures seront présentées au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er juillet 1980.

4.2 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er octobre 1979, le calendrier de réalisation de la télécommande de mise en oeuvre des pièges à iodes sur le circuit de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires des tranches nucléaires à l'exception de celles de Fessenheim, pour lesquelles une étude de la faisabilité et de l'intérêt de telles dispositions sera transmise au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er janvier 1980.

5°) - EFFLUENTS RADIOACTIFS.

Electricité de France poursuivra les études qu'il a entreprises sur la possibilité de stocker les effluents fortement contaminés à l'intérieur du bâtiment réacteur dans des circonstances exceptionnelles.

En particulier, il transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires, avant le 1er octobre 1979, un dossier précisant les conséquences pour les matériels importants pour la sûreté de la présence d'une quantité importante d'eau dans la partie basse de ce bâtiment.

Il transmettra également à ce service, avant le 1er juillet 1980, un bilan complet des possibilités existantes de stockage, de traitement ou de transfert des effluents fortement contaminés ; ce bilan permettra notamment d'apprécier la faisabilité de la solution précitée ainsi que son intérêt et ses inconvénients sur le plan de la sûreté.

6°) - MESURE ET INSTRUMENTATION.

6.1 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires avant le 1er octobre 1979, une étude préliminaire précisant, dans ses principes, un dispositif qui pourrait être utilisé pour permettre à l'opérateur de connaître aisément l'écart entre la température de l'eau primaire et sa température d'ébullition, à la sortie des assemblages combustibles du coeur, dans les différents états de fonctionnement du réacteur. Il transmettra également à ce service, avant le 1er décembre 1979, une étude de réalisation de ce dispositif.

6.2 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires, avant le 1er avril 1980, un bilan des diverses possibilités envisageables pour apprécier le niveau d'eau dans la cuve dans les différents états de fonctionnement du réacteur.

6.3 - Electricité de France poursuivra les études qu'il a entreprises pour élargir la gamme de lecture des mesures de température du coeur. Il transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires, avant le 1er décembre 1979, un bilan de ces études.

6.4 - Electricité de France transmettra au service central de sûreté des installations nucléaires, avant le 1er octobre 1979, un dossier précisant pour la robinetterie des circuits importants pour la sûreté dont l'état est signalé en salle de commande, la nature des dispositifs ayant permis d'acquérir les informations correspondantes. Il transmettra à ce service avant le 1er janvier 1980 une étude précisant les possibilités d'inhibition de certaines alarmes dans les diverses situations de fonctionnement des tranches nucléaires.

ANNEXE 2

LETTRE SIN 3526-79 DU 29 NOVEMBRE 1979

MINISTERE DE L'INDUSTRIE

DIRECTION DE LA QUALITE
T DE LA SECURITE INDUSTRIELLES'
SERVICE CENTRAL DE SURETE
DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES

Paris, le 29 NOV. 1979

99, rue de Grenelle - 75700

Téléphone : 555 93 00

Télex : SURATOM 204 336 F

COPIE

SIN n° 3526/79

Note pour destinataires in fine.

Objet : Groupe de travail sur les interfaces
entre conception, réalisation et ex-
ploitation.

Réf. : Lettres SIN n° 2315 et 2316/79
du 3 août 1979.

Par lettres citées en référence, le chef du service central de sûreté des installations nucléaires a fait connaître à Electricité de France son intention de créer un groupe de travail chargé de l'approfondissement de la réflexion sur les interfaces entre les conditions de conception et de réalisation des centrales nucléaires et leurs conditions d'exploitation.

Conformément à ce qui a été convenu lors de la première réunion de ce groupe de travail qui s'est tenue le 31 octobre 1979 et dont vous trouverez en première pièce jointe copie du compte rendu, je vous prie de bien vouloir trouver en seconde pièce jointe à la présente note un document intitulé : "Groupe de travail sur les interfaces entre conception, réalisation et exploitation : première liste provisoire des "missions" d'analyse".

Ce document définit les diverses actions lancées par le service central de sûreté des installations nucléaires et ses appuis techniques pour analyser les propositions d'Electricité de France relatives aux interfaces rappelées ci-dessus.

Je vous serais reconnaissant de bien vouloir faire en sorte que les réunions techniques, et éventuellement les transmissions de documents déjà existants évoquées dans cette note, puissent avoir lieu dans les meilleures conditions.

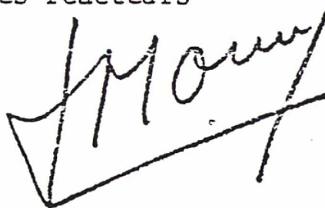
.../...

Au plan pratique, chacune de ces missions d'analyse sera accomplie par un groupe d'ingénieurs appartenant aux directions interdépartementales de l'industrie, au département de sûreté nucléaire ou au service central de sûreté des installations nucléaires.

Je vous communiquerai très prochainement une première liste de ces ingénieurs afin de permettre tous les contacts techniques utiles entre spécialistes.

M. BERTRON	E.D.F. - S.P.T.
CAPEL	E.D.F. - S.P.T.
CHARLES	FRAMATOME
GERY	E.D.F. - SEPTEN
LABAT	E.D.F. - REAM

Le Chef de la division des autorisations
des réacteurs



J.M. OURY

ies (avec P.J.)

MM. BARTHELEMY
LAVERIE
AVENAS
FURET
HALPERN
NOGUES
OURY

MME BANZEPT

ANNEXE 3

DEFINITION DES MISSIONS D'ANALYSE

GRUPE DE TRAVAIL SUR LES INTERFACES
ENTRE CONCEPTION, REALISATION ET EXPLOITATION

Première liste "missions" d'analyse

Dans le cadre du groupe de travail sur les interfaces entre conception, réalisation et exploitation, ont été définies les missions d'analyse suivantes qui seront menées sur la base des propositions d'Electricité de France.

1) - COHERENCE DES AUTOMATISMES ET DES CONSIGNES A ET I AVEC LES ETUDES D'ACCIDENT - VALIDATION DES CONSIGNES

I.1. Définition et échéances

Cette mission consiste à :

- a- vérifier la cohérence interne des consignes. Echéance : début 1980,
- b- vérifier que l'action des automatismes et l'application des consignes A et I concourent bien à mettre en oeuvre les actions à court terme prévues par les études d'accident. Echéance : début 1980,
- c- établir la liste des consignes d'exploitation qui n'ont pas encore été "testées" et, pour celles qui ne peuvent l'être, préciser les moyens envisageables pour corriger cette situation (utilisation de simulations). Echéance : (pour la liste) début 1980.

I.2. Méthodes de travail

Seront utilisés :

- les rapports de sûreté et documents disponibles sur les automatismes (la liste devra en être établie très rapidement),
- les études d'accidents,
- les consignes A et I,
- les documents établis par Electricité de France au fur et à mesure du déroulement des travaux du groupe 251E.

En outre, les éclaircissements techniques éventuellement nécessaires pourront être obtenus en groupant les demandes au cours de réunions techniques avec les experts d'Electricité de France ou de Framatome ; ces réunions pourraient avoir une fréquence mensuelle ou bimensuelle. Les documents éventuellement établis dans le cadre des travaux antérieurement menés de vérification de cohérence entre études et consignes pourront également être utilisés.

2) - COHERENCE DES AUTOMATISMES ET DES CONSIGNES A ET I AVEC LES ETUDES POST-ACCIDENTELLES

2.1. Définition et échéances

Cette mission consiste à :

a- vérifier que l'action des automatismes et l'application des consignes concourent bien à mettre en oeuvre les solutions prévues à long terme dans les études post-accidentelles remises par Electricité de France à la mi-1979. Echéance : début 1980,

b- définir les nouvelles études post-accidentelles ou les prolongements d'études éventuellement nécessaires : Echéance : février 1980,

c- poursuivre le travail pour les études reçues après la mi-1979. Echéance : bilan d'avancement milieu 1980 ; achèvement fin 1980.

2.2. Méthode de travail

Analogue à 1.2., les études post-accidentelles étant substituées aux études d'accident.

3) - COHERENCE DES AUTOMATISMES ET DES CONSIGNES A ET I AVEC LES INFORMATIONS DISPONIBLES POUR L'OPERATEUR

3.1. Définition et échéances

Cette mission consiste à :

a- vérifier que l'opérateur dispose effectivement en salle de commande de toutes les informations (instrumentation, signalisation) nécessaires au suivi de l'action des automatismes et à l'application des consignes A et I. Echéances : bilan d'avancement début 1980 ; achèvement milieu 1980

b- examiner la signification réelle des paramètres mesurés et la fiabilité des informations reportées en salle de commande, (par exemple, fins de course situées sur la motorisation et non sur la tige des vannes, signal d'ouverture de soupape par le solénoïde et non par la position réelle de l'organe) Echéances : bilan d'avancement début 1980 ; achèvement milieu 1980.

c- vérifier que la disponibilité des informations ne risque pas d'être altérée par les incidents (qualification des chaînes d'instrumentation, interactions entre systèmes,...). Echéance : milieu de l'année 1980.

d- examiner les moyens de communication disponibles au sein de l'installation. Echéance : milieu 1980.

Ces actions seront menées d'abord dans le cadre CPl échéances ci-dessus puis pour Fessenheim et Bugey. Elles pourront conduire à des recommandations pour les 1300 MWe (échéance fin de l'année 1980).

3.2. Méthodes de travail

Seront utilisés :

- les documents transmis par Electricité de France dans le cadre des actions 27,
- les dossiers de fonctionnement des systèmes et les rapports de sûreté,
- les dossiers de qualification des systèmes.

Des visites de surveillance spécifiques seront en outre effectuées par les membres du groupe inspecteurs des installations nucléaires de base et travaillant sur cette mission.

4) - INHIBITION DES SYSTEMES DE SAUVEGARDE

4.1. Définition et échéances.

Cette mission consiste à vérifier que les informations à la disposition de l'opérateur lui permettent d'établir sans ambiguïté un diagnostic de la situation avant d'appliquer une consigne conduisant à arrêter une action de sûreté enclenchée automatiquement ou à inhiber sa mise en route. Echéance : début 1980.

Elle étudiera également les conséquences d'inhibition au cas où surviendrait certains accidents (exemple : cas où l'injection de sécurité est inhibée) et examinera les propositions correspondantes d'Electricité de France. Echéance : mi-1980. Elle étudiera enfin dans les mêmes conditions l'influence de certaines autres actions importantes (exemple : arrêt des pompes primaires). Echéance : fin 1980.

4.2. Méthodes de travail

L'une des notes du 18 Mai 1979 amendée par Electricité de France et les documents issus de l'action post-Three Mile Island n° 37 pourront servir de première base de travail. La mission précisera au groupe de travail principal les autres documents qui lui sont nécessaires.

5) - ANALYSE ET JUSTIFICATION DES ECARTS ENTRE CONSIGNE DE TRANCHES DIFFERENTES - INTERET D'UNE NORMALISATION

5.1. Définition et échéances :

Cette mission consiste à :

a- analyser les différences constatées par Electricité de France entre les consignes des différentes tranches en tenant compte des particularités éventuelles de celles-ci, et examiner les propositions d'Electricité de France pour une normalisation éventuelle. Cette mission débute au fur et à mesure que les consignes sont examinées par les missions 1 et 2 ; elle doit s'achever avec un décalage de deux mois au plus,

b- examiner les propositions d'Electricité de France pour assurer que les modifications de systèmes ou de consignes effectuées sur une tranche sont connues des autres tranches et les écarts éventuels justifiés. Echéance : peut débiter maintenant ; limite non précisée à ce jour.

5.2. Méthode de travail.

L'examen des consignes de Fessenheim et de Bugey sera effectué sur la base des consignes CPI modifiées éventuellement par les résultats de la mission 1.

Le cas échéant des visites de surveillance permettront de mieux apprécier la portée de certaines différences.

.../...

6) - ETUDE DES PROBLEMES D'INDISPONIBILITE DES MATERIELS IMPORTANTS POUR LA SURETE

6.1. Définition et échéances.

Cette mission consiste à :

- a- préciser la notion d'indisponibilité : nature de l'indisponibilité (entretien, panne totale, défaut de fonctionnement, importance de la panne...),
- b- réexaminer les spécifications techniques et leurs modalités d'application en exploitation, en vue notamment de traiter les questions de cumuls d'indisponibilités et d'autorisation de redivergence en cas d'indisponibilité d'un matériel ; ceci en tenant compte des informations recueillies à Bugey et à Fessenheim,
- c- examiner l'état de repli à rejoindre en fonction de l'état initial de la tranche et des indisponibilités. Echéance : mi-1980.

6.2. Méthodes de travail

La mission commencera par examiner les deux notes de principe respectivement amendées et à fournir par Electricité de France ainsi que les enseignements à tirer de Bugey et de Fessenheim.

7) - EXAMEN DES ETATS POSSIBLES DE REFROIDISSEMENT DU COEUR ; ANALYSE DE LEUR STABILITE ET DES PASSAGES DE L'UN A L'AUTRE ; EXAMEN DES PARAMETRES CARACTERISTIQUES

7.1. Définition et échéances :

Cette mission consiste d'abord à examiner les documents annoncés par Framatome lors des travaux du groupe permanent sur Three Mile Island, documents recensant les différents états caractéristiques conditionnant le refroidissement du coeur (convection naturelle, une pompe en service, deux pompes en service, diphasique avec brèche...).

Elle consiste ensuite à examiner leurs limites et les possibilités de passage de l'un à l'autre (volontaire ou la suite d'incidents). Sur cette base examiner comment ont été déterminés les paramètres jugés les plus représentatifs par Electricité de France et Framatome et analyser pour chacun d'eux, toujours sur la base des propositions d'Electricité de France et de Framatome, les cas où ces paramètres risquent de ne pas être représentatifs (exemple du niveau pressuriseur).

Cette mission étudiera enfin en tenant compte de ce qui précède et sur la base des propositions d'Electricité de France et de Framatome les paramètres dont l'évolution est significative pour caractériser un état. Cette mission doit débiter sans délai ; elle devrait être achevée au milieu de l'année 1980.

.../...

7.2. Méthode de travail

Cette mission travaillera d'abord sur la base des documents évoqués dans le cadre rappelé ci-dessus et des documents issus de l'action post-Three Mile Island n° 32 ; elle définira le cas échéant les autres documents nécessaires et présentera ses propositions en séance plénière du groupe de travail.

8) - REFLEXIONS A LONG TERME SUR LA NATURE DES INFORMATIONS DISPONIBLES ET SUR LES MOYENS DE DIAGNOSTIC

8.1. Définition et échéances.

Cette mission commencera à travailler sur la base des premières conclusions des missions 3 et 7.

a- cette mission examinera tout d'abord la nature, la forme et la fiabilité des paramètres utilisés (résultats de la mission 3) ou considérés comme particulièrement caractéristiques (résultats de la mission 7),

b- elle examinera également les critères retenus pour effectuer le report des informations en salle de commande et pour regrouper les alarmes,

c- elle examinera aussi les propositions d'Electricité de France en matière de nouvelles informations éventuellement plus élaborées ou plus synthétiques en incluant pour les réacteurs futurs la possibilité de mieux utiliser l'ordinateur,

d- elle examinera enfin les propositions d'Electricité de France pour ce qui concerne la conception générale de la salle de commande, nature et forme des données enregistrées, moyens utilisables par l'opérateur pour s'assurer du bon fonctionnement des systèmes ou des actions qu'il a décidées, usage d'un ordinateur de diagnostic ou de contre diagnostic (?)... L'éventualité d'une dégradation des indications disponibles en salle de commande devra aussi être prise en compte.

(NB ; Les réflexions des points c et d ne pourront se concrétiser que dans une étape ultérieure.

8.2. Méthode de travail

La mission utilisera au départ les mêmes documents que la mission 3, puis les conclusions de celle-ci, les conclusions de la missions 6, les documents en provenance des Etats-Unis. Elle devra définir également les autres documents qui pourraient lui être nécessaires (propositions d'Electricité de France).

Elle entreprendra dans un premier temps une réflexion sur la façon de s'assurer de la fiabilité d'un paramètre mesuré.

.../...

- 9) - PRESENTATION DES CONSIGNES ET DES ALARMES ; ROLE RESPECTIF DES CONSIGNES ET DES RGE ; FORME ET CONTENU DES FICHES D'ALARME. CONDITIONS D'ETABLISSEMENT DU "DIAGNOSTIC" PAR LES OPERATEURS.

Cette mission ne débutera pas immédiatement ; seules seront effectuées dans un premier temps quelques visites de surveillance. Puis seront examinées les propositions d'Electricité de France.

- 10) - CONCLUSIONS GENERALES QUANT A L'USAGE DES AUTOMATISMES, A L'INTERET DE MINI SIMULATEURS, A LA FORMATION...

Même remarque qu'en 9 ci-dessus.

ANNEXES 4 ET 5

LISTE DES PARTICIPANTS AUX MISSIONS D'ANALYSE

LISTE DES MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

A N N E X E 4

LISTE DES PARTICIPANTS AUX MISSIONS D'ANALYSE

MISSION 1 DORE, PERROT, DEMARCQ
MISSION 2 FOUREST, PERROT, DEMARCQ
MISSION 3 ZERMIZOGLOU, DEBES, ROCHE, CORNIER, BOYE
MISSION 4 GOMOLINSKY, DEBES, ROCHE, CORNIER, BOYE
MISSION 5 DORE, DEBES, ROCHE, FLODERER
MISSION 6 ZERMIZOGLOU, PERROT, DEMARCQ
MISSION 7 CORNILLE, PERROT, DEMARCQ, AVENAS, DEBES, SCHAUMBURG
MISSION 8 GOMOLINSKY

Les noms soulignés correspondent aux coordonnateurs de mission. La coordination au sein du Département de Sécurité Nucléaire est assurée par Monsieur DROULERS.

A N N E X E 5

LISTE DES MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

MM.	CHARLES	FRAMATOME	MM.	PELCE	D.S.N.
	BERTRON	E.D.F.-SPT		ZERMIZOGLOU	D.S.N.
	CAPEL	E.D.F.-SPT		BOYE	DII-Centre
	BAUDRY	E.D.F.-SEPTEN		CORNIER	DII-Nord-Pas-de Calais
	GERY	E.D.F.-SEPTEN		DEBES	DII-Rhône-Alpes
	LABAT	E.D.F.-REAM		FLODERER	DII-Alsace
	CHEROT	D.S.N.		ROCHE	DII-Rhône-Alpes
	CORNILLE	D.S.N.		SCHAUMBURG	DII-Bourgogne Franche-Comté
	DORE	D.S.N.		AVENAS	S.C.S.I.N.
	DROULERS	D.S.N.		DEMARCO	S.C.S.I.N.
MME.	DUPUIS	D.S.N.		FURET	S.C.S.I.N.
MM.	FOUREST	D.S.N.		NOGUES	S.C.S.I.N.
	GOMOLINSKY	D.S.N.		OURY	S.C.S.I.N.
				PERROT	S.C.S.I.N.

ANNEXE 6

COMPTES RENDUS DES REUNIONS DU GROUPE DE TRAVAIL.

DES :	31	OCTOBRE	1979
	7	DECEMBRE	1979
	22	JANVIER	1980
	29	FEVRIER	1980
	28	MARS	1980
	29	AVRIL	1980

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

DIRECTION DE LA QUALITÉ
ET DE LA SÉCURITÉ INDUSTRIELLES
SERVICE CENTRAL DE SÛRETÉ
DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES

Paris, le
99, rue de Grenelle - 75700
Téléphone : 555 93 00
Télex : SURATOM 204 336 F

SIN n°

GROUPE DE TRAVAIL SUR LES INTERFACES

ENTRE CONCEPTION, RÉALISATION ET EXPLOITATION

Compte rendu de la réunion du 31 octobre 1979

I - Présentation des actions Electricité de France post TMI n° 25 et 29, par Monsieur CAPEL

Dans un premier temps, le groupe 251 E d'Electricité de France procède avant la fin de 1979 à une revue critique des consignes accidentelles (A) et incidentelles (I) sur le plan de la clarté et sur celui de la cohérence avec les résultats des études d'accident et de fonctionnement. Une liste exhaustive des consignes A et I, regroupées par familles, a été adressée. Le groupe 251 E se réunit tous les quinze jours : un compte rendu des analyses effectuées est adressé au Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires.

Avant la fin de 1979, la réflexion s'appuie sur les études A et post-accidentelles telles que transmises jusqu'à mi-79, et concerne uniquement le CPI. Les écarts avec Bugey et Fessenheim seront étudiés ultérieurement, ainsi que les règles générales d'exploitation.

Dans un deuxième temps, avant la fin 1980, le groupe élargira ses réflexions dans le domaine de la conduite des réacteurs, en particulier sur la conception et la présentation des consignes. Il pourra proposer un approfondissement de certaines études, une réorganisation et une clarification des consignes, une automatisation plus poussée, des actions de formation spécifiques...

.../...

2 - Présentation des actions Electricité de France post TMI n° 26, par Monsieur GERY

Plusieurs réflexions sur les règles d'exploitation en cas d'indisponibilité de matériels importants pour la sûreté sont en cours à Electricité de France. Ces réflexions concernent les défaillances simples ou multiples.

Un tableau hebdomadaire est établi à Bugey, indiquant les événements simultanés entraînant l'application des spécifications techniques de sûreté.

Dans le cadre de cette action, Electricité de France analysera en particulier la conduite à tenir dans deux cas importants :

- risque de dépassement de temps d'indisponibilité alloué,
- examen des défaillances uniques qui n'obligent pas à l'arrêt, mais interdisent le redémarrage après arrêt.

3 - Mise en place des procédures de travail du groupe

Deux points sont abordés : l'organisation du travail par le Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires et la communication au Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires des travaux d'Electricité de France.

3.1. Organisation du travail par le SCSIN

Un certain nombre de missions seront définies. Elles correspondront à des demandes d'action ou de réflexion faites à Electricité de France : il sera nécessaire que toutes réunions techniques de travail ou communication de documents aient lieu dans les meilleures conditions.

Le suivi de chaque mission sera assuré par un groupe composé de quelques personnes issues du D.S.N., du S.C.S.I.N. ou de D.I.I. Un coordonnateur, en général issu du DSN, sera désigné pour chaque mission. Il tiendra informé le S.C.S.I.N. du bon déroulement de la mission du groupe. Le S.C.S.I.N. conviera en tant que de besoin certains membres d'un groupe particulier à une réunion plénière du groupe de travail.

Enfin, M. DROULERS assurera une coordination d'ensemble des actions du département de sûreté nucléaire.

3.2. Communication

La liste complète des documents utilisés par Electricité de France doit être fournie au S.C.S.I.N.; les documents cités dans cette liste qui n'auraient pas été transmis au S.C.S.I.N. devront être transmis également.

Electricité de France transmettra, dans les meilleurs délais au S.C.S.I.N. les comptes rendus des réunions correspondants aux actions 25 et 29.

Enfin comme indiqué ci-dessus, toutes réunions de travail pourront être organisées avec les groupes correspondant aux diverses "missions".

4 - Conclusion

Le S.C.S.I.N. demande dès maintenant 5 exemplaires des consignes Accidentelles et Incidentelles telles qu'elles existent actuellement

Une liste précise, mais non encore exhaustive, des missions, sera envoyée à Electricité de France le 15.11.79 la composition des groupes chargés de ces missions sera également précisée afin de permettre un début rapide des réunions techniques.

