

Chapitre 22

Retour d'expérience d'événements imputables à une faiblesse de la conception initiale des réacteurs ou de la qualité de la maintenance

Les règles et les pratiques adoptées pour l'analyse des événements survenant dans les centrales du parc électronucléaire français, en vue d'en tirer les enseignements permettant d'éviter leur renouvellement et d'améliorer la sûreté des installations, sont présentées dans le chapitre précédent.

En France, le fonctionnement des réacteurs à eau sous pression n'a été marqué par aucun événement ayant conduit à des rejets importants de substances radioactives. Des rejets involontaires se sont cependant produits, notamment par suite de dysfonctionnements de soupapes de réservoirs d'entreposage d'effluents radioactifs. Un certain nombre d'événements significatifs survenus en France doivent, en revanche, être considérés comme des précurseurs de situations plus sérieuses, sans qu'il s'agisse systématiquement d'accidents d'endommagement important du cœur du réacteur. En utilisant les critères du « programme précurseurs » (voir le chapitre précédent), on en dénombre environ 15 par an sur l'ensemble du parc.

Le présent chapitre et les deux suivants illustrent, sur la base d'une sélection d'événements marquants⁶⁴⁵ regroupés par catégories, dont certains sont considérés comme

645. Le lecteur pourra aussi se reporter à la section 2.2 du chapitre V du « Mémento sûreté nucléaire en exploitation » d'EDF, édition de 2016, dans laquelle d'autres événements sont décrits.

précurseurs d'accident d'endommagement du cœur⁶⁴⁶, quelques-unes des questions qui peuvent être soulevées dans le cadre de l'analyse des événements, avec les dispositions prises par Électricité de France en réponse à ces questions.

Pour chaque catégorie d'événements, sont d'abord présentés le déroulement des événements, avec les actions réalisées par l'exploitant pour en maîtriser les conséquences, puis les enseignements tirés pour l'installation concernée, voire plus largement pour l'ensemble du parc électronucléaire.

Deux groupes d'événements notables, survenus dans les premières décennies d'exploitation des réacteurs du parc électronucléaire, font spécifiquement l'objet du présent chapitre, car ils ont permis de mettre en évidence, pour le premier une faiblesse de conception des réacteurs, se traduisant par un accroissement jugé trop important de la probabilité de fusion du cœur dans des états d'arrêt des réacteurs, pour le second une qualité insuffisante des opérations de maintenance. Ces événements ont, à l'époque, fortement fait réagir aussi bien Électricité de France que les organismes de sûreté.

Il est à noter qu'un certain nombre d'événements, correspondant à des anomalies concernant des équipements (crayons combustibles ou absorbants, cuves, pressuriseurs, tuyauteries de circuits, générateurs de vapeur...), sont présentés dans les chapitres 26 et 28.

22.1. Événements imputables à une faiblesse de conception : défauts de refroidissement du cœur lorsque le réacteur est à l'arrêt avec le niveau d'eau à la « plage de travail basse » du circuit RRA

Il est souvent difficile de déterminer rapidement et définitivement les mesures correctives propres à éviter qu'un événement qui s'est produit et a été analysé en détail ne se reproduise. Un exemple caractéristique concerne le risque d'interruption du refroidissement du cœur lorsque le réacteur est à l'arrêt avec le circuit primaire partiellement vidangé jusqu'au niveau des tuyauteries des boucles. Des événements sont survenus dans ces conditions en France dans les années 1979 et 1980 et dans de nombreux pays qui exploitent des réacteurs à eau de types voisins. Ces événements ont tout particulièrement mis en évidence un risque significatif de fusion du cœur dans les états d'arrêt, à l'égard duquel des mesures supplémentaires de prévention s'imposaient.