PARTICIPANTS :

MM/ BERTRON	EDF - SPT
CAPEL	EDF - SPT
CHARLES	FRAMATOME
GERY	EDF - SEPTEN
<u>LABAT</u>	EDF REAM
Mme. <u>DIETES</u>	DSN
MM. <u>DOEE</u>	DSN
FOUREST	DSN
CORNIER	DII Nord - Pas-de-Calais
DEBES	DII Rhône - Alpes
SCHAUMBURG	DII Bourgogne - Franche-Comté
AVENAS	SCSIN
DEMARCO	SCSIN
NOGUES	SCSIN
OURY	SCSIN
PERROT	SCSIN

GROUPE DE TRAVAIL SUR LES INTERFACES ENTRE
CONCEPTION, REALISATION ET EXPLOITATION
=====

Compte rendu de la réunion du 7 décembre 1979

Après la communication faite à Electricité de France et à Framatome par la note SIN n° 3526/79 des missions d'analyse que met en place le SCSIN, la liste provisoire des participants à ces missions est donnée au groupe.

Le groupe aborde alors les deux points suivants :

- la mise en place du travail des missions 3 à 7.
- les premiers enseignements à tirer des réunions du groupe 251 E, des compte-rendus qui en sont issus, et du premier examen effectué par les missions 1 et 2.

1) Le travail des missions 3 à 7.

Après discussion sur les possibilités et les échéanciers de transmission de documents par Electricité de France et Framatome les participants conviennent de l'organisation suivante :

Mission 3

Dans la perspective d'une présentation par Electricité de France des premières analyses réalisées sur les thèmes de la mission 3 à la réunion plénière prévue au mois de février, les membres de cette mission formuleront quelques remarques à la réunion plénière prévue au mois de janvier. Ces remarques s'appuieront en particulier sur la note de principe transmise dans le cadre de l'action 27 et sur les visites de surveillance qui seront effectuées par les inspecteurs des installations nucléaires de base membres de la mission sur ces thèmes début janvier.

Mission 4

L'échéancier retenu pour le début de la mission 4 est le même que celui de la mission 3.

Mission 5

Le groupe 251 E d'Electricité de France analysera très prochainement les écarts entre les consignes "accidents" de Fessenheim, Bugey et Cpl. Après les contacts techniques indispensables, les problèmes soulevés par cette mission seront évoqués à la réunion prévue en février. Les ingénieurs appartenant aux directions interdépartementales de l'industrie concernées ont un rôle important à jouer dans ces travaux.

Mission 6

Les notes de principe amendées et à fournir par Electricité de France seront transmises avant la fin 1979. Les propositions d'Electricité de France et les remarques issues du travail de la mission seront examinées à la réunion plénière prévue à la fin février 1980, après un point éventuel en janvier.

Mission 7

Framatome fournira avant la fin janvier 1980 un document présentant les travaux qu'il avait annoncés pour parvenir à un recensement exhaustif des états possibles de refroidissement du coeur. Le travail de la mission 7 sur cette base fera l'objet d'un premier échange de vues à la réunion plénière prévue à la fin février 1980. Une réunion de travail entre spécialistes devrait être tenue avant cette date.

2) Premiers enseignements des missions 1 et 2.

Quelques remarques sont tout d'abord formulées après l'examen des comptes-rendus de réunions du groupe 251 E :

- les membres des missions 1 et 2 souhaiteraient disposer, dans certains cas, d'un exposé plus précis des motivations qui ont conduit le groupe 251 E à ses observations.

- à l'issue de l'examen par Electricité de France de toutes les consignes A et I, il serait souhaitable d'effectuer une synthèse des remarques présentées, pour aboutir à des propositions classées par thèmes.

MM. DORE et FOUREST exposent ensuite un certain nombre de points soulevés par l'examen de la cohérence interne des consignes A3 et A 11 et de leur cohérence avec les études accidentelles et post-accidentelles. La multiplicité des remarques techniques de détail confirme la nécessité de contacts techniques entre spécialistes (Electricité de France et membres des missions) préalablement aux réunions.

A titre d'exemple, en ce qui concerne la cohérence de la consigne A3 avec les études d'accidents, les représentants du département de sûreté nucléaire remarquent une interprétation différente de l'usage de la vanne de décharge du pressuriseur pour dépressuriser le circuit primaire (usage systématique dans la consigne, usage éventuel associé à l'aspersion dans l'étude d'accident).

De même, pour ce qui est de la cohérence interne des consignes, le département de sûreté nucléaire remarque que, pour le cas d'une rupture de tube de générateur de vapeur diagnostiquée grâce à A02, cette procédure utilise l'activité mesurée aux purges pour déterminer le GV accidenté. Or, l'isolement enceinte lère phase provoqué par l'injection de sécurité ne permet pas alors cette mesure (système REN, via APG).

Un certain nombre de remarques générales clotent la

réunion :

- au cours de l'examen des consignes, un certain nombre de problèmes sont soulevés, qui peuvent aboutir à des études ou à des propositions : il conviendra de les réexaminer dans la phase de synthèse ultérieure. Par exemple, le groupe 251 E s'est interrogé, lors de sa deuxième réunion, sur la priorité à accorder entre l'annulation de la fuite primaire-secondaire en 30 minutes et la minimisation des rejets radioactifs à l'atmosphère dans le cas d'une rupture de tube de GV.
- dans certaines consignes figurent des paragraphes "confirmation du diagnostic". Certains participants estiment judicieux que, dans certains cas où le diagnostic est difficile (par exemple entre une petite brèche et une rupture de tube GV), on ménage des "points d'arrêt" dans la consigne pour vérifier le bien-fondé du diagnostic effectué. Plus largement, des "points d'arrêt" pourraient permettre de vérifier que l'état réel de la tranche est bien conforme aux hypothèses de déroulement de l'accident sous-jacentes aux consignes. Est alors évoquée la possibilité de rédaction d'une "consigne garde-fou", qui serait un dernier recours absolu en cas de perte de contrôle des paramètres.
- les représentants du département de sûreté nucléaire font remarquer que les consignes font souvent appel, pour orienter l'action de l'opérateur, à des tests portant sur l'état de systèmes plutôt que sur la valeur de paramètres physiques (par exemple, la consigne A02 dans son paragraphe 4-3). On peut s'interroger sur les bien-fondés respectifs de ces deux méthodes.
- enfin, des représentants du service central de sûreté des installations nucléaires soulèvent le problème de la validation des consignes A, à partir de la remarque faite par le groupe 251 E sur la gamme de lecture du débitmètre des pompes ISPB dans le compte-rendu de sa troisième réunion (à propos du paragraphe 5.1.3. de la procédure A 12).

En conclusion, si la cohérence d'ensemble entre les consignes et les études semble être en général assurée, un certain nombre de points de détail apparaissent encore poser problème. En outre, de nombreux participants ont critiqués la forme actuelle des consignes, et une nouvelle rédaction sera probablement engagée après les conclusions des travaux actuels.

GRUPE DE TRAVAIL SUR LES INTERFACES ENTRE
CONCEPTION, REALISATION ET EXPLOITATION

COMPTRE-RENDU DE LA REUNION DU 22 JANVIER 1980

I. Points d'organisation.

Monsieur OURY indique que sur propositions du chef du Département de Sûreté Nucléaire, outre Monsieur DROULERS, MM CHEROT et PELCE assisteront désormais aux réunions plénières du groupe de travail. Il fait part également d'une modification intervenue dans la liste des coordonnateurs du Département de Sûreté Nucléaire pour certaines missions :

II. Le travail des différentes missions.

II.1. Missions 1 et 2

Monsieur FOUREST fait le point de l'avancement des travaux des missions 1 et 2.

Concernant les consignes A8, A2-1 et A2-2, une liste de questions ou de remarques a été envoyée au Service d'Etudes et Projets Thermiques Nucléaires le 11 janvier par les membres des missions 1 et 2. (1)

Une réunion technique s'est tenue le 21 janvier. Les membres des missions 1 et 2 y ont affirmé leur accord avec les remarques du groupe 251E concernant ces consignes. Electricité de France et Framatome ont également exprimé leur accord avec la plupart des remarques des missions 1 et 2, et ont apporté des réponses à la majorité des questions soulevées. (1)

Néanmoins, deux problèmes n'ont pas reçu de réponse définitive, et une conclusion importante mérite d'être apportée :

a) la consigne A8 prend en compte la modification relative à la commande des vannes d'isolement de soupapes de décharge par le permissif P11. Or cette modification n'a pas reçu l'agrément des autorités de sûreté et a suscité des réserves de la part du Département de Sûreté Nucléaire : un éventuel "cyclage" de ces vannes d'isolement pourrait entraîner une détérioration de ces matériels jugés peu fiables.

Electricité de France apporte deux éléments de réponse :

- une hystérésis a été introduite dans la commande de réouverture de ces vannes, ce qui augmente la période du cycle éventuel.

- Des essais réalisés sur ces vannes aux Renardières sur 150 manoeuvres dans les conditions nominales ont prouvé leur bonne fiabilité.

(1) Questions et réponses figurent en annexe 13.

Monsieur GERY précise qu'il reste un problème d'automatisme à régler, afin d'éviter ce phénomène de "cyclage".

En conclusion, Monsieur AVENAS (service central de sûreté des installations nucléaires) prendra les initiatives nécessaires pour qu'une décision puisse être prise rapidement sur l'opportunité de la modification.

b) La consigne A2-1 ne prend pas en compte la non-fermeture éventuelle d'une vanne d'isolement vapeur mentionnée dans le rapport de sûreté. Ce point soulève le problème plus général de la prise en compte par les consignes des défaillances uniques. Les participants se sont accordés pour reconnaître que les consignes ne peuvent à la fois rester simples et intégrer tous les cas possibles de défaillances uniques.

Le service central de sûreté des installations nucléaires demande néanmoins à Electricité de France de préciser rapidement la date à laquelle pourra être fournie une note de principe précisant sa position sur ce problème.

Un renvoi possible vers une éventuelle consigne "garde-fou" est en particulier envisagé.

c) La consigne A2.2, actuellement commune aux ruptures de tuyauteries vapeur et eau alimentaire, devra être scindée en deux (A2.2 et A2.3), l'évolution des paramètres n'étant pas la même dans les deux cas.

Electricité de France présentera courant février un document résumé de toutes les remarques du groupe 251 E concernant les procédures accidentelles. La réunion du groupe plénier du 29 février examinera les points importants découlant des réunions techniques préparatoires, en particulier à propos des consignes A7, A9 et A10. Un document de synthèse sur les consignes A des tranches du CPI sera alors établi par le service central de sûreté des installations nucléaires ajoutant aux remarques du groupe 251E celles du groupe de travail commun.

Electricité de France rappelle que, dans une deuxième phase, la procédure A02 sera soumise à un examen plus approfondi qui conduira probablement à une refonte totale (avec possibilité d'automatisation).

(ces missions devant par ailleurs aborder la vérification de la cohérence des procédures et des automatismes).

II.2. Mission 3.

La méthode retenue par les membres de cette mission est de procéder d'abord à des inspections en salle de commande. La mission s'étonne que certaines modifications apportées sur Bugey ou Fessenheim (par exemple, la deuxième mesure de pression installée sur le réservoir de décharge du pressuriseur) n'aient pas été répercutées sur le CPI.

Monsieur NOGUES effectuera pour le service central de sûreté des installations nucléaires un point de ces problèmes mais il est rappelé qu'Electricité de France a la responsabilité première de prise en compte de l'expérience acquise.

A l'issue d'une première inspection effectuée à Tricastin, Monsieur DEBES présente une liste de remarques. (1) —

(1) Ces remarques figurent en annexe 22 du présent rapport.

Il est rappelé que la mission 3 doit s'interroger sur la signification réelle des paramètres à la disposition des opérateurs. Un dossier concernant la robinetterie a déjà été transmis par Electricité de France. Pour le reste la mission établira, dans un premier temps, la liste des capteurs jugés les plus importants (en liaison avec les informations "qualifiées" pour l'application des consignes A et I). Electricité de France fournira la documentation technique correspondante pour chacun d'eux.

La multiplicité des remarques techniques qui ont été faites lors de la réunion montre la nécessité d'établir des contacts techniques directs entre les membres de cette mission et Electricité de France, de la même façon que pour les missions 1 et 2.

II.3. Mission 4

Il est demandé à la mission 4 de présenter lors de la réunion de février un premier résultat de ses réflexions, analogue à celui présenté lors de la réunion de janvier par la mission 3.

II.4. Mission 5

Afin de permettre à la mission 5 de commencer son travail, il est souhaitable que l'analyse des différences entre les consignes de Fessenheim, Bugey et CPI, effectuées par le groupe 251 E, fasse l'objet de compte-rendus de réunion.

III.5. Mission 7

Le service central de sûreté des installations nucléaires a souligné l'importance que revêt la transmission par Framatome avant la prochaine réunion (29 février) du document annoncé concernant les différents modes de refroidissement du coeur et la preuve de leur exhaustivité. Il est rappelé que le travail de cette mission, qui ne peut commencer avant la transmission de ce document, conditionne en partie le déroulement des travaux des autres missions.

L'échec de ces travaux mettrait également en cause l'approche d'ensemble recommandée par le groupe permanent qui vise à éviter d'étudier une multiplicité de scénarios en se localisant sur l'examen de l'état de refroidissement des systèmes.

COMPTE RENDU DE LA REUNION DU
29 FEVRIER 1980

Etaient présents : MM. CHARLES FRAMATOME
CAPEL EDF/SPT
BERTRON EDF/SPT
GERY EDF/SEPTEN
LABAT EDF/REAM
CORNIER DII Nord Pas-de-Calais
ROCHE DII Rhône-Alpes
FLODERER DII Alsace
PELCE DSN
DROULERS DSN
DORE DSN
FOUREST DSN
ZERMIZOGLOU DSN
CORNILLE DSN
GOMOLINSKI DSN
CHEROT DSN
OURY SCSIN
AVENAS SCSIN
NOGUES SCSIN
DEMARCO SCSIN
PERROT SCSIN

Le groupe a passé en revue successivement les travaux des différentes missions.

MISSIONS 1 et 2

Il est constaté que les compte rendus des réunions du groupe

.../...

post TMI 251 E n'ont pas été transmis aux membres de ces missions depuis décembre 1979 et que le document visant à synthétiser l'ensemble des remarques faites à propos des consignes A et I n'a pas encore été communiqué.

Les représentants d'Electricité de France font remarquer que le groupe a entrepris un nouvel examen de certaines consignes A et I et approfondi sa réflexion en vue de la rédaction d'un document de synthèse.

Il est rappelé que les missions d'analyse travaillent sur les documents fournis par Electricité de France, même si ceux-ci doivent parfois être considérés comme provisoires.

Electricité de France fournira donc :

- les conclusions du groupe 251 E quant aux consignes Fessenheim et Bugey (très prochainement),
- les modifications retenues des consignes CPI et leurs justifications (avant avril 1980),
- un premier document de synthèse (avant le 27 mai 1980) qui pourra faire l'objet de discussions entre Electricité de France et les missions 1 et 2, à l'occasion d'une prochaine réunion technique en vue d'un remodelage ultérieur plus important de l'ensemble des consignes.

M. FOUREST évoque ensuite les points importants soulevés lors de la réunion technique du 19 février 1980 :

- le mode d'entrée dans certaines consignes (A7, A10 et la plupart des consignes I) n'est pas bien défini. Les fiches d'alarme sembleraient un moyen privilégié d'orienter l'opérateur vers la bonne consigne. Le problème de l'assurance qualité et de l'unicité de la rédaction des fiches d'alarme concernant la sûreté est alors évoqué,
- les consignes ne prévoient jamais, après arrêt des pompes primaires, la vérification du bon établissement de la convection naturelle dans le circuit primaire. La liste des questions posées au cours de cette réunion est fournie en annexe 1. Les réponses apportées par Electricité de France et Framatome font l'objet de l'annexe 2. (1)

Par ailleurs, il est demandé à Electricité de France de fournir avant fin mars 1980 une liste des consignes A ou I validées (en réel ou sur simulateur) ; les fiches d'alarme qui renvoient aux procédures A et I seront communiquées.

(1) Questions et réponses figurent en annexe 15 du présent rapport.

MISSION 3

A la suite d'inspections en salles de commande, les membres de la mission 3 ont constaté un certain nombre d'erreurs matérielles (différences entre le texte de la consigne et les indications en salle de commande). D'autre part, ils émettent des réserves sur la possibilité d'appliquer certaines phrases des consignes accidentelles (par exemple, surveillance simultanée de deux paramètres dont les indications sont reportées sur des panneaux éloignés de la salle de commande).

Il est demandé à Electricité de France de procéder à :

- la vérification systématique de la concordance des indications en salle de commande et des consignes A et I,
- l'identification des difficultés matérielles rencontrées dans l'application des consignes A et I. Cet exercice, qui pourrait être confié à des opérateurs, devrait permettre, à court terme, de mettre en place éventuellement des informations supplémentaires, à moyen terme, de contribuer à la nouvelle rédaction des consignes, et à long terme, d'orienter la conception des salles de commande.

Les membres de la mission 3 insistent sur la nécessité d'une nouvelle conception des consignes, de façon à les rendre plus adaptées au profil des opérateurs. C'est pourquoi il est souhaitable que les membres de cette mission participent également à la réunion technique prévue entre Electricité de France et les missions 1 et 2, de façon à enrichir le travail de remodelage de l'ensemble des consignes, pour lequel Electricité de France a l'intention de faire appel à des spécialistes extérieurs. Par ailleurs, de prochaines inspections pourront porter sur l'examen des fiches d'alarme qui auront été validées par Electricité de France.

Un membre de la mission 3 fait remarquer que les R.G.E. ne remplissent actuellement pas leur rôle de "pont" entre les études d'accident du rapport de sûreté et les consignes. Le groupe permanent examinera prochainement une analyse complète des R.G.E. qui lui sera présentée par son rapporteur.

D'un point de vue pratique, la liste des capteurs faisant l'objet d'une demande de documentation technique a été distribuée en séance. Elle figure en annexe 3. (1)

Il est convenu que la région d'équipement Alpes Marseille fournira la fiche technique et le standard de montage de chaque type de capteur demandé au service central de sûreté des installations nucléaires (un exemplaire) et au coordonnateur des missions (deux exemplaires). Les premières remarques issues de l'examen de cette documentation seront présentées à la prochaine réunion du groupe plénier.

(1) Elle figure en annexe 24 du présent rapport.

MISSION 4

Les membres de la mission 4 n'ont reçu à ce jour que le document sur les prescriptions d'utilisation des clés d'inhibition. Electricité de France précise que la note de doctrine sur les critères d'inhibition vient d'être envoyée.

MISSION 5

La mission 5 commencera son travail dès la réception prochaine des conclusions du groupe 251 E sur Fessenheim et Bugey (cf missions 1 et 2).

MISSION 6

M. ZERMIZOGLU présente les premières remarques de la mission 6 sur les propositions d'Electricité de France quant aux règles d'indisponibilité.

- a) Il rappelle la sensibilité des calculs fiabilistes aux variations des données de modes communs.
- b) Il émet des réserves quant à la limite de risque proposée par Electricité de France à fonctionner en indisponibilité partielle, lorsque les conséquences de la perte totale de la fonction requise sont hors dimensionnement. Il serait souhaitable de ne pas défiabiliser les fonctions en proportion de la défiabilité des systèmes, comme le prévoit la règle proposée, mais plutôt d'adopter une limite de risque fixe pour ce type d'accident (hors dimensionnement).

Electricité de France identifiera les cas où la limite de risque acceptée en application de la règle proposée (pour les accidents hors dimensionnement) est supérieure à 10^{-7} de façon significative, puis calculera les temps d'indisponibilité correspondants en adoptant une limite de risque accepté de 10^{-7} .

- c) Il évoque le problème d'indisponibilités fortuites successives permettant chacune l'application de la règle, ce qui conduit à des niveaux de risque plus élevés que prévu.

La mission 6 devra étudier avec des représentants d'Electricité de France ces différents points.

MISSION 7

Les documents portant sur les modes de refroidissement du coeur ont été envoyés par Framatome.

La mission présentera ses premières remarques à la prochaine réunion.

COMPTE RENDU DE LA REUNION DU

28 MARS 1980

MISSIONS 1 et 2

Les membres de ces missions ont bien reçu le document de synthèse établi par Electricité de France sur l'examen des procédures A, et en apprécient la qualité générale.

Monsieur CAPEL présente le programme d'action d'Electricité de France pour la rédaction de nouvelles consignes et indique les dates objectifs pour les différentes étapes de sa réalisation. Le programme avec ses dates objectifs est résumé dans l'annexe .

L'annexe n° 2 du compte rendu de la réunion du 29 février 1980 concernant les réponses d'Electricité de France et de FRAMATOME aux questions des missions sur les consignes A7-A10-A01-A02 n'a pas encore été communiquée.

Il est rappelé que les compte-rendus des réunions du groupe d'action post-TMI n° 251 E doivent être fournis régulièrement et dans un délai raisonnable aux membres des missions 1 et 2. En ce qui concerne les procédures I, l'analyse de celles établies par FRAMATOME sera fournie avant le 15 avril 1980. Les procédures A révisées de Fessenheim et de Bugey seront également fournies à la même date. Une nouvelle proposition pour A0 (destinée à remplacer A02) sera fournie prochainement. Le service central de sûreté des installations nucléaires et le département de sûreté nucléaire demandent à Electricité de France d'y joindre l'analyse des problèmes significatifs rencontrés lors de son élaboration et les justifications de la version retenue.

Electricité de France exprime le souhait que les consignes A4-A5-A6 soient transférées, de la liste des consignes accidentelles des règles générales d'exploitation à celle des consignes incidentelles et que quelques consignes incidentelles soient supprimées de la liste actuelle.

.../...

La liste des consignes non validées sera transmise le 15 avril 1980. Le SEPTEN souligne à ce propos la nécessité de tester l'ensemble des consignes A et I sur simulateur à la lumière de l'expérience effectuée sur A3 (rupture de tube générateur de vapeur).

Le service central de sûreté des installations nucléaires demande la transmission des fiches d'alarme renvoyant aux procédures A et I existant actuellement dans les centrales, en commençant très prochainement par celles qui devaient conduire aux consignes A7-A10 et IRCVI.

MISSION 3

La mission procède à l'examen des documents fournis par Electricité de France. Les plans types de robinetterie et les documents transmis sur les capteurs Bailey sont en cours d'examen. Les membres de la mission font remarquer à ce propos qu'ils n'ont pas reçu les documents sur les capteurs autres que Bailey. Ces documents seront transmis dans les plus brefs délais.

Après avoir analysé quelques notes concernant les informations d'état sur certains systèmes de sauvegarde (ces notes ont été transmises au service central de sûreté des installations nucléaires dans le cadre de l'action post-TMI n° 277 E) et après les avoir comparées avec les dossiers de système élémentaire correspondants, la mission 3 se prononcera sur l'intérêt de demander à Electricité de France l'envoi de notes supplémentaires concernant les informations d'état sur les systèmes RRA, VVP, RRI/SEC pour le CPI, SEB pour Bugey et Fessenheim. Ce point sera examiné lors de la prochaine réunion du groupe de travail. La mission établira une note de synthèse faisant le point de ses réflexions pour la réunion du 28 avril 1980.

Par ailleurs, il avait été demandé à Electricité de France, lors de la réunion du 29 février 1980 de procéder à un exercice de certification de cohérence et d'identification des difficultés rencontrées dans l'application des consignes en salle de commande. Il a été constaté que cette action n'a pas encore débuté ; consulté à cet égard après la réunion, le service de la production thermique a indiqué que cette action, au demeurant de courte durée, serait menée dans un délai très bref.

MISSION 4

La mission vient de recevoir les documents sur les prescriptions d'utilisation des clés d'inhibition. L'analyse de ces documents a commencé et fera l'objet d'une synthèse écrite pour la réunion du 29 avril 1980.

MISSION 5

Les nouvelles procédures A de Fessenheim et de Bugey seront transmises avant le 15 avril 1980, comme cela a été rappelé lors de la discussion sur les missions 1 et 2.

MISSION 6

L'analyse des notes transmises par Electricité de France est en cours et fera l'objet d'une synthèse écrite pour la réunion du 29 avril 1980.

MISSION 7

A partir d'une première analyse des trois documents transmis par Electricité de France ; les membres de la mission émettent des réserves sur l'exhaustivité des états de refroidissement du coeur ; ils regrettent que l'ensemble de ces états ne soit pas listé et que les liens qui existent entre les états et les paramètres physiques caractéristiques de ces états ne soient pas explicités.

Les études complémentaires de séquences proposées devraient permettre néanmoins d'identifier un grand nombre d'états.

Les membres de la mission poursuivront leurs réflexions après avoir pris contact avec Monsieur SUREAU du SEPTEN et Monsieur KERBOUL, Monsieur MEGNIN, Monsieur GRANVILLE de FRAMATOME.

ANNEXE

Nota : SPT : Service de la Production Thermique
 DSN : Département Sécurité Nucléaire
 Ex. MPE, Département Exploitation
 Méthodes et Programmes d'Exploitation

ASPECT TECHNIQUE

Post-TMI" 251 E

ATOME

EN

ES & RECHERCHES

DSN et SPT/EX-MPE

OPTIONS TECHNIQUES

COORDINATION
SPT/DSN

ASPECT FORMEL

DSN et SPT/EX-MPE

DSN (Société BERTIN)

DSN (Société EUREQUIP)

{ Réflexions propres
Collecte d'informations
en centrale }

Rédaction de plusieurs
modèles de consignes

Echéance : octobre 80

COORDINATION
SPT/DSN

ASPECT PRATIQUE

/DSN

{ Sondage d'appréciation
puis test d'application }

Centrales

C.F. BUGEY

Synthèse

Echéance : Fin 80

CONCRETISATION

/DSN

Rédaction du "GUIDE-TYPE"

Centrales

Rédaction des nouvelles consignes

Echéance mars 81

COORDINATION
SPT/DSN

ACTEURS

ACTIONS

MISSIONS 1, 2, et 5

Les membres de ces missions ont reçu les comptes rendus de la septième à la quatorzième réunion du groupe post TMI 251 E et les projets de la plupart des procédures révisées CP1, BUGEY et FESSENHEIM.

Suite à la demande d'envoi d'un certain nombre de fiches d'alarme, Monsieur CAPEL indique qu'une réflexion a été engagée lors des réunions treize et quatorze du groupe post-TMI 251 E et qu'il paraît souhaitable de sélectionner des alarmes significatives et de les réviser avant de les transmettre au service central de sûreté des installations nucléaires.

Enfin un document à la fois pédagogique et justificatif de la nouvelle version de la procédure A 02 sera envoyé dans un mois environ au service central de sûreté des installations nucléaires.

MISSION 3

Les membres de la mission 3 ont analysé les documents reçus sur la robinetterie (action post-TMI 211 E), sur les capteurs dont la liste avait été donnée à Electricité de France lors de la réunion du 29 février 1980 et sur la présentation d'état des matériels de sauvegarde (action post-TMI 277 E)

En ce qui concerne la robinetterie, Monsieur ZERMIZOGLU fait remarquer qu'il a identifié un certain nombre de vannes dont le fin de course est basé sur la motorisation et non sur la tige de vanne. La mission 3 procédera à des inspections sur des tranches encore en essais et à des vérifications chez le constructeur pour s'assurer de la fiabilité des fins de course.

En ce qui concerne la mesure des grandeurs physiques par les capteurs cités ci-dessus, la mission 3 souhaiterait se faire préciser le programme d'essais de qualification auquel se livre actuellement Electricité de France.

Il est demandé à la mission de faire une analyse complète de quelques capteurs, en intégrant notamment les données d'expérience d'exploitation, la facilité de l'étalonnage, les conditions de fonctionnement après une situation anormale d'utilisation.

MISSION 4

La mission a analysé les documents envoyés par Electricité de France. Cette analyse figure en annexe 1. Electricité de France indique que les consignes ne prévoient d'inhibition que lors des essais et des passages d'un état à un autre. En ce qui concerne les arrêts de matériels de sauvegarde

déjà en service, Electricité de France précise que les critères d'arrêt figurent dans les procédures A et I telles qu'elles ont été transmises le 17 avril 1980. La mission 4 examinera les consignes A et I sur ce point.

MISSION 6

La mission 6 devra apporter des éléments de justification de règles d'indisponibilité et en discuter avec Electricité de France sur quelques cas concrets lors de prochaines réunions techniques, qui devront intervenir avant la réunion du 29 mai 1980 du groupe de travail.

MISSION 7

A l'occasion d'une réunion technique entre les membres de la mission 7, Electricité de France et Framatome, il a été convenu qu'Electricité de France et Framatome adopteraient la démarche suivante :

- identification des état de refroidissement du coeur par une analyse combinatoire qui doit permettre de garantir l'exhaustivité. Cette première étape sera achevée mi-juin 1980 et présentée à la mission 7 à cette date,
- identification des paramètres significatifs qui seront dégagés à l'issue des programmes d'études complémentaires engagés et à la lumière des études déjà réalisées. Cette deuxième étape sera achevée en septembre 1980.

ANNEXE 7

LISTE DES CONSIGNES A ET I DE BUGEY ET DE FESSENHEIM

LISTE DES REGLES DE CONDUITE

1 - CONDUITE A TENIR EN CAS D'ACCIDENT

- A₀ = Consigne générale à utiliser en cas d'approche présumée ou après injection de sécurité
- A₁ = Perte du réfrigérant primaire
- A₂₁ = Rupture de tuyauterie secondaire hors enceinte
- A₂₂ = Rupture de tuyauterie secondaire dans l'enceinte
- A₃ = Rupture d'un tube de générateur de vapeur
- A₄ = Evacuation de la salle de commande en cas d'inaccessibilité et maintien de la centrale à l'état d'arrêt à chaud depuis le panneau de repli
- A₅ = Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid depuis le panneau de repli
- A₆ = Augmentation excessive de charge
- A₈ = Rupture phase gazeuse pressuriseur
- A₉ = Rotor de pompe primaire bloqué

2 - CONDUITE A TENIR SUR INCIDENT

- I₁ = Arrêt d'urgence du réacteur
- I₂ = Perte complète des alimentations électriques
- I₃ = Remise en service de l'installation après une injection de sécurité intempestive
- I₄ = Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid avec réseau indisponible
- I₅ = Ilotage

.../...

E.D.F. - S.P.T. G.R.P.T - S.E. Centrale de Bugey	REGLES GENERALES D'EXPLOITATION CHAPITRE 6 - CONDUITE A TENIR SUR INCIDENTS ET ACCIDENTS PREVUS	Indice 3	Page 6/6
--	---	-------------	-------------

- I 6 = Ouverture intempestive d'une soupape de générateur de vapeur
- I 9 = Perte de polarité de contrôle 48 V continu
- I 10 = Perte de polarité de commande 125 V continu
- I 11 = Perte de 220 V alternatif "FRAMATOME"
- I 12 = Déclenchement du Groupe Turbo-alternateur
- I ANG 2 = Rupture peu importante de tuyauterie d'eau alimentaire
- I RCP 4 = Fonctionnement avec un taux de fuite anormal d'eau primaire
- I RCV 1 = Mauvais fonctionnement du circuit RCV
- I RCV 2 = Rupture du réservoir RCV
- I RGL 1 = Mauvais fonctionnement du système RGL
- I RPN 1 = Mauvais fonctionnement du système d'instrumentation nucléaire
- I RRA 1 = Indisponibilité partielle ou totale du RRA au moment de sa mise en service
- I RRA 2 = Mauvais fonctionnement ou perte du RRA pendant son utilisation
- I RRC/RPR 1 = Mauvais fonctionnement des chaînes utilisées dans les systèmes de contrôle et de protection du réacteur
- I RRI = Perte du circuit de réfrigération intermédiaire
- I RRM 1 = Mauvais fonctionnement de la ventilation des mécanismes des grappes
- I RRM 2 = Mauvais fonctionnement de la ventilation des puits de cuve
- I SAP = Perte de l'air de régulation
- I SKN = Incident Magasin Interrégional de Combustible. neuf

CENTRALE NUCLEAIRE DE FESSENHEIM

LISTE DES CONSIGNES :

Conduite à tenir sur incidents

	<ul style="list-style-type: none">- Arrêt d'urgence du réacteur- Perte complète des alimentations électriques extérieures- Remise en état de l'installation après une injection de sécurité intempestive- Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid, réseaux extérieurs indisponibles- Ilotage- Ouverture intempestive d'une soupape (ou vanne) au secondaire- Déclenchement du groupe
T1	<ul style="list-style-type: none">- Perte du jeu de barres 125 V continu voie A - Tableau LBE
T2	<ul style="list-style-type: none">- Perte du jeu de barres 125 V continu voie B - Tableau LBF
T3	<ul style="list-style-type: none">- Perte de la source de découplage 125 V continu - Tableaux 500 et 501 TB
PI	<ul style="list-style-type: none">- Perte d'un des jeux de barres 220 V alternatif
G1	<ul style="list-style-type: none">- Perte totale d'eau alimentaire normale
G2	<ul style="list-style-type: none">- Rupture peu importante (petite brèche) de tuyauterie d'eau alimentaire
A1	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement du système d'appoint au réacteur
P2	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement des joints des pompes primaires
P3	<ul style="list-style-type: none">- Démarrage d'une pompe primaire en monophasique
P4	<ul style="list-style-type: none">- Fonctionnement avec un taux de fuite anormal d'eau primaire
V1	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement du circuit RCV
V2	<ul style="list-style-type: none">- Rupture du réservoir RCV
GL1	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement des systèmes RGL (grappes longues) et RGX (grappes courtes)
PN1	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement du système d'instrumentation nucléaire
RA1	<ul style="list-style-type: none">- Indisponibilité partielle ou totale du RRA au moment de sa mise en service
RA2	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement ou perte du RRA pendant son utilisation
R11	<ul style="list-style-type: none">- Perte partielle du circuit RRI
RM1	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement de la ventilation des mécanismes de grappes
RM2	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement de la ventilation du puits de cuve
AP	<ul style="list-style-type: none">- Perte d'air de régulation
MCI	<ul style="list-style-type: none">- Dommage au combustible irradié pendant les manutentions
RC/RPRI	<ul style="list-style-type: none">- Mauvais fonctionnement des chaînes de régulation et de protection
EG	<ul style="list-style-type: none">- Rupture du réservoir TEG
EB	<ul style="list-style-type: none">- Perte partielle d'eau brute

- Conduite à tenir sur accidents

Consigne générale à utiliser en cas d'approche présumée ou après injection de sécurité

Perte du réfrigérant primaire

Rupture de tuyauterie secondaire

A2.1 Extérieure à l'enceinte

A2.2 Intérieure à l'enceinte

Rupture d'un tube de générateur de vapeur .

Evacuation de la salle de commande en cas d'inaccessibilité et maintien de la Centrale à l'état d'arrêt à chaud depuis le panneau de repli.

Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid depuis le panneau de repli.

Augmentation excessive de charge

Rupture en phase vapeur du pressuriseur

Rotor bloqué d'une pompe primaire

Rupture d'une tuyauterie du circuit RRA

ANNEXE 8

CONSIGNE A2-1 : RUPTURE D'UNE TUYAUTERIE VAPEUR
A L'EXTERIEUR DE L'ENCEINTE

Société :

FRAMATOME

Tour Fiat - 1. pl. de la Coupole - 924 0 Courbevoie

N° interno : TP/PE/DC.1052

N° Cda

DOCUMENT DE BASE DU CONTRAT PROGRAMME

PROCÉDURES DE CONDUITE

A21

RUPTURE DE TUYAUTERIE DE VAPEUR EXTERIEURE A
L'ENCEINTE

Indices	Dates	Date et réf. lettre EDF	Modifications	Etat avancé Document
C	1/3/79		Mise à jour des symptômes (voir proc.A02)	PRE
B	12/4/78		Emission originale (CPY)	PRE
A	27/3/78		Reconduction BUGÉY	PRE

ELECTRICITE DE FRANCE REAM
FRAMATOME

PALIER W 900
chaudière nucléaire PWR

155 CPY 8502

N° EDF

Indices

A B C

CE PLAN EST LA PROPRIETE DE LA SOCIETE FRAMATOME. IL NE POURRA SANS SON AUTORISATION ECRITE ETRE UTILISE OU COMMUNIQUE A DES TIERS TOUTES PRECAUTIONS UTILES SERONT PRISES POUR EVITER SA DIVULGATION LOI N° 57228 DU 11 3-1957



FRAMATOME

Tour Fiat / Cédex 16 / 92084 Paris La Défense
Téléphone : 796-14-14 - Télex : FRAMA 630 635 F

Nature du document :
PROCEDURE DE CONDUITE

Classe
N

Nombre

de pages : 11
d'annexes : 0

Titre du document

A 21

RUPTURE DE TUYAUTERIE DE VAPEUR
EXTERIEURE A L'ENCEINTE

Titre pour
répertoire
informatique

A 21.11.1 RUPTURE DE TUYAUTERIE DE VAPEUR EXTERIEURE A L'ENCEINTE

Indice	Date	Auteur (nom - visa)	Vérifié par : (nom - visa)	Désignation de la modification	Etat du document	Emission appr. par : (nom - visa)
C	1/3/79	JM. MORONI <i>JM. MORONI</i>	<i>JL. RIVIERE</i> JL. RIVIERE	Mise à jour des symptômes (voir proc. A02)	PRE	<i>D. PORECKI</i> D. PORECKI
B	12/4/78	<i>J.L. RIVIERE</i> J.L. RIVIERE		Emission originale (CPY)	PRE.	<i>D. PORECKI</i> D. PORECKI
A	27/3/78	<i>J.L. RIVIERE</i> J.L. RIVIERE		Reconduction BUGEY	PRE.	<i>D. PORECKI</i> D. PORECKI

Affaire : 101	Numéro de première affectation	1 5 5 C P Y 8 5 1 0 2	T P R E D C 1 0 5 2
U. D. : 101.2660			NUMERO D'IDENTIFICATION INTERNE
Classement : 155			

Ce document est la propriété de la SOCIETE FRAMATOME. Il ne pourra, sans son autorisation écrite, être utilisé ou communiqué à des tiers. Toutes précautions utiles seront prises pour éviter sa divulgation. (LOI N° 57298 DU 11-3-1957)

FRAM. 0506



FRAMATOME

PAGE 1/

N° TP/PE/DC.1052
REVISION C

0. SOMMAIRE
1. REFERENCES
2. OBJET
3. SYMPTOMES
4. ACTIONS IMMEDIATES
5. ACTIONS DIFFERES

FRAMATOME S.A. - Tour Fint - 1, Place de la Coupole - COURBEVOIE (Hauts-de-Seine)

FRAM O



FRAMATOME

1. REFERENCES

1.1. Rapport provisoire de sûreté : Volume II

. Chapitre 4.3. : Réfrigération de secours du coeur (RIS) § 4.3.2.6.3.

. Chapitre 6 : Tuyauteries eau et vapeur principales

1.2. Rapport provisoire de sûreté : Volume III

C | . Chapitre 4 : Ouverture intempestive d'une soupape au secondaire § 4.3.2.13.

. Chapitre 4 : Rupture importante d'une tuyauterie vapeur § 4.3.4.2.

1.3. Dossiers relatifs au dimensionnement des protections de la chaudière.

Dossier n° 6 Protection du réacteur contre les ruptures secondaires (TP/CP/DC.077 Rév. 2 de Septembre 1977)

1.4. Dossier de système élémentaire VVP

1.5. Dossier de système élémentaire RIS

1.6. Dossier de système élémentaire RPR

1.7. Etudes post-accidentelles

C | Rupture de tuyauterie vapeur. Bilan de réactivité - 150 CPY 7120 (TP/FV DC 0114) indice A du 7 mars 1978.

FRAMATOME S.A. - Tour Fiat - 1, Place de la Coupole - COGNAC - FRANCE



FRAMATOME

2. OBJET

L'objet de cette procédure est de décrire les instructions à suivre après injection de sécurité, en cas de rupture de vapeur extérieure à l'enceinte ou d'ouverture intempestive d'une soupape au secondaire avec refus de refermeture. Dans un tel cas d'accident, les objectifs poursuivis sont :

- a) de limiter l'énergie relâchée par la brèche ou la soupape.
- b) de stabiliser la chaudière dans un état permettant le refroidissement du réacteur jusqu'à l'état d'arrêt à froid.

NOTA : Pour ce type d'accident la conduite à tenir avant le déclenchement de l'injection de sécurité fait l'objet des procédures A01 (procédure générale de conduite en cas d'approche présumée de l'injection de sécurité) et I6 (appel de vapeur au secondaire).

FRAMATOME S.A. - 1, Place du Fiat - 1, Place de la Compagnie - COGNELVORE - (France) - Tél. 03 77 20 00 00

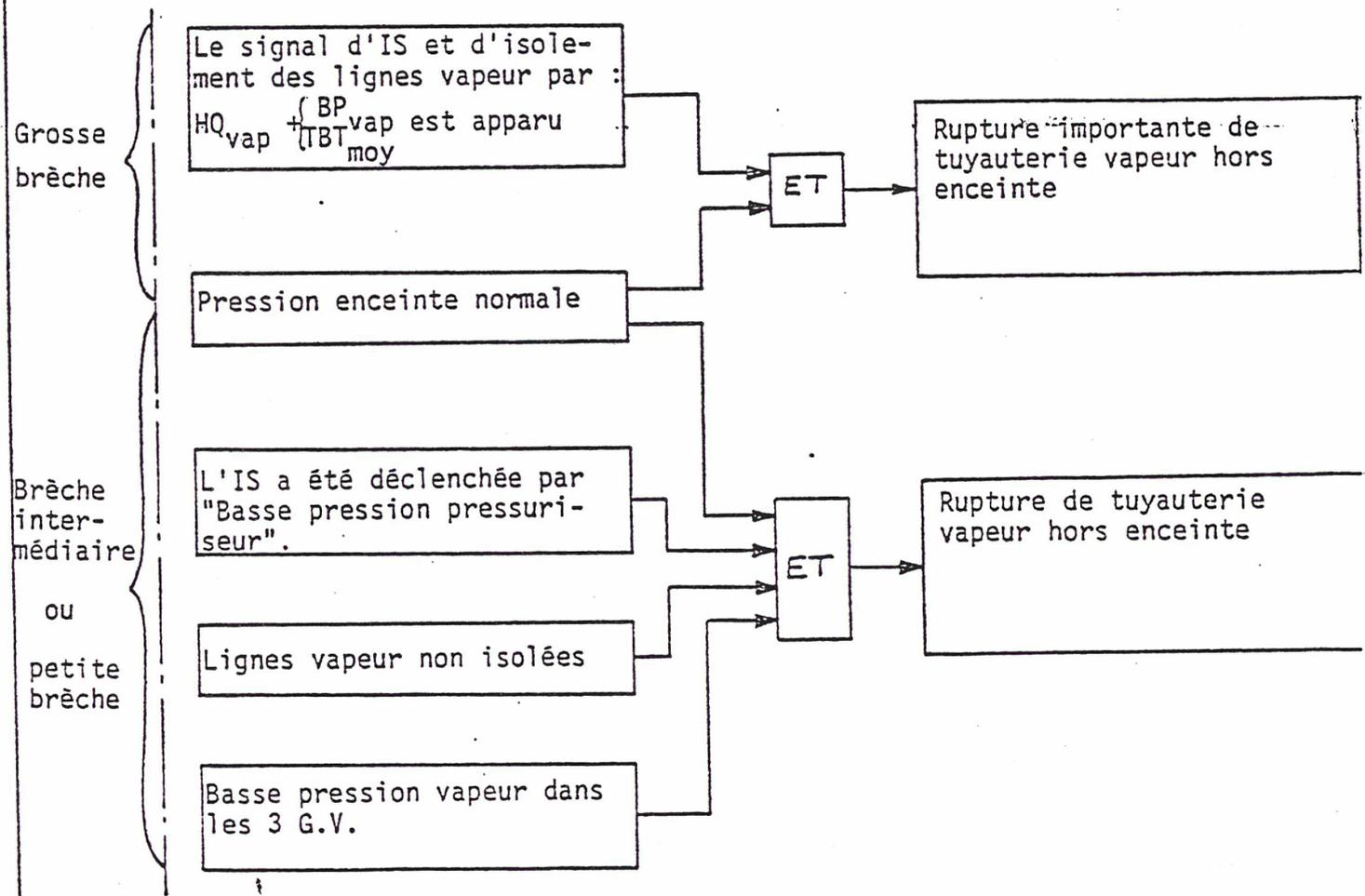


FRAMATOME

3. SYMPTOMES APRES DEMARRAGE DE L'IS

Les symptômes d'une rupture de tuyauterie vapeur dans la partie hors enceinte sont fonction de la taille de la brèche; (l'ouverture intempestive d'une soupape de sûreté sans refermeture correspond à une brèche intermédiaire).

Néanmoins, dans tous les cas, la pression dans l'enceinte reste à sa valeur nominale (cf. procédure A02).



FRAMATOME S.A. - 1, rue de la Coupure - 1000 Bruxelles - Belgique



FRAMATOME

DISPOSITION DES CIRCUITS OU ORGANES	REPERES	OBSERVATIONS	
4. <u>ACTIONS IMMEDIATES</u>			
4.1. L'opérateur a suivi les instructions de la procédure A02			
4.2. Vérifier que les robinets d'isolement des lignes de vapeur sont fermés, sinon les fermer manuellement (leur confirmer ultérieurement cette fermeture par leur TPL individuel).	VVP 01 VV	VVP 02 VV	VVP 03 VV
	voie A (01 TO)	voie B (02 TO)	
	(03 TL)	(04 TL)	(05 TL)
4.3. Déterminer à l'aide des indications de pression de vapeur, la ligne de vapeur défaillante : - la pression est la même dans les trois GV la rupture a eu lieu en aval des robinets vapeur - la pression dans un GV est basse	GV1	GV2	GV3
	VVP 7,10,13MP 407 ID	8,11,14MP 408 ID	9,12,15MP 409 ID
	410 ID	411 ID	412 ID
	413 ID	414 ID	415 ID
C - ou une des alarmes, "ΔP entre lignes vapeur" qui déclenchent l'IS, apparaît : la rupture a eu lieu entre la traversée d'enceinte et les robinets vapeur.	RPA - RPB 007 AA	RPA - RPB 014 AA	RPA - RPB 021 AA
4.4. Observer également les enregistreurs de débit de vapeur.			

FRAMATOME S.A. - Tour Fiat - 1, Place de la Coupole - COURMAYEUR (haut de Seine)



FRAMATOME

DISPOSITION DES CIRCUITS OU ORGANES

REPERES

OBSERVATIONS

- si le débit est bas dans les trois lignes de vapeur, la rupture a eu lieu en aval des robinets vapeur.

- si un surdébit est observé sur une ligne, la fuite a eu lieu entre la traversée d'enceinte et les robinets vapeur, elle ne peut vraisemblablement pas être isolée

KSC 401 EN

KSC 402 EN

KSC 403 EN



FRAMATOME

MANOEUVRES A EFFECTUER

REPERES

OBSERVATIONS

5. ACTIONS DIFFEREES

5.1. Remettre à zéro le signal d'ouverture des vannes réglantes ASG .

5.1.1. Fermer les vannes réglantes d'eau alimentaire de secours correspondant au GV affecté .

5.1.2. Régler le niveau dans les GV sains au niveau à charge nulle (-0,4 mètres) .

5.2. Si le couple (pression, température) du circuit primaire n'est pas dans le domaine compatible avec le bon fonctionnement des pompes primaires procéder au déclenchement de ces dernières.

5.3. Remettre à zéro le signal d'injection de sécurité (Cela n'est possible qu'au moins 5 mn après l'apparition du signal) et vérifier l'autr automatique de pompes de graissage de pompes ISHP

5.4. Remettre à zéro le signal d'isolement enceinte lère phase.

Ces remises à zéro ne provoquent aucune modification dans la disposition des actionneurs.

Voie A

Voie B

ASG 01 TO

ASG 02 TO

GV 1

GV 2

GV 3

ASG 12 VD

14 VD

16 VD

(401 RC)

(405 RC)

(409 RC)

13 VD

15 VD

17 VD

(403 RC)

(407 RC)

(411 RC)

RCP 407 EN

RCP 408 EN

RCP 401 EN.

Selon figure donnée en annexe de G0

RPA

RBB

60 TO

60 TO

RCV 04,05
et 06 PO

RPA 64 TO

RPB 64 TO



FRAMATOME

MANOEUVRES A EFFECTUER

REPERES

OBSERVATIONS

5.5. Arrêter manuellement les diesels si les réseaux extérieurs sont disponibles, sinon vérifier le déroulement de la séquence de retestage par le programme de reprise diesel (programme "MdT + IS").

Risque d'encrassement en marche à vide > 20mn

5.6. Si les réseaux extérieurs sont disponibles, arrêter les pompes primaires afin de limiter l'énergie transférée vers le secondaire (si elles n'ont pas été déclenchées en 5.2.).

RCP 01 PO
(51 TL)

RCP 02 PO
(52 TL)

RCP 03 PO
(53 TL)

5.7. Mettre hors service les pompes ISBP. Ces pompes sont inutiles dans ce cas d'accident.

RIS 01 PO
(51 TL)

RIS 02 PO
(52 TL)

5.8. Quand le niveau dans le pressuriseur reprend une valeur normale, (au dessus du seuil de très bas niveau) laisser une seule pompe de charge en service, puis entreprendre la remise en service des circuits de charge et décharge en appliquant les instructions suivantes.

RCV 01 PO
(051 TL)

02 PO
(052 TL)

03 PO
(053 TL)

5.9. Remettre le circuit de charge en service en effectuant les manoeuvres suivantes :



FRAMATOME

PAGE 9 / -

N° TP/PE/DC 1052

REVISION C

MANOEUVRES A EFFECTUER	REPERES	OBSERVATIONS	
- Mettre le sélecteur de mode d'appoint au réacteur sur arrêt.	REA 015 TO		
- Ouverture débit nul pompes de charge	RCV 222 VP (28 TL)	223 VP (29 TL)	
- Fermeture vannes isolement amont réservoir injection de bore	RIS 32 VP (11 TL)	33 VP (12 TL)	
- Fermeture vannes isolement aval réservoir injection de bore	RIS 34 VP (13 TL)	35 VP (14 TL)	
- Ouverture vannes isolement réservoir contrôle volumétrique	RCV 33 VP (10 TL)	34 VP (11 TL)	
- Fermeture vanne isolement réservoir piscine PTR 01 BA	RIS 12 VP (04 TL)	13 VP (05 TL)	
- Ouverture ligne de charge	RCV 48 VP (12 TL)	50 VP (13 TL)	
5.10. Remettre le circuit de décharge en service en effectuant les manoeuvres suivantes :			
- Ouverture isolement enceinte	RCV 10 VP (06 TL)		
- Ouverture ligne de décharge	RCV 02 VP (01 TL)	03 VP (02 TL)	
- Ouverture de la vanne d'isolement d'un orifice de détente HP du RCV	RCV 07 VP (003 TL)	08 VP (004 TL)	09 VP (005 TL)

FRAMATOME S.A. - Tour Fiat - 1, Place de la Coupole - COURBEVOIE (Hauts-de-Seine)



FRAMATOME

MANOEUVRES A EFFECTUER

REPERES

OBSERVATIONS

5.11. Remettre en service les circuits associés aux joints n°1 des pompes primaires

- ouvrir les vannes d'isolement de l'enceinte

- réajuster éventuellement le débit lignes d'injection aux joints n°1

5.12. Vérifier que les chaufferettes du pressuriseur maintiennent le matelas de vapeur dans le pressuriseur et rétablissent la pression primaire, sinon les commander en manuel.

5.13. Evacuer la chaleur résiduelle par la décharge de vapeur à l'atmosphère (à l'aide des GV sains) pour stabiliser la température primaire.

5.14. Si le réseau extérieur est disponible et si leurs conditions de fonctionnement sont rétablies, redémarrer une pompe primaire, de préférence: RCP001 PO

5.15. Lorsque la température primaire est stabilisée, effectuer un échantillonnage du circuit

- procéder éventuellement à une borication de l'eau primaire jusqu'à la concentration requise pour l'état d'arrêt à froid.

RCV 88 VP
(25 TL)

89 VP
(26 TL)

RCV 61 VP
(403 RC)

RCP 05 RS, 06 RS
seulement si perte des réseaux extérieurs

GCT 131 VV
(404 RC)

132 VV
(407 RC)

133 VV
(410 RC)

RCP 001 PO

Selon F.RCP.2

Selon F. REN

Selon F REA 1

FRAMATOME S.A. - Tour Fiat - 1, Place de la Coupole - COURBEVOIE (Hauts-de-Seine)



FRAMATOME

No TP/PE/DC.1052

PAGE 11 /

REVISION C

MANOEUVRES A EFFECTUER

REPERES

OBSERVATIONS

5.16. Remettre à zéro la mémoire de gavage et recirculation du RIS voyants éteints

RPA 369 TO

RPB 369 TO

RPA 371 LA

RPB 371 LA

5.17. Entreprendre le refroidissement du circuit primaire.

5.17.1. Si les réseaux extérieurs sont disponibles commencer le refroidissement suivant la procédure de conduite G5 en partant de l'état considéré et en utilisant soit la décharge à l'atmosphère des trois lignes vapeur si la rupture est en aval des robinets d'isolement vapeur, soit la décharge à l'atmosphère ou le contournement vapeur des deux lignes saines si la rupture a eu lieu entre l'enceinte et les robinets vapeur, puis passer sur le RRA lorsque les conditions primaires nécessaires sont atteintes.

5.17.2. Si les réseaux extérieurs sont indisponibles, commencer le refroidissement suivant la procédure I.4. en partant de l'état considéré.

FRAMATOME S.A. · Tour Fiat · 1, Place de la Coupole · COURBEVOIE (Hauts-de-Seine)

ANNEXE 9

EXTRAITS DU RAPPORT D'INSPECTION DE MM.CORNIER ET LECLERC
A GRAVELINES LE 25 JANVIER 1980

CHEMINEMENT SUIVI PAR UNE PROCEDURE DE CONDUITE

1. Diagramme de circulation des procédures FRAMATOME

Une grande partie des procédures de conduites sont établies par FRAMATOME. Nous nous sommes intéressés exclusivement à celles-ci.

(...)

1.1. Diffusion initiale des procédures à l'état d'avant-projet

Les procédures sont diffusées initialement aux G.R.P.T. et aux régions d'Equipement.

Le G.R.P.T. de Dampierre examine les procédures A (Accidents), G (Générales), E (Entretien) et une partie des procédures I (Incidents).

Le G.R.P.T. de Tricastin examine les procédures F (Fonctions élémentaires) et une partie des procédures I.

La R.E.A.M. s'assure que ces procédures sont en accord avec les dossiers de systèmes élémentaires (D.S.E.).

Lorsque FRAMATOME a reçu les remarques des G.R.P.T. et des Régions d'Equipement, une procédure prenant en compte ces remarques est établie pour le palier CPY.

1.2. Adaptation au site

Dans bien des cas, cette procédure palier CPY doit être adaptée au site (problèmes, conditions particulières au site ...).

A Gravelines et vraisemblablement à Dampierre et à Tricastin, il a été décidé de passer systématiquement par cette phase d'adaptation au site ou plus exactement à chaque tranche en ajoutant à la procédure palier CPY une page de garde FRAMATOME site avec un indiqage spécifique à chaque tranche.

FRAMATOME Chantier fait, si nécessaire, une demande d'accord au siège sur les modifications envisagées et effectue les corrections manuscrites après accord du siège.

Les modifications intéressant l'ensemble du palier CPY sont dégagées par FRAMATOME Chantier à l'attention du Siège afin d'être prises en compte dans une révision ultérieure de la procédure palier CPY.

Bien souvent FRAMATOME Siège attend que d'autres modifications en cours sur d'autres sites lui parviennent afin de les prendre en compte simultanément et d'éviter des modifications successives et trop nombreuses.

Pendant ce temps, la procédure applicable au site comporte des corrections manuscrites de plus en plus nombreuses au fur et à mesure de l'apparition de nouvelles modifications.

Il convient donc que FRAMATOME Siège se fixe un juste milieu et procède aux révisions des procédures suffisamment souvent pour éviter l'utilisation sur site de procédures trop surchargées risquant toujours de conduire à des erreurs.

1.3. Validation des procédures

Il faut entendre par validation application de la procédure pour la première fois en phase d'essai.

(Les procédures A ne peuvent en principe être validées).

L'essai de validation peut se faire en une ou plusieurs fois selon que la procédure est appliquée en tout ou en partie au cours des différentes phases d'essais (essais à froid, essais à chaud, essais précritiques).

Chaque essai de validation donne lieu à un compte-rendu de validation visé par FRAMATOME, E.D.F. Aménagement et E.D.F. G.R.P.T. Ce compte-rendu est une copie de la procédure à l'état EPA site comportant un trait de validation dans la marge en face des parties validées et à laquelle s'ajoutent des commentaires sur le déroulement de l'essai et des modifications ou corrections éventuelles.

A partir du 1er juillet 1979 la procédure après chaque essai de validation passe à l'indice supérieur.

(...)

On peut remarquer que, avant chargement, seul le visa de E.D.F. Aménagement intervient alors que, à partir du chargement, il y a visa de l'Aménagement et du G.R.P.T.

2. Entrée des procédures de conduite dans le circuit G.R.P.T.

Le G.R.P.T. a mis en place une organisation permettant l'établissement et la gestion des procédures de conduite en exploitation.

2.1. Période transitoire

Néanmoins il existe une période transitoire qui va du chargement à la mise en service industrielle pendant laquelle l'exploitant a la responsabilité de l'installation vis-à-vis de l'Administration mais n'a pas la responsabilité de l'installation vis-à-vis des dispositions contractuelles définies entre FRAMATOME et E.D.F. FRAMATOME est responsable de l'installation jusqu'à la mise en service industrielle.

Cette période transitoire explique les difficultés rencontrées pour définir clairement le cheminement suivi par les procédures de conduite.

Toutefois le G.R.P.T. a souhaité qu'à partir du chargement, les procédures de conduite utilisées par l'opérateur en salle de commande ne soient que des procédures avec page de garde et indexage G.R.P.T. .

Si le G.R.P.T. avait appliqué strictement ses règles de cheminement les procédures FRAMATOME auraient dû être considérées comme des documents provisoires dans l'attente de l'établissement de procédures définitives à en-tête G.R.P.T.

Afin de faciliter la gestion de l'ensemble des procédures FRAMATOME et d'assurer un contrôle plus strict, le G.R.P.T. a préféré leur appliquer les règles de cheminement relatives aux procédures définitives avec notamment entrée en documentation centralisée.

2.2. Mise en place des règles de cheminement définitives

La mise en place de procédures définitives totalement gérées par le G.R.P.T. interviendra lorsque FRAMATOME aura remis les jeux de cartes magnétiques correspondants, afin de permettre d'imprimer directement à partir des cartes magnétiques les procédures sur des feuillets à en-tête G.R.P.T.

Il semble que des problèmes de différence de cadrage entre les documents FRAMATOME et les documents G.R.P.T. retardent pour l'instant la remise de ces cartes magnétiques à E.D.F.

En tout état de cause, FRAMATOME est tenu contractuellement de remettre ces cartes au plus tard pour la mise en service industrielle. Le G.R.P.T. espère les avoir avant.

2.3. Procédures de conduite provisoires

Les procédures provisoires peuvent être classées en 2 catégories :

- Certaines procédures peuvent être établies pour remédier à une configuration particulière et momentanée des installations (essais, intervention, ...) nécessitant rapidement la mise en place d'une procédure particulière

ou la modification d'une procédure existante. Ces procédures sont applicables pour une durée limitée. Elles peuvent être rédigées à l'initiative de l'Aménagement, de FRAMATOME ou du G.R.P.T., pendant la période transitoire évoquée plus haut, l'avis de FRAMATOME n'est pas systématiquement requis.

- D'autres procédures provisoires peuvent être établies pour prendre en compte rapidement des modifications définitives d'une procédure existante. Ces procédures sont applicables jusqu'à la parution de la révision de la procédure existante prenant en compte ces modifications.

Pendant la période allant du chargement à la mise en service industrielle, l'avis de FRAMATOME est requis puisque c'est FRAMATOME qui assure les révisions de ces procédures.

Ces modifications peuvent être proposées par l'Aménagement, le G.R.P.T. ou FRAMATOME.

Conclusion

Les procédures d'établissement, de circulation et de mise en oeuvre des consignes et procédures sont donc fort complexes.

On remarque en particulier que la procédure mise en place systématiquement est en quelque sorte la procédure d'exception qui ne devrait logiquement être mise en oeuvre que quand les délais de retour vers Paris ne sont pas compatibles avec le déroulement des essais.

En réalité, le retour vers Paris est beaucoup trop long. Par exemple les procédures révisées tenant compte de la nouvelle procédure G 5 (mise en service du R R A) élaborée en juin 1979 sont arrivées sur site en janvier 1980.

Il conviendrait qu'un effort soit fait par FRAMATOME pour diminuer ces délais de façon à freiner la prolifération des corrections manuscrites.

FICHES D'ALARME

Les fiches d'alarmes sont des documents établis par les Chefs de quart et inconnues de FRAMATOME et de l'Aménagement.

Les fiches d'alarme sont des documents couramment établis dans les centrales thermiques et il semble que les centrales nucléaires américaines Westinghouse possèdent aussi des fiches d'alarme. (Il serait intéressant de savoir si elles sont rédigées par le constructeur ou par l'exploitant). (1)

(1) Voir nota page suivante.

Actuellement le G.R.P.T. de Tricastin est chargé de l'établissement des fiches d'alarme relatives à la fourniture FRAMATOME (Partie nucléaire), le G.R.P.T. de Gravelines se chargeant de l'établissement des fiches d'alarme relatives à la partie conventionnelle.

Dans leur forme définitive, les fiches d'alarme seront réunies en dossier d'alarme par système élémentaire. Ainsi pour environ 1 500 vérines d'alarme en salle de commande, il devrait y avoir 200 à 300 dossiers d'alarme.

Actuellement seule une partie des dossiers d'alarme sont dans leur forme définitive à qualité surveillée. De sorte qu'il subsiste en salle de commande un bac contenant l'ensemble des fiches d'alarme manuscrites classées par système élémentaire qui ne sont pas à qualité surveillée.

Le G.R.P.T. ne pense pas pouvoir mettre toutes les fiches d'alarme sous leur forme définitive avant la divergence et tant que le fichier manuscrit existera, on peut vraisemblablement supposer que l'opérateur utilisera préférentiellement ce fichier plutôt que du dossier d'alarme annexé avec chaque dossier système.

Il semble donc important que le G.R.P.T. fasse le nécessaire pour supprimer rapidement ces fiches manuscrites qui ne répondent pas aux exigences d'une assurance qualité correcte.

Il ne faut pas perdre de vue que ces fiches d'alarme sont appelées à jouer un rôle aussi important, sinon plus que les procédures de conduite. En phase incidentelle, si l'opérateur a le temps de consulter des documents pour orienter son action, il se reportera en priorité aux fiches d'alarme qui doivent lui permettre de définir les causes de l'apparition des alarmes correspondantes, qui le renvoient aux procédures de conduites à appliquer et qui vont même semble-t-il dans certains cas jusqu'à indiquer certaines actions correctives à entreprendre.

Ces fiches d'alarme sont établies à partir des diagrammes fonctionnels et des dossiers de système élémentaire établis par FRAMATOME.

Nota: Lors de la mission aux Etats-Unis effectuée en avril 1980 par MM. Cayol, Fourest et Démarcq, ceux-ci ont interrogé la N.R.C. sur l'existence de fiches d'alarme sur les centrales américaines. Leurs interlocuteurs ont déclaré ne pas connaître de tels documents. De toute façon les exploitants rédigent eux-mêmes les consignes: la logique voudrait qu'ils rédigent également les fiches d'alarme.

ANNEXE 10

GROUPE 251E - EXAMEN DES CONSIGNES A3 ET A1-1

Procédure A11 = APRP (petites brèches)

1. Nécessité de définir des critères plus précis d'arrêt d'une pompe ISHP.
2. Nécessité de définir également des critères précis de remise en service manuelle de l'IS si les paramètres évoluent de manière incontrôlée au cours des opérations de refroidissement-dépressurisation.
3. Suppression de l'utilisation de la clé de blocage, pour arrêt de la pompe ISHP surabondante.

Procédure A3 : RTGV

1. EDF ~~remet~~ en cause la procédure CPI qui préconise la dépressurisation rapide du primaire à l'aide d'une vanne de décharge pressuriseur. FRAMATOME rappelle que cette option a été prise compte tenu de la nécessité de respecter le critère de 30 mn d'annulation de la fuite primaire → secondaire (critère du Rapport de Sécurité). En effet, ce critère sera difficile à respecter si on dépressurise par les moyens "normaux" (aspersion) compte tenu du délai de détection du GV affecté et des actions nombreuses à effectuer avant d'annuler la fuite.

Le SEPTEN rappelle que le seul critère à respecter est celui du relâchement maximum admissible d'activité à l'atmosphère en limite de site.

REAM fait confirmer par FRAMATOME, que les études ont été faites en considérant également le critère de non remplissage en eau des tuyauteries vapeur.

La question qui se pose est donc de savoir si ces deux critères permettent de relâcher la contrainte des 30 mn.

Par ailleurs, il conviendrait également qu'EDF précise le temps de réponse et la validité des mesures de détection d'une RTGV (mesures d'activité purges GV - condenseur, mesures dont la REAM avait jusqu'alors douté de la faisabilité dans ce cas).

2. L'analyse de la procédure suivie à DOEL 2 pour annuler la fuite primaire vers le secondaire tout en limitant au maximum les rejets vers l'atmosphère conduit le GRPT Bugey à proposer des modifications de A3 dans le sens suivant :

- diagnostic de l'évènement RTGV
- refroidissement du primaire par le GCT jusqu'à une température correspondant à une pression secondaire $< p$ d'ouverture des soupapes de décharge. GV à l'atmosphère.

- identification du GV défaillant
- isolement de son alimentation en eau et de sa sortie vapeur
- basculement de l'alimentation des boîtes étanches sur les chaudières auxiliaires
- maintien du niveau du GV défaillant en agissant sur son débit de purge.

L'adoption de cette procédure réduirait le relâchement des produits radioactifs dans l'atmosphère, et permettrait éventuellement de s'affranchir du critère de temps.

3. Compte tenu de l'examen précédent, EDF se chargera de faire des propositions officielles à FRAMATOME en ce qui concerne :

- l'application éventuelle de la procédure proposée par le GRPT-Bugey,
- la nécessité d'une dépressurisation rapide (réexamen du critère de 30 mn ayant conduit à préconiser l'utilisation d'une vanne de décharge).

ANNEXE 11

QUESTIONS ET REPONSES SUR LES CONSIGNES A3 ET A1.1

(Questions des missions 1 et 2, réponses manuscrites du groupe 251 E)

REMARQUES TECHNIQUES CONCERNANT LES CONSIGNES

Consigne A 3

- 1 - Avant le déclenchement de l'injection de sécurité et après l'arrêt d'urgence, l'identification du G.V. accidenté ne peut se fonder sur l'activité aux purges des G.V. puisque l'arrêt d'urgence entraîne un isolement de l'eau alimentaire et de l'A.P.G.
- 2 - La consigne n'envisage la dépressurisation que par l'utilisation d'une vanne de décharge du pressuriseur, alors que le rapport de sûreté envisage comme premier moyen l'utilisation de l'aspersion au pressuriseur et comme moyen auxiliaire l'utilisation de la vanne de décharge.
- 3 - La consigne prévoit la fermeture des vannes d'isolement de la décharge du G.V. (4-3-2), alors que l'étude post-accidentelle préconise l'augmentation du point de consigne des vannes de décharge.
- 4 - La consigne A 11 dans son paragraphe 5-1-2-2 renvoie vers la consigne A.3. La consigne A 3 ne prévoit pas cette provenance.
- 5 - Il y a une différence entre la consigne et les études post-accidentelles au sujet de l'arrêt des pompes primaires. La consigne demande l'arrêt des pompes avant dépressurisation. L'étude post-accidentelle suppose l'arrêt des pompes 1/4 d'heure après l'arrêt d'urgence dans le cas où l'on utilise l'aspersion du pressuriseur ; elle ne suppose pas l'arrêt dans le cas où la dépressurisation se fait par la vanne de décharge.
- 6 - Dans le 5-3-2, la condition peut être inutile, puisque les pompes primaires devraient avoir été arrêtées au 4.11.

Consigne A 11

- 1 - Le bien-fondé du critère de déclenchement des pompes primaires au 4-2 (pression primaire voisine de la pression secondaire, 60 à 70 bars) mériterait d'être précisé.
- 2 - Au 4-3-1, si le niveau est décroissant, il faudrait un renvoi vers la consigne A 12 après avoir vérifié que l'on n'a pas une rupture de tube G.V. en examinant l'activité au secondaire.
- 3 - Au 4-3-2, les critères d'arrêt d'une pompe de charge ne sont pas assez précis.
- 4 - Il est noté dans le 5-1-2-1 que la distinction entre RTV et petite brèche primaire est difficile à réaliser avant le déclenchement de l'injection de sécurité. Or la consigne A 01 (4-1-3-2) oriente vers A 3 ou A 11 sur le simple critère d'activité aux purges G.V.

Ce diagnostic est remis en question dans la consigne A 11 (5-1-2-1) alors qu'il ne l'est pas dans la consigne A 3 (4-1-2).
- 5 - Il serait nécessaire de donner des critères bien précis pour isoler les accumulateurs de l'injection de sécurité.

Couronne A3

Question n° 1

Lequel des deux logiques d'arrêt d'urgence n'entraîne pas l'isolement de l'ARE et de l'APG

Seule la baisse des niveaux GV courbe active à l'ARR provoque par les niveaux GV en 2/3 le démarrage de l'APG (d'arrêt de l'isolement de l'APG).

De toute façon, le temps qui s'écoule entre l'ARR et l'IS est trop court pour permettre une quelconque intervention de l'opérateur et sûrement pas à partir de mesures d'urgence.

Question n° 2

La prochaine révision de A3 préconise la dépressurisation par les moyens normaux (aspiration normale ou auxiliaire)

Question n° 3

Les deux manœuvres sont possibles. La première (sur pale) à mettre en œuvre a été retenue dans la couronne.

Question n° 4

Cette précision ne nous semble pas nécessaire. Ce qui importe est le séquençage possible de A11 vers A3 si une ATGV est identifiée depuis A11.

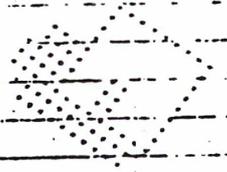
Question n° 5

L'un des points principaux était précisé pour éviter leur détermination possible au cours de la dépressurisation par la valeur de décharge prescrite. L'autre systématique

ne se justifie plus en dépressurisant par la personne.

6) Question n° 6

remarque exacte



1) Question n° 1

Le critère général d'arrêt des poutres primaires relatives pour le mouvement sera identique pour toutes les procédures A: de déclenchement si dépassement des limites (p, T) autorisées par leur bon fonctionnement.

2) Question n° 2

cette instruction serait prématurée. (IS toujours en fonctionnement)

3) Question n° 3

De manière générale les critères d'arrêt d'une action de sauvegarde seront mieux précisés dans les prochaines versions des procédures A. Il sera également précisé la remise en service de cette action si son arrêt a été prématuré ou abusif.

4) Question n° 4

Les seuls critères avant déclenchement de l'IS d'une identification de RTGV sur les manœuvres d'activité secondaire. Si l'identification avant IS n'a pas été faite, on sera orienté dans A11. Auquel cas, la distinction entre RTGV et petite brèche primaire se fera dans A11 par les manœuvres de niveaux GV.

5) Question n° 5

Remarque exacte dont il sera tenu compte dans la prochaine version.

ANNEXE 12

GROUPE 251E - EXAMEN DES CONSIGNES A8, A2.1 ET A2.2

PROCEDURE A 8 - DEPRESSURISATION INTTEMPESTIVE PAR LE PRESSURISEUR

Deux types de brèches ont été envisagés :

- isolables,
- non isolables.

La modification, par rapport à Bugey et Fessenheim, consiste à donner un ordre de fermeture automatique aux vannes d'isolement des lignes de décharge du pressuriseur (lettre 8420 du 9.10.79 adressée par REAM au S.C.S.I.N.).

Les remarques essentielles sont les suivantes :

- le paragraphe 5.4, concernant la réouverture des soupapes de décharge au-dessus du seuil P 11, mal rédigé, sera repris par FRAMATOME ;
- à propos des conditions de sous-saturation du primaire, REAM précise qu'une modification est engagée sur CP 1 pour donner au Chef de bloc une indication de la marge de température sortie coeur à la température de saturation (un enregistreur 18 pistes sur lequel seront reportées 14 températures RIC, les trois températures branches chaudes et la température de saturation élaborée à partir de la pression primaire).

S.P.T. demande à doubler, au moins, le dispositif d'élaboration de la température de saturation.

- SEPTEN insiste sur l'intérêt de sensibiliser l'opérateur, sur les risques potentiels liés à l'isolement trop tardif d'une brèche primaire.

Des études sont indispensables pour préciser ces risques, et si risque il y a, les critères et délais d'intervention.

Ces études sont en cours, dans le cadre de l'action post-TMI n° 3200.

- vis-à-vis de l'isolement de la brèche (refermeture d'une soupape de décharge restée coincée ouverte), FRAMATOME rappelle que sa position est d'isoler la fuite dès que possible, à n'importe quel moment de la dépressurisation.

PROCEDURE A 2.1 : RUPTURE DE TUYAUTERIE VAPEUR EXTERIEURE A L'ENCEINTE

Cette procédure s'applique à une fuite importante de vapeur extérieure à l'enceinte, provoquant un signal IS.

Pour des fuites de vapeur plus faibles, ne sollicitant pas l'IS, la procédure I6 est appliquée.

E.D.F.-S.P.T. fait remarquer que le titre de la procédure est à revoir, car A 2.1 traite à la fois de la rupture de tuyauterie vapeur, extérieure à l'enceinte et de l'ouverture intempestive d'une soupape G.V. sans refermeture.

1 - Isolement manuel des lignes vapeur (paragraphe 4.2)

REAM souhaiterait qu'une réflexion s'engage pour envisager l'isolement automatique des lignes vapeur, sur tout signal IS.

La réponse n'est pas évidente. Une étude est nécessaire. La modification, si elle intervenait, simplifierait les procédures, à un moment où l'opérateur est bien sollicité par ailleurs.

2 - Détermination de la ligne de vapeur défaillante (§ 4.3)

La nécessité d'examiner les pressions vapeur pour identifier la ligne défaillante conduit à souhaiter l'enregistrement de ces grandeurs.

REAM en a fait la demande à FRAMATOME.

3 - Déclenchement des pompes primaires (§ 5.2 et 5.6)

Le paragraphe 5.6 est surabondant. Le supprimer.

Reprendre le paragraphe 5.2. et prescrire l'arrêt des pompes primaires sans condition.

4 - Remise à zéro des signaux (§ 5.3 et 5.4)

La remise à zéro manuelle du signal IS ne semble pas nécessaire : elle est automatique au bout de 10 minutes.

La remise à zéro manuelle du signal "Isolement enceinte, première phase", n'est pas urgente. La faire plus tard (§ 5.8) au moment où des actionneurs sont réellement à manoeuvrer.

5 - Arrêt de la pompe ISHP surabondante (§ 5.8)

Préciser les critères d'arrêt d'une pompe ISHP.

6 - Redémarrage d'une pompe primaire (§ 5.14)

Préciser les critères de remise en service d'une pompe primaire.

Ne pas redémarrer la pompe de la boucle affectée.

PROCEDURE A 2.2 : RUPTURE DE TUYAUTERIE SECONDAIRE INTERIEURE A L'ENCEINTE

Cette procédure s'applique aux ruptures de tuyauterie secondaire dans l'enceinte, provoquant une injection de sécurité :

- soit rupture tuyauterie vapeur entre G.V. et traversée d'enceinte,
- soit rupture tuyauterie d'eau alimentaire normale entre G.V. et clapets de non retour ARE 40, 41, 42 VL

La rupture d'une tuyauterie d'eau en amont des clapets fait l'objet de la procédure IARE 2.

Corriger dans le nota du chapitre 2 - OBJET, la référence IARE 1 en IARE 2.

1 - Remise à zéro des signaux (§ 5.1.6, 5.2.1 et 5.2.2)

Les remises à zéro manuelles ne sont nécessaires qu'au moment où l'on veut modifier l'état des actionneurs concernés.

Pour les remises à zéro manuelles, doublées de remises à zéro automatiques, il est même inutile de les initier systématiquement (voir remarque précédente). Tout au plus, confirmation manuelle.

2 - Arrêt de la pompe ISHP surabondante (§ 5.1.9)

Préciser les critères d'arrêt d'une pompe ISHP (id. A 2.1)

3 - Recirculation EAS (§ 5.2.5)

De même que pour la recirculation IS, il faut prévoir d'effectuer manuellement la recirculation EAS si celle-ci ne s'est pas déroulée correctement en automatique.

4 - Alimentation RRI des échangeurs EAS (§ 5.3.1 et 5.3.2)

Les paragraphes 5.3.1 et 5.3.2 devront être complétés et repris.

E.D.F. fera des propositions d'alimentation différenciée des circuits RRI, selon la disponibilité des files.

5 - Remarques générales

Des améliorations de textes, des simplifications et des compléments d'instruction seront apportés par FRAMATOME (en particulier : paragraphe 5.3.7, 5.4.4 et 5.5).

.../...

ANNEXE 13

QUESTIONS ET REPONSES SUR LES CONSIGNES A8, A2.1 ET A2.2

(Questions des missions 1 et 2, réponses manuscrites du groupe 251 E)

NOTA : - Les remarques qui suivent ne sont pas classées par ordre d'importance et ne portent pas uniquement sur la cohérence des procédures avec les études.
- Nous sommes d'accord avec les remarques du compte rendu de la 3ème réunion du groupe 251 E portant sur cette procédure.

1°) La procédure prend en compte la modification relative à la commande des vannes d'isolement des vannes de décharges par P 11. Or cette modification n'a pas encore reçu l'agrément des autorités de sûreté et suscite des réserves importantes de la part du Département de Sûreté Nucléaire.

2°) La consigne n'envisage pas le cas où l'on a arrêt d'urgence du réacteur sans injection de sécurité, alors que le rapport de sûreté (§ 4.3.2 p. 12) montre un décalage de 20 s entre l'arrêt d'urgence et l'injection de sécurité. Dans des conditions moins pénalisantes (petite brèche du type vanne fuyarde), ne peut-on pas imaginer un A.U. sans apparition d'I.S. ?

3°) Considérons le scénario suivant :

Une vanne de décharge est fuyarde : la pression diminue jusqu'à 139 bar (seuil permissif P 11), puis il va y avoir battement autour de cette valeur puisque les vannes d'isolement des vannes de décharge se fermeront et s'ouvriront alternativement.

Comment détecter une telle situation ?

Quel signal déclenchera l'A.U.R. ?

Dans le cas où il n'y a pas d'A.U.R., quelle est la procédure à suivre ?

4°) Le niveau pressuriseur est-il significatif comme symptôme au 3.1 (avant déclenchement I.S.) ?

5°) L'étude d'une rupture de la ligne entre le pressuriseur et les soupapes est-elle couverte par l'ouverture intempestive d'une soupape ?

6°) Il n'y a pas une bonne homogénéité entre les symptômes 3.1 et la procédure A 01 ("capteurs pression pressu donnent tous la même indication" est omis dans A 8). De même entre 3.2 et A 02.

7°) Quel est le rôle exact des symptômes spécifiques en 3.3.?

Si la rupture se produit en amont des soupapes, ou des vannes de décharge, ces symptômes n'apparaîtront pas.

8°) Les liaisons logiques entre les différents paragraphes ne sont pas toujours claires (exemple : ou inclusif entre 4.1.1.1. et 4.1.1.2., ou exclusif entre 4.1.2. et 4.1.3.). Il y a ambiguïté à la fin du paragraphe 4.1.2. sur la suite des opérations à effectuer (s'arrête-t-on, ou va-t-on au paragraphe 5 ?)

9°) 4.1.3.2. et 4.2.3.b) Pourquoi renvoyer dans un cas à A 11 et dans l'autre à A 12. N'y aurait-il pas lieu de préciser l'endroit exact (le §) où le renvoi doit être effectué dans A 11 ou A 12 ?

10°) 4.2.1. Il y aurait lieu de préciser les critères d'arrêt des pompes primaires.

11°) Le renvoi au 4.2. à l'issue du 4.1.3.1. n'est pas optimal car il introduit un retour en arrière inutile au passage du 4.2.2. qui renvoie lui-même à 4.1.1.

Réponses aux questions SC51N5 (numéros 1 et 2) du 11/1/80

Procédure AS

1) Question n°1

Nous n'avons pas été informés du nouageiment des Autorités de Sûreté ni des réserves émises par le DSN. La modification a reçu l'accord de la REAT.

2) Question n°2

La procédure AS dans sa nouvelle version ne traite que le cas où l'IS a été effectif (suppression de 3.1). Par ailleurs un décalage (théorique) de 20 s entre AUC et IS est totalement indiscernable par l'opérateur en salle de commande et n'a donc pas été pris en compte.

3) Question n°3

La modification de l'hydraulique du P11 (passage de 0,7 à 13 bar) permet d'augmenter la période de battement. Cette situation doit être détectée et traitée par fiche d'alarme (EDF).

Il n'y a pas de raison pour avoir déclenchement de l'AUC

4) Question n°4

Avant déclenchement de l'II, la pression primaire est supérieure à 118 bar. Le primaire est sous-saturé, l'indication de niveau est supprimée conede et donc significative. La coïncidence basse pression, - niveau primaire constant ou croissant, température et flux nucléaire constants est

qui bien significative d'une dépression atypique
avant passage par le processus

Question n°5

puissiez vous. De toute façon, si c'était inexact, on serait
guéri vers la procédure A12 grosse brèche humaine qui
pour le cas envisagé.

Question n°6

Les symptômes apparaissant dans le processus A autres que
A1 et A02 étaient donnés à titre de "confirmation" du
diagnostic établi dans A01 et A02. Il n'était donc pas
nécessaire de respecter une parfaite homogénéité.
Dans la nouvelle révision des procédures, le paragraphe
"symptômes" sera de toute façon supprimé.

Question n°7

Les symptômes spécifiques en 3.3 permettent s'ils sont présents
de confirmer le diagnostic; d'identifier le ou les organes
défaillants

Question n°8

Question sans objet

Question n°9

Le renvoi à A1.1 (en 4.1.3.2) est prévu car il s'agit d'une
dépression lente (l'opérateur a pu intervenir avant D)
Le renvoi à A1.2 (en 4.2.3b) est fait pour des raisons de sécurité
car il s'agit de d'une dépression plus rapide
Dans la nouvelle révision de A8. un seul renvoi (vers A11)

des peure, avec plusieurs renvois possibles depuis A11 vers A12

0) Question n° 10

Le critère actuel nous semble suffisamment précis. Les états
en cours monteront s'il doit être modifié.

1) Question n° 11

Remarque exacte dont il sera tenu compte dans la nouvelle
version de A8.

- Remarques sur la procédure A 2.1. -

NOTA : idem que procédure A 8.

1°) Symptômes

Les symptômes reproduits dans le 3 ne sont pas homogènes avec ceux de la consigne A 02. Notamment, le cas "brèche intermédiaire" et "lignes vapeur isolées" prévu dans A 02 n'est pas traité.

Dans les symptômes, on ne retrouve pas deux des symptômes du rapport de sûreté (III-4.3.4.2.7.) : diminution de niveau dans le pressuriseur et basse pression pressuriseur.

2°) En 5.8. Arrêt I.S. Nécessité de critères plus précis d'autant plus qu'il peut y avoir ambiguïté de diagnostic entre A 8 et A 2.1., la principale sélection d'après A 02 se fait au niveau de la pression vapeur décroissante dans les 3 G.V. ce qui ne paraît pas le critère le plus significatif (cf. TMI).

3°) Les études d'accident prennent en compte une défaillance unique sur les robinets d'isolement vapeur, la procédure A 2.1. ne semble pas prendre en compte cette éventualité (§ 4.2.). Ceci peut rendre plus difficile le diagnostic de la ligne rompue.

4°) Dans le 5.1.1.1., dans la consigne A 2.2. on prend en compte une décharge possible des accumulateurs RIS, ainsi que dans l'étude post-accidentelle "rupture d'une tuyauterie vapeur". Pourquoi cette décharge n'est-elle pas prise en compte dans A 2.1. ?

Ne conviendrait-il pas de donner l'ordre à l'opérateur de remplir à nouveau les accumulateurs RIS puisque la pression va remonter ?

5°) En 5.15, nécessité d'indiquer que les vannes d'isolement du REN doivent être recouvertes. Par ailleurs, d'après l'étude post-accidentelle la borication à 7000 p.p.m semble nécessaire pour éviter un retour en criticité au-delà de 3000 secondes. Ce point de la procédure devrait être spécifié avec plus d'insistance.

Question n°1

Le premier point est exact. Il s'agit d'un cable.
Le deuxième point relatif aux menus de niveau est possible
et sans objet puisque ces symptômes apparaissent dans
presque tous les cas d'accidents devenant non significatifs

Question n°2

La procédure avait été écrite avant TMI. Depuis, les critères
d'arrêt de l'II sont repris de façon systématique dans tous les
procédus A.

Néanmoins l'argument donné ne semble pas correct : à TMI
il n'y a pas eu perte de vapeur à l'extinction de l'enceinte mais
perte ARE + ouverture sans refermeture d'une valve de pressionneur
+ non fonctionnement ASG --



Question n°3

Cette question est d'ordre "philosophique".
Les études post-accidentelles sur lesquelles sont basés les
procédus A ne prennent pas en compte les défaillances
envoyés sans le étude du Rapport de sûreté.

Question n°4

Ceci est un oubli (encore que la grille soit en dehors de l'enceinte
et que la décharge des accus est peu probable).
Le remplissage des accus ne se justifie pas et de toute façon
n'a aucune priorité vis-à-vis de autres actions de l'opérateur

5) Question n° 5

La réouverture des vannes EN est en effet à indiquer encore
que cette manœuvre soit évidente pour l'opérateur.
La location directe par le 7000 ppm sera indiquée dans
le prochain résumé de A 21



- Remarques sur la procédure A 2.2. -

NOTA : idem A 8.

1°) Remarque générale.

En cas de RTV ou de RTE intérieure enceinte, les évolutions de paramètres primaires notamment sont fort différentes. Il n'apparaît pas judicieux d'avoir la même procédure pour les 2 cas d'accident. En fait la procédure semble avoir été rédigée essentiellement dans l'optique RTV et peut dans certains cas ne pas être bien adaptée à la RTE, ou conduire à des erreurs d'opérateurs.

Exemple :

- en 5.1.9 : si cette instruction est valable pour RTV, dans le cas RTE le pressuriseur est plein d'eau avant intervention de l'opérateur. Celle-ci a pour but de faire redescendre le niveau dans sa gamme normale et non plus de stabiliser sa montée.
- 2ème et 3ème alinéa de 5.3.7. et 1er alinéa de 5.3.8.
- L'étude post-accidentelle de RTE conseille la remise en route d'une pompe primaire lorsque les conditions de pression et température le permettent. Ceci n'apparaît pas dans la procédure.

2°) Symptômes

Les symptômes reproduits dans 3 ne sont pas homogènes avec ceux de la consigne A 02. Certains symptômes sont plus précis et regroupés différemment (exemple : "les lignes vapeur ont été isolées par haute pression enceinte", dans A 2.2. au lieu de "ligne vapeur isolée" et "pression enceinte anormale" dans A 02). D'autres symptômes sont incomplets "un des G.V. se caractérise par

- 1) débit vapeur important"
- 2) niveau décroissant ou nul"

Il manque 3) pression vapeur décroissante ou basse" qui se trouve dans A 02.

Il y a ambiguïté des symptômes entre A 2.1 et A.2.2. :

- "ligne vapeur non isolée" est symptôme nécessaire pour bêche intermédiaire dans A 2.1 mais c'est le contraire dans A 2.2. pourquoi ?
- Puisque l'ASG est automatiquement mis en service après I.S, le tableau page 5 paraît inutilement compliqué.

3°) cf. remarque n° 3 sur A 2.1.

4°) cf. remarque n° 4 sur A 2.1.

5°) En 4.3. même remarque que celle faite par le groupe 251 E sur le 4.3. de A 2.1.

6°) En 5.1.1.2. Pourquoi le réglage du niveau dans les 2 G.V sains n'est-il pas le même entre A 2.1 (- 0,4 m) et A 2.2. (- 1,6 m).

7°) cf. remarque n° 5 sur A 2.1.

8°) En 5.4.4. mauvaise rédaction de la 1ère phrase de ce paragraphe qui la rend incohérente avec le dernier alinéa.

9°) En 5.6.3.2. il faudrait préciser la remise en service des chaufferettes, celles-ci ayant été déclenchées en 5.5.1.

procédure #22

1) Question n°1

Même procédure #23 pour able pour distinguer brèches RTE et RTV, ou plutôt brèches secondaires pouvant conduire à un réchauffement et brèches secondaires pouvant conduire à un refroidissement.

2) Question n°2

Pour le premier point, même remarque que pour la question n°6 de A3.

Pour le second point, voir réponse à la question n°1 concernant la procédure A21. Le cas "brèches intermédiaires + lignes vapeur isolées" a été traité.



Peu importe pour (relatif à l'Asf) et exact.

3) Question n°5

nous sommes d'accord avec la remarque

4) Question n°6

Il s'agit d'une erreur qui sera corrigée (33% en gamme étroite = 33% gamme large = -0,4 mètre)

5) Question n°8 et 9 OK

ANNEXE 14

GROUPE 251 E - EXAMEN DES CONSIGNES A7, A10, A0.1, A0.2

Procédures dites "d'aide au diagnostic" (A01 - A02)

A01 : procédure générale de conduite en cas d'approche présumée de l'IS

A02 : procédure générale de conduite après IS

Les points importants retenus sont les suivants :

1. Il ne faut pas essayer d'anticiper des actions de protection (AUR-IS) lorsque l'évolution des paramètres est telle qu'elles vont de toute façon être sollicitées ultérieurement (voir A01 organigramme annexe B).
2. Il serait souhaitable que les actions immédiates communes aux procédures A soient intégrées dans les procédures "enveloppe".
3. Le paragraphe "symptômes" des procédures A_i ne se justifie plus puisque le choix d'une procédure A_i est dérivé du passage obligatoire dans la procédure A01 ou A02.
4. Nécessité de définir des critères physiques précis de détermination du caractère intempestif d'une injection de sécurité pour l'arrêter sans risque (procédure A02).
5. L'identification d'un accident doit être réalisée en priorité à partir :
 - d'états bien déterminés d'actionneurs ou de systèmes (vannes vapeur ouvertes ou fermées, aspersion de l'enceinte en service ou hors service, etc...).
 - de signaux logiques apparus depuis le début de l'accident.

Ces informations étant disponibles en SdC sous forme de verrines d'alarmes éclairées ou éteintes.

Néanmoins, l'analyse de l'évolution des paramètres antérieurement au déclenchement de l'IS est nécessaire pour distinguer dans certains cas le caractère primaire ou secondaire d'une brèche. Ceci doit donc apparaître clairement (procédure A01).

Eventuellement, l'enregistrement de certains paramètres peut s'avérer nécessaire (REAM va faire une demande à FRA d'enregistrer la pression vapeur).

6. Critères d'arrêt des pompes primaires : si ces critères sont communs à tous les cas d'accidents traités, ils doivent apparaître dans la procédure A02. Nécessité de définir également le délai au bout duquel le déclenchement est requis.

PROCEDURE A 7 - DILUTION INTEMPESTIVE

Cette procédure donne les instructions à suivre, lors d'une dilution intempestive du bore, dans le circuit primaire.

Elle fait encore l'objet de discussions entre E.D.F. et FRAMATOME.

Elle pourrait être scindée en 4 parties correspondant aux quatre états du réacteur :

- arrêt pour rechargement,
- arrêt à froid pour intervention (circuit primaire vidangé jusqu'au plan médian des tuyauteries primaires),
- arrêt du réacteur, circuit primaire fermé,
- réacteur en puissance.

1 - Position des grappes d'arrêt, en cas d'intervention G.V.

Discussion sur la position des grappes.

Le SEPTIEN rappelle que le niveau d'eau primaire est abaissé, pour intervention dans les boîtes à eau des G.V., jusqu'au plan médian des tuyauteries.

Les grappes d'arrêt doivent être en position basse, sinon en cas de chute :

- risque de mouvement d'eau, de montée brutale du niveau lors d'opérations telles que la mise en place des tapes d'obturation,
- risque de grippage à la remontée, les mécanismes des grappes n'étant plus en eau. Eviter le fonctionnement à sec des mécanismes.

En outre, lors de la réparation d'un G.V., un ordre permanent d'arrêt d'urgence est maintenu, par très bas niveau G.V.

2 - Borication du circuit primaire (4.1.2)

Préciser les actions à effectuer pour éliminer une dilution intempestive dans les états d'arrêt à froid pour rechargement ou pour intervention ; préciser les temps minima d'intervention des opérateurs.

En particulier est-il réaliste de demander la fermeture du trou d'homme, avant de procéder à la borication du circuit primaire ?

PROCEDURE A 10-APRP, RRA EN SERVICE

La procédure a été rédigée à la lumière de l'incident de non-fermeture des soupapes de sûreté du RRA de Gravelines et conformément à l'étude post-accidentelle 156 CPY 7114.

Deux types d'incidents ont été envisagés :

- brèche avec bulle au pressuriseur résorbée ;
- brèche avec bulle au pressuriseur.

L'isolement enceinte n'est pas "initié" par l'opérateur afin de ne pas perdre la fonction RRA (isolement du circuit RRI alimentant les échangeurs RRA).

Remarques :

- Le paragraphe 4.7. relatif à l'isolement des systèmes de ventilation du BR et du BAN doit être complété par E.D.F.
- Paragraphe 5.3.8. : donner les critères de remise en service des ventilations et préciser les manoeuvres à effectuer.
- Lecture des débitmètres RIS 14 et 15 MD, même remarque que précédemment pour A 12 (possibilité de lire des faibles débits avec une gamme 0 - 1000m³/h).
- Avant d'isoler le RRA du circuit primaire (paragraphe 5.1.8.), s'assurer à nouveau des conditions de sous-saturation du primaire.

ANNEXE 15

QUESTIONS ET REPOSES SUR LES CONSIGNES A7, A10, A0.1 ET A0.2

(Questions des missions 1 et 2, réponses manuscrites du groupe 251 E)

REMARQUES SUR LA PROCEDURE A.7

Nota : Nous sommes d'accord avec les remarques du groupe 251 E figurant dans le compte rendu de la 4^{ème} réunion, en particulier il nous paraît indispensable de scinder la procédure en 4 parties selon l'état initial du réacteur. Toutefois nous voyons mal la portée de l'observation du SEPTEN au § 3.1 page 5 de ce compte rendu.

- 1) Aucune autre consigne A ne fait référence à A.7. Comment l'opérateur sera-t-il conduit à utiliser A.7 ?

- 2) § 3 - Les liens logiques entre les symptômes devraient être précisés dans les 4 conditions initiales envisagées. En effet si certains sont très caractéristiques de l'accident (ex. "niveau haut circuit primaire" RCP 464 AA) d'autres le sont beaucoup moins (ex. "niveau haut RCV 02 BA").

- 3) § 3.3. :
 - problème de cohérence avec les automatismes : il ne semble pas qu'il y ait A.U. par haut niveau d'eau dans le pressuriseur ; il faudrait pour cela concordance avec P7 ce qui n'est pas le cas en arrêt (à chaud ou à froid),
 - en état d'arrêt à froid, la bulle est noyée au pressuriseur. Quelle est alors la signification de l'alarme "haut niveau d'eau dans le pressuriseur"?
 - la ligne "voyants allumés seuil P6 RPA 118 LA et RPB 118 LA ne peut s'interpréter comme symptôme, puisqu'à l'arrêt ces voyants sont toujours allumés,
 - dans l'étude post-accidentelle, le cas où la décharge passe par la vanne RCV 30 VP vers le TEP peut correspondre à une diminution du niveau du réservoir RCV 02 BA (en arrêt à chaud ou en puissance, et en mode automatique d'appoint, cf. § III.1.1.a de l'étude P.A.). Le symptôme "alarme niveau haut dans RCV 02 BA paraît donc douteux.

- 4) § 3.4. - Il manque le symptôme "alarme pour insertion complète des groupes de réglage" mentionné dans le § V.6.2. page 30 de l'étude post-accidentelle.
- 5) L'étude post-accidentelle prend en compte parmi les causes possibles de la dilution une erreur de l'opérateur. Le choix du type d'erreur envisagée résulte-t-il de critères particuliers ?
- 6) Sans objet
- 7) L'étude post-accidentelle indique au § V.5.6. page 26 que l'opérateur doit cesser immédiatement le refroidissement du réacteur en cas de dilution intempestive se produisant pendant une phase de passage de l'arrêt chaud à l'arrêt froid, afin d'augmenter le temps disponible avant retour à la divergence. Cette prescription n'est pas reprise dans la procédure A.7.
- 8) Le § 4.1.2. est mal rédigé et n'est pas clair. Certaines actions figurent dans la colonne observation. La rédaction de quatre sous-procédures correspondant aux quatre situations initiales devrait permettre de le clarifier. Combien de temps faut-il pour refermer un trou d'homme GV ? Quelle est la précision de la mesure de niveau d'eau dans la cuve ?
- 9) L'étude post-accidentelle indique des moyens de prévenir une dilution due à une fuite sur un échangeur RRA-RR1 au cours d'un arrêt froid pour inspection des GV mais ni l'étude post-accidentelle ni la procédure A 7 ne précisent les actions à entreprendre par l'opérateur si une telle fuite se produit lors d'un arrêt froid.

Procédure A7

1) Question n° 1

L'opérateur sous conduite à utiliser A7 doit à partir des fiches d'alarmes EF soit à partir de la procédure I1 "arrêt d'urgence du réacteur" qui sera révisée en ce sens.

2) Question n° 2

La prochaine révision mettra l'accent sur les symptômes les plus vraisemblablement caractéristiques suivant les conditions initiales envisagées.

3) Question n° 3

- premier point : le signal PF est atteint environ 30 mn après le début de l'accident et valide alors l'ALAR par haut niveau d'eau dans le pressuriseur (l'ALAR par haut flux niveau source ultérieur quelques dizaines de secondes avant)

- Deuxième point :

"l'alarme" haut niveau d'eau dans le pressuriseur" n'a eu effet de sens qu'avant noyage de la bulle.

- Troisième point :

Les voyants RPA 118LA et RPB 118LA ont en effet allumés quand

la puissance réacteur est inférieure au seuil PG. Ils ne doivent donc pas être utilisés comme symptôme

- Quatrième point :

Le cas envisagé dans l'étude post-accidentelle n'est absolument pas réaliste et n'a donc pas été envisagé!

Question n°4

Les symptômes spécifiques seront précisés dans la prochaine révision.
Il n'y a pas d'alarme "insertion complète des groupes de régulation"
mais des alarmes grille en pontique base pour chaque groupe.

Question n°5

Il n'y a pas eu de critères particuliers pour faire le choix du type
d'anneau opératoire.

Question n°6

La nouvelle rédaction de la procédure A7, en distinguant les
différents cas de fonctionnement apportera les précisions demandées.

Question n°7

Cette prescription sera indiquée dans la prochaine révision.

Question n°8

La réparation du trou d'homme ne sera plus envisagée.

REMARQUES SUR LA PROCEDURE A.10

NOTA : Nous sommes d'accord avec les remarques du groupe 251 E figurant dans le compte rendu de la 3ème réunion.

- 1) Les procédures A.01 et A.02 ne renvoient pas à A.10 et c'est normal car il n'y a pas déclenchement automatique de l'IS. Comment l'opérateur saura-t-il qu'il faut appliquer A.10 ?
- 2) Au niveau des symptômes ou des actions immédiates, il serait très utile de demander à l'opérateur d'examiner les mesures de température en aval des soupapes RRA et RCV ce qui permettrait un diagnostic plus rapide de l'accident s'il s'agit d'une fuite au niveau de ces soupapes.
- 3) § 4.5. et § 4.7. - Nous rappelons qu'après TMI le groupe permanent a demandé un isolement automatique des lignes RPE des puisards et des ventilations sur signal d'activité élevée dans l'enceinte.
- 4) Le § 4.8 n'est pas clair : il devrait donner de façon plus explicite le moyen de diagnostiquer un défaut de régulation notamment pour ce qui est du gradient de température primaire.
- 5) § 4.9 - Que signifie "décondamner les vannes RCV 07, 08, 09 VP ? La suite laisse penser que ces vannes ont été condamnées ouvertes dans la consigne G.5, avec un renvoi à GC.1 : est-ce bien le cas ?
- 6) § 5.1.1. et 5.1.2. - Est-il possible de donner une fourchette de la valeur à laquelle la pression pourrait se stabiliser ?

- 7) Après § 5.1.4.b - N'y aurait-il pas intérêt à rouvrir la ligne de charge puisque dans ce cas on sait qu'il ne s'agit pas d'une brèche RCV ?
- 8) Au § 5.1.6. - Quelle est la justification du seuil de 3 bars ? D'après l'ordinogramme, si la pression décroît lentement jusqu'à moins de 3 bars, il ne peut s'agir d'une brèche RCV. Comment cela est-il démontré ?
- 9) § 5.2.6. - Pourquoi demander la fermeture de la vanne réglante 258 VP ; le § 5.2.7. suivant indique que la pression est réglée ensuite par cette vanne.
- 10) Il faut préciser qu'après 5.2.7. il ne faut pas effectuer les actions de 5.2.8.
- 11) § 5.3.4. - Préciser le niveau de pression auquel il faut remonter.
- 12) § 5.3.7. - Cet ordre est trop laconique et peut être dangereux. Il faudrait demander auparavant de mesurer l'activité de l'air de l'enceinte et d'effectuer un prélèvement de l'eau des puisards.
- 13) § 5.4.7. - Cette instruction devrait être quantifiée (ordre de grandeur du gradient ou du niveau)
- 14) Dans le 5.4.9., le niveau MIN 3 de la bache PTR est donné simultanément à 2,1 m et 4 m.
- 15) Pour les § 5.4.7. à 5.4.10, ne faudrait-il pas séparer plus nettement les cas "EAS en service" et "puissance évacuée par le RRA" ? Dans la rédaction actuelle, le § 5.4.9 semble mélanger les deux et n'apparaît pas clair.
- 16) Le renvoi à A.12 devrait être précisé dans chacun de ces 2 cas (EAS et RRA).

- 17) Le cas traité au paragraphe 5-5 ne semble pas de distinguer nettement du reste de la consigne. Par ailleurs, nous ne comprenons pas pourquoi le cas "température inférieure à 90°C" nécessite une page de consigne, alors que dix-sept pages sont nécessaires pour traiter l'autre cas. Quel est le fondement de la limite de 90°C ?

Procédure A10



1) Question n° 1

Seules les fiches d'alarme peuvent renvoyer à A10.

2) Question n° 2

Des mesures existantes et notamment supplémentaires (soupapes RPA) seront prises en compte dans la prochaine version de A10.

3) Question n° 3

Ne sont prises en compte dans les procédures que les modifications réellement effectuées ou acceptées par fiche de modification et au cours de réalisation.

4) Question n° 4

Le paragraphe 4.8 sera précisé d'autant plus que temps humains anéka, le paragraphe sur le gradient de température humaine et codage.

5) Question n° 5

Les rames RCV 07, 08, 09 sont maintenues ouvertes par courtoisie dans GS mais ne doivent surtout pas être condamnées administrativement (pas de renvoi depuis GS vers GC1) : le terme "de condamner" est donc totalement impropre et sera supprimé.

6) Question n° 6

En l'état actuel des études, il ne semble pas possible de mieux préciser les valeurs de pression.

7) Question n° 7

oui. Sera pris en compte.

8) Question n°8

La valeur de 3 bar a été retenue comme étant le seuil en dessous duquel on ne pouvait plus espérer compter sur les GV comme source d'évacuation de l'énergie.

Le deuxième point est justifié par le fait qu'on a isolé le décharge dès le début d'identification de l'accident

9) Question n°9

La vanne RCV 253 VP est placée en position fermée avant de la manœuvre à l'ouverture pour éviter tout choc transitoire à la mise en service de la ligne ou cas où la vanne RCV 253 VP n'aurait pas initialement en position fermée.

10) Question n°10

oui. Ceci sera prise dans la prochaine révision

11) Question n°11

Pression compatible avec le domaine (p,T) de sous-saturation

12) Question n°12

remarque prise en compte dans la prochaine révision

13) Question n°13

qualification difficile à faire

14) Question n°14

MIN 3 = 2,10m.

15) Questions n°15 et n°16

la prochaine révision précisera ces points avec plus de clarté

REMARQUES SUR LES PROCEDURES A.01 et A.02

NOTA : Nous sommes dans l'ensemble d'accord avec les remarques d'EdF figurant dans le compte rendu de la 2ème réunion du groupe 251 E avec toutefois les 3 réserves suivantes :

- a) On peut supprimer les paragraphes symptômes des procédures Ai dans la mesure où ils se retrouvent dans les procédures A.01 et A.02. Il nous paraît cependant extrêmement souhaitable d'introduire dans les procédures Ai entre les actions immédiates et les actions différées, par exemple, un contrôle du bon choix de la procédure.
- b) Les paragraphes symptômes des procédures A.7 et A.10 doivent être conservés car ils ne se retrouvent pas dans A.01 et A.02 (voir à ce sujet nos remarques sur A.7 et A.10).
- c) L'identification d'un accident doit se faire à notre avis de façon prioritaire à partir de l'évolution des paramètres physiques et non pas à partir des états de systèmes ou d'actionneurs. En effet, d'une part les paramètres physiques nous paraissent beaucoup plus caractéristiques de la situation du réacteur que l'état des systèmes ou des actionneurs, d'autre part on dispose en général d'une bonne redondance sur les mesures physiques ce qui n'est la plupart du temps pas le cas pour les indications de report d'état des actionneurs en salle de commande.

PROCEDURE A.01

- Nous avons bien noté les points soulevés par M. DEBES dans le cadre de la mission 3 qui figurent à l'annexe 4 du compte rendu de la réunion du 22 Janvier et dont certains aspects touchent aux missions 1 et 2 (notamment les points f, g, et h).
- L'observation de la page 6 met en évidence le fait que certaines fiches d'alarme renvoient directement à des procédures. Il semble donc possible dans ces conditions de by passer les procédures A.01 et A.02. Est-ce bien le cas ? Ne conviendrait-il pas de compléter l'exercice en cours sur les procédures par un examen détaillé des fiches d'alarme (au moins celles qui renvoient à une procédure A).

.../...

- § 4.1.3.1. page 11 - La croissance du niveau pressuriseur ne paraît pas une condition suffisante pour conclure que la perte de réfrigérant primaire est compensée (cf. TMI).
- § 4.1.3.2.a) - Il devrait y avoir un renvoi à la procédure permettant d'effectuer ces mesures d'activité.
- La fin du § 4.1.3.2. a) page 13, devrait renvoyer à la procédure A.3.
- le § 4.2.1. demande d'examiner simultanément six paramètres physiques. Cela ne paraît guère pratique. Ne conviendrait-il pas de prévoir dans un tel cas une logique de diagnostic ? Par ailleurs comment pratiquement s'assurer qu'il ne s'agit pas d'un défaut de fonctionnement d'une chaîne de mesure concernant les G.V. ?
- Même remarque sur le § 4.2.2. page 16.
- L'ordinogramme de l'annexe D ne reprend pas le symptôme "alarme de blocage de l'extraction des grappes" qui figure en 4.2.1.
- Dans l'annexe C pages 1/4 et 3/4 certaines actions paraissent dans la colonne "observations" : ouverture vanne réglante RCV 46 VP.

PROCEDURE A.02

- La prise en compte de notre remarque dans le nota c) ci-dessus devrait entraîner une refonte de la logique de la procédure.
- § 4.1.2. page 9 - Il faudrait rappeler ici la liste des signaux de déclenchement IS ou renvoyer explicitement à l'annexe C.
- § 4.1.3. - La notion de valeur anormale des paramètres concernés n'est pas claire et en tout cas insuffisante. Il faudrait pouvoir trouver des critères beaucoup plus précis pour diagnostiquer une IS intempestive.
- § 4.3. - "Les lignes vapeur sont isolées", ceci nous paraît être un exemple caractéristique d'un diagnostic fondé sur l'état d'un actionneur et non sur un paramètre physique (cf. nota c). Les paramètres ayant déclenchés l'isolement des lignes vapeur sont placés en "remarques" à la fin du § 4.3.2. et

du § 4.3.3. alors que le diagnostic devrait être fondé sur eux.

- § 4.3.3.1. page 14 - Il faut renvoyer à A.8 et non à A.12.
- § 4.3.3.2. - La distinction entre brèche intermédiaire et petite brèche n'est pas facile. Il conviendrait d'être plus précis avant d'orienter l'opérateur sur A.1.1 ou A.1.2.
- § 4.4.2. - Une augmentation excessive de charge à puissance partielle est un incident relativement fréquent par rapport aux accidents envisagés dans cette procédure A.02. N'y a-t-il pas un autre moyen de l'identifier plus tôt dans le cours de cette procédure ?
- Dans l'annexe B, l'alarme IS sur basse pression pressuriseur pourrait apparaître dans la première partie du tableau puisqu'elle figure dans tous les cas d'accident.

Procédure A01 et A02

Préambule

- La procédure A01 sera supprimée (existence de fiches d'alarmes)
- La procédure A02 est en cours de modification (simplification et fusion de l'ordinoگرامme).

Commentaires sur les "notes"

- La suppression des paragraphes "symptômes" est en effet contrebalancée par des instructions permettant le renvoi d'une procédure à une autre en cas de risque d'ambiguïté sur le diagnostic (distinction entre petite brèche primaire et RTGV par exemple : confirmation du diagnostic dans A11 (petite brèche primaire) et renvoi éventuel à A3 (RTGV))
- Les paragraphes symptômes des procédures A7 et A10 seront en effet conservés (seules les fiches d'alarmes renvoient à ces procédures)
- L'identification à partir de états de système ou d'actionneurs n'est même que pour préciser les symptômes principaux basés sur l'évolution de paramètres physiques. Néanmoins, il ne faut pas se priver de ces indications qui permettent dans certains cas de localiser rapidement la brèche et donc d'intervenir (vanne bloquée ouverte et isolable par exemple) pour stopper l'accident.

Procédure A01:

Compte tenu de sa suppression éventuelle, les remarques faites (souvent justifiées) ne sont pas réexaminées

Procédure A02:

La majorité des remarques s'avère fondée. Il en sera tenu compte dans la révision en cours.

ANNEXE 16

ACTIVITES DE L'EQUIPE 251 E - BILAN DE L'EXAMEN DES PROCEDURES A (CP1)

S O M M A I R E

REFLEXION. BILAN GLOBAL DE L'EXAMEN DES PROCEDURES A - CP 1

I - LES PROCEDURES ACTUELLES

II - LES PROCEDURES FUTURES

III - BILAN DETAILLE

3.1 - Procédures générales

3.1.1 - Procédure A.01

3.1.2 - Procédure A.02

3.1.3 - Aide au diagnostic

3.2 - Procédures particulières, après IS
A 11, A 12, A 21, A 22, A 3, A 8

3.2.1 - Prochaine révision des procédures

3.2.2 - Réflexions à engager

3.3 - Procédures particulières, sans IS
A 7, A 9, A 10

3.4 - Les autres procédures A
A 4, A 5, A 6

REFLEXION

Examen critique des procédures accidentelles A - CP 1, afin de vérifier, en première étape :

- leur cohérence entre elles,
- leur cohérence avec les études de dimensionnement et les études post-accidentelles, version mi-1979,
- leur clarté.

BILAN GLOBAL (voir détails dans les feuilles suivantes)

- Les procédures ne présentent aucune incohérence entre elles, ni avec les études, connues mi-1979 ;
- Un certain nombre d'erreurs mineures ont été relevées ; des remarques sur la forme ont été faites ; des demandes de précision sur le fond ont été formulées ; une révision rapide des procédures interviendra en avril 1980 ;
- Des problèmes plus importants sur le fond ont été soulevés ; ils ne remettent pas en cause, a priori, la sûreté de l'installation, mais méritent une réflexion approfondie qui débouchera peut-être sur des compléments d'études.

Cette réflexion sera menée lors des prochains travaux de l'Equipe au cours du deuxième semestre 1980 ;

- Enfin le manque de clarté des documents est unanimement critiqué.

I - LES PROCEDURES ACTUELLES

Le faible degré de développement des automatismes séquentiels des tranches CP 1, multiplie les gestes nécessaires à la conduite, et augmente le nombre des alarmes et des commandes, à la disposition de l'opérateur.

La rédaction des procédures de conduite, et en particulier des procédures accidentelles en souffre naturellement.

Celles-ci doivent obligatoirement intégrer le détail de toutes les actions à effectuer sur les actionneurs. Les textes sont forcément longs et précis.

Si cela ne pose pas de problème particulier en exploitation normale, il n'en est plus de même en situation accidentelle.

Les procédures A, relativement complexes, peuvent désorienter l'opérateur, qui risque d'oublier la finalité physique de son action.

En outre, dans l'état actuel des choses, le diagnostic de l'accident n'est pas très aisé.

Cette analyse dessine les limites de la révision des procédures :

- recherche indispensable d'une très grande clarté, avec rappel de la finalité physique des actions recommandées,
- nécessité néanmoins d'instructions nombreuses et précises, inhérentes au système,
- effort de présentation.

II - LES PROCEDURES FUTURES

D'une façon générale, les procédures A, peu consultées par définition, doivent répondre à des critères particulièrement exigeants de présentation et de rédaction.

Elles doivent faire apparaître clairement :

- le logigramme du diagnostic de l'accident,
- la liste précise des actions immédiates,
- le déroulement circonstancié des actions différées.

Elles doivent comporter :

- des instructions "garde-fous" garantissant le bon refroidissement du coeur et son contrôle,
- des possibilités d'orientation vers une autre procédure en cas d'erreur ou de difficulté d'établissement du diagnostic de l'accident,
- des mises en garde contre des actions prématurées ou inappropriées.

Cf. pièces jointes :

- I - Document EDF - DSN/SPT 80/90 du 17 mars 1980 "Actions engagées par le DSN/SPT dans le domaine des consignes "A" et "I" des tranches PWR.
- II - Document Société BERTIN n° 76 80 13 "Principes de rédaction des consignes I et A pour les centrales nucléaires".

III - Document DSN/CEA

"Comportement des opérateurs en salle de commande
Analyse critique des procédures CP 1"

IV - Document EDF DSN/SPT - GGT / 3.3.1980

"Réexamen des procédures A et I - CP 1
Utilisation du simulateur du Centre de Formation du Bugey".

III - BILAN DETAILLE

3.1 - Procédures générales

3.1.1 - Procédure A.01

Procédure générale de conduite en cas d'approche présumée d'injection de sécurité.

Il n'est pas souhaitable que l'opérateur anticipe les actions de protection. En particulier, il doit laisser agir automatiquement le signal IS.

Tant qu'il n'y a pas "injection de sécurité", ce sont les fiches d'alarme qui doivent orienter l'opérateur vers "la" ou "les" procédures possibles, A ou I, c'est-à-dire :

- les trois procédures A :
 - A 7 : Dilution intempestive
 - A 9 : Rotor bloqué pompe primaire
 - A 10 : Accident de perte de réfrigérant primaire, RRA en service
- et toutes les procédures I, sauf :
 - I 3 : Remise en service de l'installation après IS "intempestiv

Par exemple :

- l'alarme "Bas Δp aux joints des pompes primaires", doit orienter, soit vers la procédure I RCP 2 (mauvais fonctionnement des pompes primaires), soit vers la procédure A 10 (APRP, RRA en service).

Dans ces conditions, la procédure A.01 n'a plus de raison d'être dans la liste des procédures accidentelles, mentionnée dans les Règles Générales d'Exploitation.

.../...

Actions à engager :

Réexamen et refonte éventuelle des fiches d'alarme, qui seules orienteront l'opérateur vers le diagnostic des accidents ou incidents n'entraînant pas l'IS, et vers le choix de la bonne procédure à suivre.

3.1.2 - Procédure A.02

Procédure générale de conduite après injection de sécurité.

Elle intéresse la procédure I 3 et toutes les procédures A particulières, sauf A 7, A 9 et A 10.

La procédure actuelle est trop complexe et son utilisation par les opérateurs très difficile.

Il faut mettre au point un logigramme de diagnostic d'accident plus dépouillé, quitte à rédiger parallèlement un document pédagogique.

Etudes à engager :

- . Hypothèse fondamentale : le diagnostic de l'opérateur ne doit impérativement commencer qu'au bout de 5 minutes, après l'apparition de l'IS. L'étude des divers accidents montre que l'évolution des paramètres est alors bien caractéristique du type d'accident.
- . Objectif : Essayer de répondre dans l'ordre aux questions suivantes :
 - IS surabondante (intempestive ou inutile) ou non,
 - rupture de tube G.V. (RTGV),
 - brèches secondaires,
 - brèches primaires (hors RTGV).

La nouvelle procédure comportera deux parties :

- . Une "check list" des actions immédiates.

Pendant les 5 premières minutes, après l'IS, l'opérateur vérifie le bon déroulement des actions automatiques de protection engendrées, d'une part par le signal d'injection de sécurité, d'autre part par les signaux de pression enceinte. Il prend les mesures pour rétablir ce bon déroulement, si nécessaire.
- . Un logigramme de diagnostic de la situation accidentelle et de choix de la bonne procédure à suivre.

L'identification de l'accident ne doit donc commencer qu'au bout de 5 minutes après apparition de l'IS, et se faire selon le cheminement indiqué plus haut.

Les tests porteront de préférence sur la valeur des paramètres physiques (pression, température, niveau, activité...) plutôt que sur l'état des systèmes (position d'organes d'isolement...).

3.1.3 - Aide au diagnostic

Le bon diagnostic de la situation accidentelle sera réalisé si l'opérateur, devant une ou plusieurs alarmes apparaissant simultanément, dispose :

- d'alarmes hiérarchisées, clairement énoncées sur les verrines,
- de fiches d'alarme bien rédigées, citant toutes les causes possibles d'apparition et renvoyant aux procédures particulières,
- d'une procédure "A.O" (diagnostic en cas d'injection de sécurité) valide et claire.

La prévention des erreurs de diagnostic demande que ces moyens d'identification (alarmes, fiches d'alarme, procédure A.O) soient testés sur simulateur.

Une étude du comportement de l'opérateur en situation accidentelle est lancée. Elle permettra d'acquérir rapidement (fin 1980) des données significatives sur les réactions du personnel devant le déroulement d'un accident.

Si l'expérience montre que l'opérateur moyen a un comportement risquant d'affecter la sûreté de l'installation :

- difficulté devant plusieurs alarmes simultanées de trouver la cause de la perturbation ou d'y remédier rapidement (accident ou incident sans IS)
- diagnostic erroné ou établi en un temps supérieur à celui supposé dans les études accidentelles (procédure A.O, accident avec IS),

il s'avèrera nécessaire de prévoir un dispositif d'aide au diagnostic, dont la réalisation matérielle s'appuiera sans doute sur un ensemble micro-ordinateur et petite imprimante.

3.2 - Procédures particulières, après IS (x)

3.2.1 - La prochaine révision des procédures (avril 80) tiendra compte des remarques qui ne nécessitent pas d'approfondissement d'études :

- suppression du chapitre "symptômes" : le choix de la procédure dérive dans tous les cas du passage par la procédure générale de diagnostic "A.O",
- suppression des recommandations d'anticipation de l'IS par action manuelle : l'opérateur n'anticipe plus les actions automatiques de protection,

.../...

-
- (x) A 11 : Accident par perte de réfrigérant primaire, petites brèches
 - A 12 : Accident par perte de réfrigérant primaire, grosses brèches et brèches intermédiaires
 - A 21 : Rupture de tuyauterie secondaire hors enceinte
 - A 22 : Rupture de tuyauterie secondaire dans l'enceinte
 - A 3 : Rupture de tube de générateur de vapeur
 - A 8 : Dépressurisation intempestive par le pressuriseur

- prise, en compte de l'état du circuit primaire :
 - . "saturé" $T_{SAT} - T_{RIC} < 50^{\circ}C$.
 - . "sous-saturé" $T_{SAT} - T_{RIC} \geq 50^{\circ}C$
- . pour décréter l'arrêt des pompes primaires ou l'arrêt d'une des deux pompes ISHP surabondante,
- surveillance de la température dans le dôme de l'enceinte, pour la mise en service manuelle de l'aspersion EAS, en cas de dépassement de la limite fixée,
- suppression de l'utilisation des soupapes de décharge du pressuriseur pour dépressuriser rapidement le primaire, en cas de rupture de tube de générateur de vapeur,
- mise en oeuvre des opérations de refroidissement, dépressurisation par l'opérateur, même en cas de grosse brèche primaire,
- prévisions d'instructions "garde-fous"
 - . par suivi d'évolution des niveaux pressuriseur, générateurs de vapeur, ...
 - . par observation de la température sortie coeur,
 - . par surveillance de la température du dôme de l'enceinte étanche,
 -

3.2.2 - Les réflexions à engager sont les suivantes :

- réexamen du critère " $T_{SAT} - T_{RIC}$ " de $50^{\circ}C$:

Il peut être pénalisant dans certains cas. En l'état actuel des études, cette valeur sera néanmoins conservée.
- nécessité ou non de garder les pompes ISHP en service à long terme, quand les pompes ISBP débitent dans le primaire, (A 12),
- possibilité d'arrêter une pompe ISBP à terme pour raison de fiabilité, (A 12),
- allongement de la période de basculement - branches froides, branches chaudes - en fonction de la décroissance de la puissance résiduelle (A 12),
- suppression de la nécessité des basculements - branches froides, branches chaudes - grâce au suivi de la concentration en bore de l'eau recirculée (A 12),
- distinction des brèches secondaires dans l'enceinte entre celles conduisant à un échauffement et celles conduisant à un refroidissement du circuit primaire (décomposition de A 22 en 2 procédures),

- reprise de la procédure A 3, rupture de tube G.V. :
 - . identification du G.V. accidenté,
 - . isolement de ce G.V.,
 - . refroidissement du circuit primaire par les moyens secondaires :
 - contournement vapeur au condenseur,
 - ou décharge vapeur à l'atmosphère par les G.V. sains,
 - . dépressurisation du primaire par les moyens normaux :
 - aspersion normale,
 - aspersion auxiliaire,
 - . passage à l'arrêt à froid pour intervention,

Vérification dans ces conditions du maintien des rejets radioactifs dans les limites autorisées.

- modification de l'isolement automatique des lignes de décharge du pressuriseur (A 8) :
 - . analyse des cycles d'ouverture et de refermeture des vannes d'isolement,
 - . réglage de l'hystérésis du relais à seuil élaborant le permissif P 11 ; influence sur les divers cas de fonctionnement,
 - . reprise en commande manuelle des vannes d'isolement dans un délai de 15 minutes,
 - . indicateur de marge à l'ébullition,
- d'une façon générale, réflexion sur les conclusions des études en cours :
 - . actions post-TMI,
 - . approfondissement d'études post-accidentelles.

3.3 - Procédures particulières, accident n'entraînant pas l'IS

A 7 : dilution intempestive

A 9 : Rotor bloqué, pompe primaire

A 10 : Accident par perte du réfrigérant primaire, RRA en servi

Les fiches d'alarme orientent l'opérateur vers le choix de ces procédures.

A 9 n'appelle aucune remarque particulière.

A 7 et A 10 font encore l'objet de discussions entre EDF et FRAMATOME.

En particulier pour A 10, des études sont en cours.

Cette procédure est basée sur les points particuliers suivants :

- la brèche n'est, a priori, pas localisée (RPA, RCV ou RCP),
- l'isolement de la brèche, s'il est possible, ne doit être réalisé que si le système se trouve dans un état sous-saturé,
- le RPA ne doit être isolé du circuit primaire que si la puissance résiduelle peut être évacuée par les G.V.

Dans l'attente des résultats des discussions et études en cours, ces procédures ne seront pas modifiées dans leur principe.

Une amélioration de leur présentation sera entreprise.

3.4 - Autres procédures A des R.G.E.

Les 3 procédures :

- A 4 : Maintien de la tranche en état d'arrêt à chaud depuis le panneau de repli
- A 5 : Passage de l'état d'arrêt à chaud à l'état d'arrêt à froid depuis le panneau de repli
- A 6 : Augmentation excessive de la charge

sont supprimées de la liste des procédures accidentelles mentionnées dans les Règles Générales d'Exploitation.

Pour les deux premières, un accident, par définition, ne se superpose pas aux événements imposant le repli.

Pour A 6, si l'augmentation de charge entraîne l'arrêt d'urgence, se reporter à I 1 : "Arrêt d'urgence du réacteur"; si elle entraîne l'IS, se reporter à la procédure diagnostic "A 0".

ANNEXES 17 ET 18

- ANALYSE DU GROUPE 251 E CONCERNANT LES FICHES D'ALARME
- LOGIGRAMME DE LA CONSIGNE A0 (CP1) DANS SA VERSION AVRIL 1980

Examen des fiches d'alarme = il n'y a pas eu IS -

A titre d'exemple, sont examinées les fiches d'alarme remises par le GRPT-Tricastin et qui sont relatives aux alarmes listées dans le chapitre "symptômes" des procédures A7 et A10.

Après examen détaillé de chacune de ces fiches d'alarme, les décisions suivantes sont prises :

1) Le renvoi des fiches d'alarme vers une ou plusieurs des procédures I ou A concernées sera systématique pour et seulement pour les procédures I faisant partie des RGE, A7 et A10.

2) Le chapitre 3 "symptômes" des procédures I des RGE, A7 et A10 sera subdivisé de la manière suivante :

- 3.1. : symptômes significatifs
- 3.2. : confirmation du diagnostic

* Dans les symptômes significatifs n'apparaîtront que les alarmes "significatives" dont les fiches devront obligatoirement mentionner un renvoi à cette procédure.

* La confirmation du diagnostic sera constituée des autres alarmes et/ou indications jugées utiles en tant que confirmation.

Cette subdivision est faite, au cours de la réunion, pour les alarmes du chapitre "symptômes" des procédures A7 et A10. Elle est la suivante :

Procédure A7

Symptômes significatifs : 8 alarmes

RPA et RPB 104 AA : AUR par haut flux niveau source

RPA et RPB 109 AA : AUR par haut flux niveau intermédiaire

RPA et RPB 115 AA : AUR par haut flux niveau puissance seuil bas

RCP 464 AA : niveau haut circuit primaire dépressurisé

RGL 401 AA : limite basse d'insertion d'un ou plusieurs groupes de régulation.

RGL 402 AA : limite très basse d'un ou plusieurs groupes de régulation.

RPN 403 AA : flux élevé à l'arrêt

+ alarme associée au boremètre (confirmation par EDF).

Procédure A10

Symptômes significatifs

RCP 420, 422, 424 AA : basse pression différentielle au joint n° 1 des pompes primaires associée à basse pression primaire.

RCP 449 AA : bas niveau pressuriseur

+ Alarmes associées à la chaîne de détection acoustique de l'ouverture des soupapes RRA (6 premières tranches seulement).

Confirmation du diagnostic :

RCP 440 AA : température haute dans le RDP

RCP 441 AA : niveau anormal dans le RDP

RCP 442 AA : pression haute dans le RDP

RCP 476 AA : pression très haute dans le RDP

RPE 405 AA : niveau haut puisard RPE

Pour les procédures I (EDF et FRA) une équipe sera chargée de relever toutes les alarmes du chapitre, "symptômes" et d'en faire la distinction entre alarmes spécifiques et de confirmation du diagnostic :

Le planning et la répartition du travail retenus sont les suivants :

Procédures "I-Framatome" : planning : 15 mai - examen : SPT-Exploitation +
1 personne FRA + GRPT FSH ou BGY + GRPT TCN.

Procédures "I-EDF" : planning : 30 juin - examen : SPT-Exploitation + GRPT FSH
ou BGY.

+ GRPT DAM ou GRA

.../...



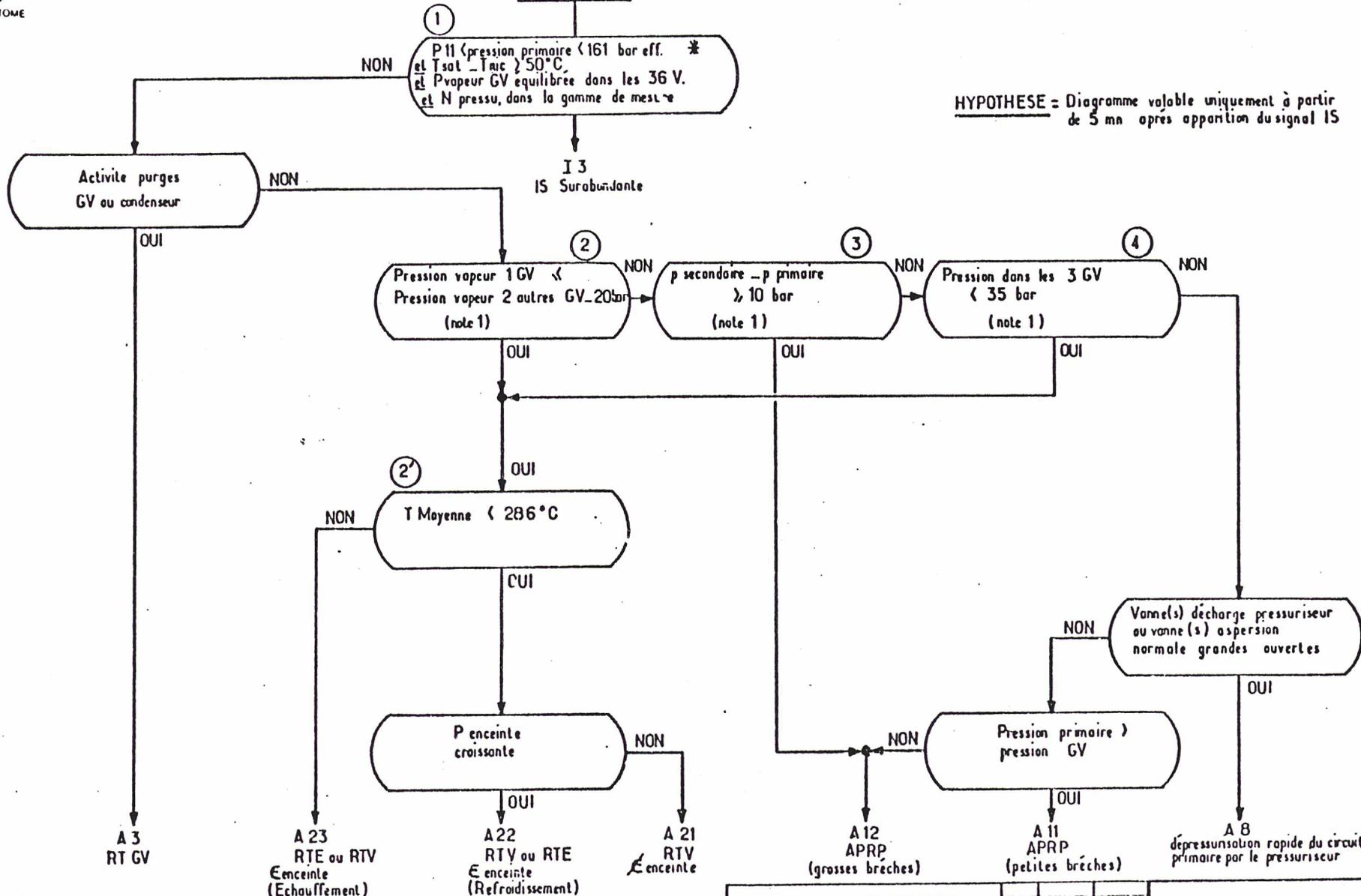
FRAMATOME

IS

Note 1: Valeur à confirmer

HYPOTHESE = Diagramme valable uniquement à partir de 5 mn après apparition du signal IS

FRAMATOME S.A. - Tour Fiat - 1, Place de la Coupole - COURBEVOIE (Hauts-de-Seine)



* Seuil vannes de décharge pressuriseur

ORGANIGRAMME PROCEDURE				N° _____	
A 02				REVISION _____ DTB _____	
C	5 3 80	CNC/PRI	REV	DATE	PAR
B	12 2 80	CNC/PRI			
A	24 1 80	CNC/PRI			

-ANNEXE 18-

ANNEXE 19

PRINCIPES DE REDACTION DES CONSIGNES I ET A POUR LES CENTRALES NUCLEAIRES
(document Société BERTIN et Cie)

DOCUMENT N° 76.80.13

Destinataire : E.D.F., Service Production Thermique
M. MIRAT (10 ex.)

PRINCIPES DE REDACTION
des CONSIGNES I et A
pour les CENTRALES NUCLEAIRES

P. BOUTIN

PBo/NB - 1e 15.02.80

Affaire n° 76.0110

S O C I É T É B E R T I N & C i e

78370 PLAISIR - TÉLÉPHONE 056.25.00



I - INTRODUCTION.

Le souci d'améliorer de manière continue les moyens de travail mis à disposition des opérateurs de centrale nucléaire amène à se pencher sur le problème des consignes écrites mises à disposition de l'opérateur.

Les opérateurs disposent pour réaliser leur travail de consignes d'exploitation et de consignes I et A (incidents et accidents). Les consignes I et A étant, par définition, peu consultées doivent répondre à des critères particulièrement exigeants de rédaction pour assurer à l'opérateur le meilleur accès possible à l'information. Tout en considérant que l'un des objectifs à atteindre est que l'opérateur connaisse parfaitement ces consignes, il est indispensable, pour leur conserver le rôle d'aide mémoire ou de suppléance à une lacune partielle de l'opérateur, de rédiger ces consignes de la manière la plus claire possible pour l'opérateur.

La définition de principes de rédaction des consignes I et A, s'appuyant tout à la fois sur les travaux et expériences réalisés sur le sujet et prenant en compte les aspects spécifiques du terrain (caractéristiques de l'opérateur de centrale), permettrait de satisfaire deux objectifs principaux :

- améliorer la présentation des consignes I et A ;
- permettre une plus grande homogénéité entre les consignes ;

et un objectif secondaire :

- faciliter le travail des rédacteurs de consignes.

On propose donc de réaliser une étude visant à définir les principes de rédaction pour les consignes I et A.

II - OBJECTIFS DE L'ETUDE.

Le but général de l'étude est de définir un ensemble de règles d'écriture et de présentation des cahiers de consignes pour assurer une meilleure transmission de l'information vers l'opérateur. Cette qualité de la transmission peut être analysée en terme de vitesse (de recherche de l'information, de décodage de celle-ci) et en terme de précision (exactitude de la compréhension des consignes, exactitude de la mémorisation de celles-ci).

Les facteurs susceptibles d'avoir une influence sur la qualité de cette transmission d'information seront :

- facteurs caractérisant le texte :

- . lisibilité du texte - soit toutes les caractéristiques de présentation et d'organisation spatiale du texte ; la forme par opposition au fond,
- . intelligibilité du texte - soit toutes les caractéristiques d'écriture du texte ; la fond par opposition à la forme.

- facteurs d'environnement :

- . cohérence et compatibilité avec les autres modalités de présentation de l'information (autres cahiers de consignes, schémas utilisés en salle, ...).

- facteurs caractérisant le lecteur :

- . caractéristiques transitoires (fatigue/repos ; stress/détente),
- . caractéristiques stables (expérience, connaissance technique, niveau de langage technique).

.../...



II.1.- LIMITES DE L'ETUDE.

- On se propose de définir les règles concernant :

- . la lisibilité,
- . l'intelligibilité,

pour l'écriture des cahiers de consignes, et cela en l'adaptant aux opérateurs actuels :

- . quel niveau de langage utiliser,

et en assurant la compatibilité maximale avec les modalités de présentation utilisées actuellement afin d'éviter les phénomènes de déphasage.

- Ne seront pas pris en compte les effets de stress, de la fatigue ou d'autres caractéristiques transitoires.
- L'étude indiquera des règles d'écriture ou de présentation, mais n'interviendra pas sur le contenu technique qui sera considéré comme intangible.
- Les problèmes de diagnostic de la consigne à consulter (identifier une situation I ou A et déterminer la consigne adéquate) ne seront pas non plus pris en compte, mais les caractéristiques de la présentation externe des documents seront définies de manière à faciliter l'identification.
- Les règles définies le seront pour des supports papier, mais seront conçues de manière à pouvoir être appliquées facilement sur des écrans de visualisation.
- Les règles définies ne préjugeront pas du type d'utilisation pouvant être fait des consignes, soit rôle d'aide mémoire, soit application pas à pas, ce rôle n'étant pas apparemment défini de manière stricte actuellement.

.../...



II.2.- LES CARACTERISTIQUES DEFINIES.

Dans la définition des règles d'écriture, on fournira les caractéristiques à respecter pour les points suivants ⁽¹⁾ :

II.2.1.- Caractéristiques à définir pour la lisibilité :

- les aspects purement typographiques.

Les points à définir ici concerneront : la taille des caractères, le rôle des titres ; l'utilité de majuscules (pour les phrases) ; le codage des tableaux ; l'utilisation de la couleur ; mise en évidence des points importants ;

- les aspects de mise en page du texte.

On traitera ici des problèmes : d'ordre de présentation des consignes, du rôle du groupement/dégroupement des énoncés ; de l'intégration de consignes écrites, de schémas, d'organigrammes, de tableaux ; de la différenciation entre consignes orientées vers une prise d'information ou vers une action ; passage de page en page ; disposition des références administratives ;

- les aspects de l'information non textuelle.

Rôle et utilité selon les circonstances des organigrammes, tableaux, schémas, diagrammes, pictographe ⁽²⁾.

Modalités optimales de présentation de ces informations, assemblage, illustration - texte ;

- les aspects physiques d'un support papier.

Taille des documents, type de papier, rigidité, possibilité de mise à jour ; organisation (sommaire, numérotation 1ère page) ; possibilité de manipulation ;

L'ensemble des points étudiés et destinés à élaborer des règles facilitent au maximum la perception des informations disposées dans les cahiers de consignes.

.../...

(1) Ces points sont fournis à titre indicatif et ne sont ni définitifs ni exhaustifs (Cf. METHODOLOGIE).

(2) Symbole iconique représentant un dessin simplifié.



II.2.2.- Caractéristiques à définir pour l'intelligibilité :

Les points étudiés ici ont pour but de définir des règles d'écriture facilitant la compréhension des consignes.

- les aspects verbaux.

choix des mots utilisés (taille des mots, vocabulaire à utiliser) ;
forme affirmative, négative ; temps des verbes ; utilisation d'abréviation, de codages ; adaptation à différents niveaux d'utilisation ou d'expérience de l'opérateur ;

- les aspects syntaxiques.

longueur des phrases ; forme active/passive ; organisation principale/subordonnée ; degré de redondance des textes ; intégration de repères temporels ;

- les aspects de structuration des contenus.

utilisation et intégration de notes, d'appendices, d'observation, de renvois, de référence ; rôle des exemples ; intégration des réponses du système et lien entre information à prélever et action à entreprendre ; enchaînement des consignes ;

- les aspects de guidage dans l'action.

degré de guidage ; indication de consignes d'évitement ; utilité de consignes indiquant les récupérations à faire en cas de fausse manœuvre ; signalisation des risques ;

II.2.3.- Les contraintes :

La définition de cet ensemble de règles destinées à faciliter la perception et la compréhension de l'information transmise par le cahier des consignes I et A se fera dans le cadre de deux grandes contraintes :

- compatibilité avec les supports d'information actuels.

Afin d'éviter les effets de déphasage de l'opérateur entre divers type de documents, l'ensemble de règle sera défini à deux niveaux :

.../...



- . les meilleures règles en soi, c'est-à-dire ce vers quoi il faudrait tendre au terme d'une évolution progressive,
 - . les meilleures règles dans le cadre du système actuel, c'est-à-dire celles qui tout en favorisant une meilleure appréhension de l'information n'entraîneront pas de difficultés secondaires par rapport aux autres documents.
- adaptation à l'utilisateur.

Si un certain nombre de règles peuvent être définies de manière relativement indépendante du lecteur, il est cependant nécessaire de prendre en compte les caractéristiques de celui-ci pour en définir certaines autres.

En particulier, pour définir le niveau et la complexité du langage à utiliser, le degré de redondance, le type d'abréviation et de codage... il n'est pas possible de ne pas prendre en compte ce que sait et comprend l'utilisateur sauf à risquer de produire des consignes trop prolixes / trop elliptiques, simplistes / trop complexes.

Les objectifs à poursuivre et les contraintes à prendre en compte permettront de définir le cadre méthodologique de l'étude.



III - METHODOLOGIE.

La méthodologie à mettre en oeuvre pour définir l'ensemble des règles va nécessiter une double approche : l'une centrée sur l'étude des travaux et des expériences réalisées sur ces problèmes, l'autre centrée sur l'opérateur afin de définir ses besoins propres.

III.1.- ETUDE DU SYSTEME ACTUEL.

Dans cette première étape préalable, il s'agit de réaliser une première lecture des cahiers de consignes I et A afin d'en faire une première analyse et de déterminer les points qui feront l'objet des entretiens avec les opérateurs de centrale.

Lors de cette première étape, il paraît indispensable de réaliser une visite de centrales afin d'appréhender le contexte d'utilisation des consignes. De même, si cela est possible, la réalisation de réunions avec des instructeurs et/ou les rédacteurs de consignes permettrait de faire une première approche des problèmes posés.

III.2.- DEFINITION DES REGLES DE BASE.

Un certain nombre de travaux, d'études, d'expériences ou de réalisations pratiques ont fait l'objet de rapports écrits.

Une analyse bibliographique portant sur les différents articles ayant traité du sujet permettrait de dégager des principes de base applicables de manière indépendante.

Une première étude du corpus disponible sur le sujet permet d'évaluer les articles à prendre en compte à environ une centaine.

L'objet de cette revue de questions serait de définir les règles de base pour les points énoncés aux paragraphes II.2.1. et II.2.2.

.../...



III.3.- PRISE EN COMPTE DES BESOINS DE L'UTILISATEUR.

La prise en compte des besoins spécifiques de l'utilisateur implique de réaliser un certain nombre d'entretiens avec des opérateurs de centrale sur ce problème.

Afin que l'intervention ne pèse pas trop lourdement sur une centrale particulière et de manière à diversifier l'échantillon étudié, il serait pratique de réaliser sur 5/6 centrales des visites de 2 ou 3 jours, au cours desquelles il serait possible de s'entretenir avec les différents opérateurs en posts.

Ces entretiens menés de manière semi-directive porterait sur la compréhension des cahiers de consignes I et A et les critiques que peuvent faire les opérateurs sur ces cahiers de consignes.

Les points particuliers de ces cahiers de consignes (ceux qui, a priori, sembleraient poser un problème après l'analyse effectuée en III.1.) feront l'objet d'un entretien systématique visant à déterminer le degré de compréhension qu'ils permettent. On demandera aussi à l'opérateur de "retraduire en langage opérateur" un certain nombre de consignes afin de déterminer les caractéristiques du langage opérateur pour pouvoir définir le "langage cahier de consignes" le mieux adapté à l'opérateur.

Ces deux étapes dans la méthodologie, l'une visant la définition des règles de base et l'autre les nécessités d'adaptation aux opérateurs, permettront de définir l'ensemble final de règles à utiliser pour rédiger les cahiers de consignes I et A.

III.4.- A PREVOIR POUR UNE ETAPE ULTERIEURE : L'EVALUATION.

Pour compléter cette étude, il serait bon, dans une phase ultérieure, de prévoir une étape d'expérimentation destinée à tester le gain apporté par les nouvelles modalités de rédaction des cahiers de consignes.

Après rédaction d'une ou de quelques consignes selon les nouvelles modalités proposées, cette phase expérimentale pourrait se fixer comme objectifs principaux d'évaluer le gain obtenu, soit :

.../...



- en temps de lecture/accès à l'information,
- en qualité de la compréhension obtenue et en degré de précision du suivi des consignes.

Cette expérimentation destinée à évaluer la qualité des propositions paraît constituer une étape indispensable avant la mise en oeuvre sur le terrain des principes proposés.

IV - RESULTATS.

Les résultats de l'ensemble de l'étude seront présentés dans un rapport qui fournira :

- 1°) une analyse des consignes actuelles obtenue à partir de l'étude préliminaire des cahiers de consignes et complétée par les résultats des entretiens menés avec les opérateurs et les personnels de l'instruction et de l'exploitation.
- 2°) une spécification des principes de base définissant les règles à mettre en oeuvre tant en ce qui concerne les facteurs de lisibilité que les facteurs d'intelligibilité.
- 3°) une spécification des principes à mettre en oeuvre définissant les règles à appliquer actuellement et prenant en compte les contraintes du système (compatibilité avec les supports d'information actuels, adaptation aux caractéristiques actuelles de l'opérateur.

ANNEXE 20

NOTE DE SYNTHÈSE SUR LE TRAVAIL DE LA MISSION 4

GROUPE DE TRAVAIL SUR LES INTERFACES
ENTRE CONCEPTION ET EXPLOITATION

Mission d'analyse n° 4 : INHIBITION DES SYSTEMES DE SAUVEGARDE
Situation en AVRIL 1980

1. Les documents suivants ont été à ce jour reçus d'EDF :
 - une liste des interruptions des actions de sûreté sur les Centrales PWR 900 en exploitation (faisant partie de la fiche n° 4 de renseignement ou de réponse du 18 mai 1979).
 - la note "Tranches 900 MW PWR- Prescriptions d'utilisation des clés d'inhibition. Rédaction de la consigne d'utilisation". (D.545 MPE GT. 324).
 - la note "Centrale de BUGEY. Tranche 2 à 5. Inhibition des alarmes intempestives de catégorie 1 lors de l'arrêt à froid". (E-REAL/L 79.98 rev.1).
 - la note "Tranches 900 MW. Note de synthèse sur les moyens dont dispose l'opérateur, en salle de commande pour inhiber une action de sûreté, et sur le rôle des clefs de verrouillage". (E.SE.FO 79.85).

2. Cette dernière note est en fait la référence de base à partir de laquelle nous avons commencé notre analyse. La note a été examinée au DSN. Elle présente une intéressante synthèse surtout par les tableaux qui figurent en annexe et qui constituent un résumé complet des remises à zéro (RAZ), des blocages autorisés par permissifs, des inhibitions d'actions de sûreté en configurations particulières de fonctionnement et enfin sur la liste des clefs de verrouillage. Néanmoins des critiques sont formulées sur le texte

.../

par les spécialistes de contrôle commande. La principale de ces critiques est que la rédaction est très hermétique et n'est compréhensible à la limite que par des spécialistes particulièrement au fait du sujet. En conséquence, un lecteur non averti peut y puiser des idées erronées comme par exemple qu'il est possible d'inhiber à loisir n'importe quelle action de sécurité. Il est donc nécessaire de revoir le texte de présentation, de définir les termes avec plus de rigueur. Pour prendre un exemple on définit la remise à zéro (RAZ) comme l'inhibition d'une action de sauvegarde alors qu'elle est déjà engagée et qu'un ordre permanent de manoeuvre est présent sur les actionneurs concernés. En fait la RAZ n'est pas l'action d'inhibition proprement dite mais par une remise à zéro de la mémoire d'ordre elle rend possible l'action de l'opérateur qui suivra (éventuellement).

Enfin, d'une façon plus générale les différentes possibilités ou fonctions, destinées à rendre possible l'arrêt des actions de sûreté ne sont pas clairement définies, en cas d'erreur de l'opérateur conduisant à une inhibition intempestive peut-il revenir en arrière et dans quels délais etc...

Suite aux remarques de ce type, une réunion a été décidée avec l'auteur de la note le 29 Avril 1980, dans le but d'arriver à une rédaction plus précise, illustrée si possible de schémas logiques simples.

3. Si l'on reprend, dans la note SIN 3527/79, la définition de la mission 4, on voit qu'il s'agit de vérifier que les informations à la disposition de l'opérateur lui permettent d'établir sans ambiguïté un diagnostic de la situation avant d'appliquer une consigne conduisant à arrêter une action de sûreté enclenchée automatiquement ou à inhiber sa mise en route.

Il faut bien constater que dans les papiers reçus à ce jour, rien ne permet de répondre à cette question. Il manque en effet une note de synthèse qui définirait d'une part les critères physiques permettant d'arrêter une action de sécurité et tout ce qui permet de vérifier le respect de ces critères c'est-à-dire aussi bien les mesures physiques associées, que la disponibilité des informations résultantes en salle de contrôle. Cette doctrine sur les critères d'inhibition fait tout à fait défaut actuellement. Lorsqu'on lit les procédures où interviennent des interruptions d'actions de sûreté, celles-ci interviennent quelque part dans la chronologie des actions demandées sans qu'il soit fait mention de l'état physique du système à cet instant, il y a donc là une situation floue qui n'est pas satisfaisante.

4. En conclusion, l'aspect "contrôle-commande" du problème semble bien avancé et on devrait aboutir d'ici peu à une note de synthèse satisfaisante, malheureusement l'absence de doctrine en matière de critère d'inhibition ne rend pas possible pour l'instant de remplir les buts fixés à la mission.

ANNEXES 21 ET 22

- FICHES DE DEFINITION DES ACTIONS POST - TMI n° 21 ET 27
- EXTRAITS DU RAPPORT D'INSPECTION DU 18 JANVIER 1980 DE M.DEBES A TRICASTIN

TRANSMISSION DES INFORMATIONS D'ETAT DE LA ROBINETTERIE

DES CIRCUITS IMPORTANTS POUR LA SURETE

RUBRIQUES

UNITÉ RESPON- SABLE	LIBELLE	Domaine d'application							ECHEANC
		900				1300			
		G	FES	EUG	CP1 CP2	G	P4	P'4	
M	A partir de la liste de la robinetterie des circuits importants pour la sûreté dont l'état est transmis en S. de Cde, transmettre à SCSIN les plans-types de saisie de cette information sur chaque type de robinetterie.				X				1.09.79
PT	Adapter la liste en fonction de 211 E et transmission d'un dossier analogue à 211 E au SCSIN.		X						1.03.80
PT	Idem 212 E.			X					1.03.80
F	Vérification que les informations dont dispose l'opérateur lui permettent d'identifier les soupapes, vannes ou fuites de tige qui se déversent dans le collecteur de drainage vers le RDP. Inventaire de l'ensemble de la robinetterie isolable en cas de fuite.	X			X				1.03.80

Les observations suivantes ont pu être faites :

I - Consigne A 01 (indice A du 1-3-79)

Procédure générale de conduite en cas d'approche présumée de l'injection de sécurité :

Cette consigne permet à l'opérateur en cas d'évolution anormale de certains paramètres de déterminer la nature de l'accident et la ou les consignes à appliquer, afin d'éviter dans la mesure du possible, le déclenchement automatique de l'injection de sécurité.

a) De manière générale, cette consigne demande à l'opérateur d'anticiper sur le fonctionnement des automatismes, soit pour éviter l'injection de sécurité, soit pour déclencher plus tôt certaines actions qui seraient de toute façon déclenchées par les automatismes.

exemple : - p 10 : isolement de la ligne de décharge

- p 11 : 13 et 17, déclenchement de l'arrêt d'urgence et de l'IS

- p 18 : fermeture des vannes d'eau alimentaire.

On peut se demander dans quelles mesure il est souhaitable de demander à un opérateur d'intervenir dans le déroulement d'une séquence accidentelle et de précéder des automatismes de sauvegarde à partir de l'idée qu'il peut se faire de la situation.

b) Nous avons vérifié la présence des indicateurs et informations prévues dans la consigne en salle de commande :

- un indicateur (463 ID - RCP 15 MP - mesure de la pression primaire) cité dans la consigne p 8 et 9 n'existait pas en salle de commande ; il nous a été indiqué qu'il figurait sur le panneau de repli mais ceci n'est pas précisé.

- p 12, en cas de rupture d'un tube d'un générateur de vapeur, il est demandé de discriminer le GV accidenté puis de déclencher l'IS. Or il n'y a pas d'enregistrement des mesures KRT 002 MA et 003 MA (activité des purges GV globales et sur un GV sélectionné) mais seulement des indicateurs et il faut aller en local manoeuvrer des vannes pour effectuer les analyses successives ; la consigne semble donc ici, dans sa forme actuelle, difficilement applicable. Par ailleurs les alarmes liées à ces mesures d'activité KRT 002 et 003 MA et l'alarme et l'enregistreur correspondant à l'activité aux éjecteurs d'air ne sont pas indiqués.

- p 4, parmi les symptômes neutroniques, apparaît la modification de la position des grappes de régulation. Il existe un enregis-

.../...

treur de la position des grappes D et leur position est affichée sur le synoptique mais il n'y a pas d'alarme indiquant la variation de pas d'une barre.

L'attention de l'opérateur est-elle suffisamment attirée en cas de variation de la position d'une grappe ?

- p 5, le symptôme taux d'humidité dans l'enceinte semble être révélé par le débit des batteries froides ; ceci serait à préciser.

- p 10, on demande à l'opérateur d'apprécier la variation du débit de charge ; or, il n'y a pas d'enregistreur.

c) Les symptômes annoncés sont souvent des conséquences d'un évènement plus fondamental qui mérite peut-être davantage l'attention de l'opérateur ; il importe que les paramètres importants soient bien mis en valeur.

exemple : - p 3 : l'alarme de déclenchement des chaufferettes et d'isolement de la décharge (vus aux TPL) est en fait constituée par l'alarme RCP 449 AA - niveau très bas pressuriseur - qui déclenche ces actions automatiques.

- p 3, le symptôme "basculement de l'aspiration des pompes de charge au PTR" (vu aux TPL par discordance), est en fait déclenché par le bas niveau dans le réservoir RCV.

Or le point important de ces deux symptômes est la diminution du volume d'eau primaire et la rédaction de la consigne peut prêter à confusion.

- De même p 4, l'alarme de l'enclenchement des chaufferettes tout ou rien (vu sur les TPL) est en fait constitué par l'alarme RCP 443 AA - seuil de pression basse pressuriseur par rapport à la pression de référence - qui, elle, enclenche les chaufferettes.

De plus, il apparaît dans certains cas que le caractère automatique d'une action n'est pas ou mal précisé (exemple p 11 - "RCV 007 - 008 - 009 - VP").

De manière générale, le caractère automatique d'une action qui apparaît dans les consignes devrait être clairement précisé, en indiquant au préalable, le cas échéant, le phénomène physique fondamental qui déclenche l'automatisme et les alarmes associées, et en demandant de vérifier si nécessaire le bon déroulement de l'action automatique.

d) Le mauvais fonctionnement d'un indicateur n'est pas pris en compte, ce qui peut conduire à mal orienter l'opérateur dans son diagnostic :

- p 9, le schéma logique prévoit deux cas en 4.1.1.2 :

tous les indicateurs donnent la même indication de baisse de pression : dépressurisation par le pressuriseur A8,

dans le cas contraire : mauvais fonctionnement de la régulation de pression.

.../...

de même en 4.1.2.1. pour le niveau pressuriseur.

- p 10 : au vu de l'indication d'un seul capteur (débit de la ligne de charge) le schéma logique conclut soit à un mauvais fonctionnement de la ligne de charge, soit à un APRP.

e) La référence de l'alarme, de l'indicateur ou des organes concernés n'est pas toujours précisée :

- p 3 : niveau et pression réservoir RCV, débit de charge, vérification par discordance sur les TPL (déclenchement chaufferettes, basculement pompes ISHP,...)

- p 4 : mesure ΔT , température moyenne, flux neutronique

- p 5 : discordance débit eau-vapeur dans les GV, basse pression GV, haut débit vapeur GV, activité purges GV, pression, ambiance et activité dans l'enceinte, activité aux éjecteurs d'air.

- p 10 : rajouter, pour l'isolement de la décharge, l'alarme 447 AA et préciser l'alarme RCP 449 AA (bas niveau pressuriseur).

- p 12 : préciser (cf plus haut) les alarmes et indicateurs associés aux détecteurs KRT 002 MA (activité totale purges GV) et KRT 003 MA (activité purge du GV sélectionné).

- annexe C p 4 : débit d'injection aux joints des P.P.
(à noter que le ΔP aux bornes des filtres RCV 03 - 04 FI est mesuré en local)

- à noter quelques erreurs :

p 11 en haut : RCV 002 VP et non RCP 002 VP

annexe C p C1/4 en bas : RIS 33 VP et non 35 VP

annexe C p C2/4 : alarme RCV 409 AA et non RCV 405 AA

f) Du point de vue logique, on peut faire les observations suivantes :

- p 12 et 13, § 4.1.3.2 le déclenchement de l'IS prévu dans tous les cas pourrait être mis en facteur commun dès le début ; la distinction entre a) et b) n'apparaît pas clairement de ce point de vue, ni la nécessité de discriminer d'abord le GV concerné.

- en 4.2, p 14 à 16, les symptômes prévoient une augmentation en une diminution symétrique des différences de température branche froide - branche chaude alors que la conclusion auquel la consigne aboutit peut être un accident affectant le secondaire d'un seul GV, auquel cas les variations des ΔT ne sont vraisemblablement pas symétriques.

.../...

g) Dans bien des cas, les critères de variation anormale de certaines informations ou la plage normale d'un paramètre à surveiller ne sont pas précisés ; on s'aperçoit souvent que "variation anormale" signifie en fait pour l'opérateur que le seuil d'alarme correspondant est atteint.

- p 3 : débit de charge élevé signifie en fait supérieur à 14 m/h.
- p 4 : variation anormale du ΔT signifie en fait atteinte de la valeur de protection.

variation anormale de la température moyenne :
+ 1,4°C autour de la valeur de consigne, avec
alarme 1 RFL 404 AA

- p 16 : niveau anormalement bas : alarme bas

h) Dans certains cas, par exemple § 4.1.3.7 p 11, l'opérateur est amené, en cas d'APRP, à conclure que la perte d'eau primaire est compensée, au vu de l'indication du niveau dans le pressuriseur. De manière générale, le caractère significatif des mesures de niveau dans les diagnostics prévus dans les consignes serait à examiner.

II - Consigne A3 (début - jusqu'à la p 11) rupture d'un tube GV

a) Il est indiqué (p 6) que l'opérateur peut appliquer A3 notamment après avoir appliqué A01 qui lui a permis, avant de déclencher manuellement l'IS, de discriminer le GV concerné.

Or on a vu d'une part qu'il n'y a pas d'enregistreurs des détecteurs d'activité KRT 002 MA (activité globale purge) et KRT 003 MA (activité purge du GV sélectionné) et d'autre part qu'il est nécessaire d'aller manoeuvrer des vannes en local pour discriminer les GV.

b) page 8, il est demandé à l'opérateur de remettre à zéro le signal IS. Or ceci est fait automatiquement au bout de 10 mn (les cinq premières minutes de l'IS étant en séquence bloquée). L'intérêt de cette manoeuvre serait à examiner.

Il existe une clé de remise à zéro de l'ordre d'IS pour les pompes ISBP ; elles peuvent être déclenchées au bout de cinq minutes, comme l'indique la consigne.

c) L'alarme ou la mesure de débit d'injection aux joints des pompes primaire ne sont pas précisées.

d) page 9, le déclenchement des pompes primaire ne fait pas l'objet de critères précis.

e) page 10, aucun moyen ne permet à l'opérateur en salle de commande de se rendre compte de la bonne fermeture des soupapes GV ; or on pourrait avoir par là, via la rupture d'utube du GV, une vidange du fluide primaire dans l'atmosphère. Il importe qu'une instrumentation ou une ronde soit prévue pour s'assurer de la position des soupapes.

f) La nécessité d'ouvrir manuellement une vanne de décharge du pressuriseur (§ 5.1.2.2.) serait à revoir, compte tenu des risques de non re-fermeture ; il peut être possible de dépressuriser par l'aspersion (ceci nécessiterait le maintien d'une pompe primaire)

g) Le ballon de décharge du pressuriseur n'est muni ni d'un deuxième seuil d'alarme sur la pression, ni d'un enregistrement de cette pression.

h) L'objectif consistant à éviter un remplissage du pressuriseur en cas d'ouverture d'une vanne de décharge (p 11) serait à préciser.

ANNEXES 23 ET 24

- LISTE DES VANNES DES CIRCUITS IMPORTANTS POUR LA SURETE DONT L'INFORMATION D'ETAT PROVIENT DE LA MOTORISATION ELECTRIQUE
- LISTE DES CAPTEURS AYANT FAIT L'OBJET D'UNE DEMANDE DE DOCUMENTATION TECHNIQUE

A N N E X E 23

LISTE DES VANNES DES CIRCUITS IMPORTANTS POUR LA SURETE DONT
L'INFORMATION D'ETAT PROVIENT DE LA
MOTORISATION ELECTRIQUE

=====

- A S G 135 VV vanne d'arrêt rapide vapeur de la TPS (sous réserve)

- D E G 013 VD isolement extérieur enceinte
 044 VD isolement intérieur enceinte
 045 VD isolement extérieur enceinte

- E A S 131 VB } isolements lignes de débit nul
 132 VB }
 133 VB } (2 vannes sur chaque ligne)
 134 VB }

- E A S 125 VB }
 126 VB } vannes d'isolement du réservoir de soude
 145 VB }
 146 VB }

- R R I 318 VN isolement intérieur enceinte en aval R D P

MISSION 3

LISTE DE CAPTEURS FAISANT L'OBJET D'UNE DEMANDE DE DOCUMENTATION TECHNIQUE.

a) Mesures de débit

RCV 005 MD : ligne de décharge.
RIS 030 MD : ligne de recirculation acide borique 21000 ppm.
RIS 014 MD : ligne ISBP.
ASG 001 MD : ligne alimentation de secours.
011 MD
VVP 001 à 006 MD : ligne vapeur

b) Mesures de pression

RCP 037 MP
RCP 039 MP
ETY 101 à 104 MP : pression enceinte.
VVP 007 à 015 MP : pression G.V.

Pression première roue turbine.

c) Mesures de niveau

RCP 007 MN
008 MN : niveau pressuriseur.
011 MN

PTR 018 à 020 MN : niveau bache PTR.
RIS 042 SN : niveau puisard enceinte.
VVP 052 à 063 MN : niveau G.V.

ANNEXES 25 ET 26

- PRINCIPE DE SIGNALISATION DE LA POSITION DES VANNES MANUELLES EN SALLE DE COMMANDE
- FICHE DE DEFINITION DE L'ACTION POST - TMI n° 32

A N N E X E 25

PRINCIPE DE SIGNALISATION DE LA POSITION DE VANNES MANUELLES

EN SALLE DE COMMANDE

La conclusion n° 484 du Comité des Chefs des Etudes a défini les principes de cette signalisation à savoir que, en plus des vannes manuelles situées sur les circuits principaux des systèmes RIS et EAS et celles non redondantes dont une position non conforme créerait un défaut de mode commun, pour lesquelles la position sera retransmise en salle de commande, seules seraient retransmises en salle de commande les positions des vannes manuelles qui seraient manoeuvrées lors d'essais périodiques de bon fonctionnement.

ACTION POST-TMI : N° 32

APPROFONDISSEMENT DE LA CONNAISSANCE DE CERTAINS MODES

DE REFROIDISSEMENT DU COEUR

RUBRIQUES

UNITÉ RESPON- SABLE	LIBELLE	Domaine d'application						ECHANC
		900				1300		
		G	F	E	CP1 CP2	G	P4 P'4	
F	Bilan des études de refroidissement en simple phase du coeur.	X			X			1.12.79
F	Programme des études complémentaires de petites brèches et brèches intermédiaires (définition précise).	X			X			1.09.79
F	Etudes suivant programme 322 E.	X			X			1.07.80
F + S	Poursuite des actions de R et D PWS 2-41 (échange dans les GV) et 2-3 (écoulement en tuyaux horizontaux).	X						1.07.80
F + S	Poursuite des actions de R et D tripartite "PERICLES" (refroidissement "en bouillotte").	X						1982
F + CEA	Poursuite des actions R et D "ERSEC" (refroidissement "en bouillotte").	X						1.02.80
S	Réévaluation des études de refroidissement lors de brèche sur RRA.	X	X	X	X			1.07.80
F	Etude de la faisabilité du refroidissement par le RRA en situation dégradée du coeur.	X	X	X	X			1981