La figure 22.1 présente un schéma d'implantation des composants dans un réacteur (l'exemple est celui d'un réacteur de 1300 MWe) du parc électronucléaire. La vidange partielle du circuit primaire jusqu'à une cote légèrement inférieure au niveau

646. Même si l'occurrence de certains d'entre eux est antérieure à la mise en œuvre du programme éponyme.

le plus haut des tuyauteries de ce circuit peut être utilisée pour effectuer le vidange des générateurs de vapeur et assurer un balayage à l'air du circuit avant l'ouverture de la cuve. Cela limite les contraintes radiologiques ultérieures pour le personnel grâce au balayage. Par ailleurs, pour permettre l'intervention de personnels dans les boîtes à eau des générateurs de vapeur et le contrôle des tubes des générateurs de vapeur alors que le cœur n'est pas déchargé, les liaisons entre les boîtes à eau des générateurs de vapeur et les boucles primaires doivent être obturées par des tapes. Pour placer ces tapes, il est nécessaire de vider les boîtes à eau et d'obtenir une différence de niveau suffisante pour éviter toute remontée d'eau intempestive pendant leur mise en place manuelle. Le niveau d'eau correspond à un remplissage à 70 % des tuyauteries chaudes et froides du circuit primaire, niveau plus faible que celui qui est nécessaire pour les opérations préalables à l'ouverture de la cuve.

Le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA), qui assure le refroidissement du cœur du réacteur dans ces configurations, est connecté au circuit primaire au bas des tuyauteries. Comme la garde d'eau est relativement faible, un débit d'aspiration trop élevé ou un niveau d'eau trop faible pourraient entraîner la création d'un vortex avec aspiration d'air. Les pompes pourraient alors se désamorcer, interrompant le refroidissement correct du cœur. Ces difficultés n'ayant pas été identifiées lors de la conception des tranches, la mesure de niveau disponible était unique, peu précise et peu fiable.

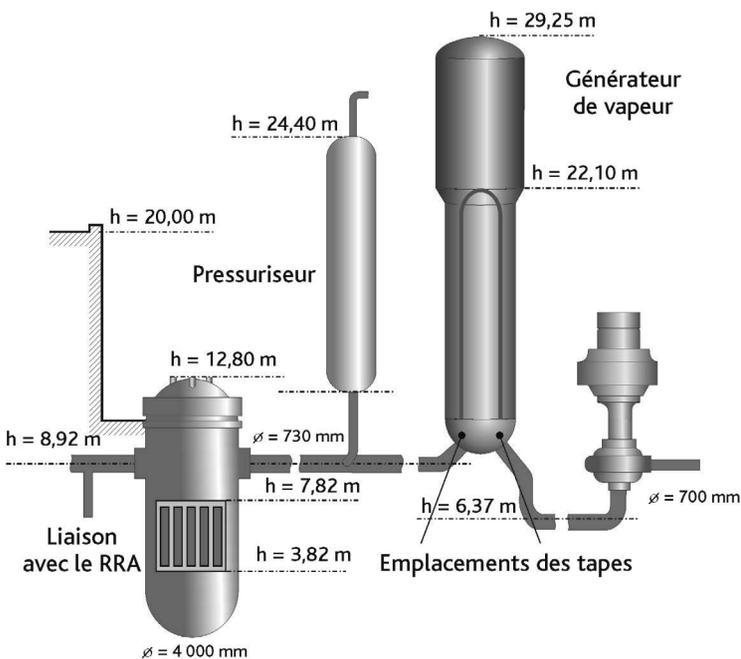


Figure 22.1. Schéma d'implantation des composants d'un réacteur de 1300 MWe. IRSN.

► Conséquences possibles

Dans les configurations envisagées, le circuit primaire d'un réacteur de 900 MWe contient de l'ordre de 70 m³ d'eau, mais seuls les 45 m³ d'eau contenus dans la zone du cœur du réacteur et au-dessus de lui doivent être pris en compte pour les délais d'ébullition. Après trois jours d'arrêt en fin de cycle, la puissance résiduelle dégagée par le cœur est de l'ordre de 12 MW. Il suffit alors de 15 minutes environ sans refroidissement pour que la température de cette masse d'eau passe de 40 °C à 100 °C. Ensuite, le découverture du cœur commence dès que les 12,5 m³ d'eau situés au-dessus des assemblages combustibles ont été vaporisés; cela ne prend que 40 minutes supplémentaires. Ces délais augmentent quand la puissance résiduelle diminue, mais il faut noter que, au bout d'un mois, la puissance résiduelle est encore de 4,5 MW, ce qui donne des délais de 40 minutes avant ébullition et 146 minutes au total avant le début du dénoyage du combustible. Les temps réels sont en fait un peu plus longs de par la capacité calorifique des structures métalliques du cœur.

L'ébullition de l'eau entraînerait de la vapeur contaminée dans le bâtiment du réacteur alors que du personnel pourrait y être présent. Le dénoyage du combustible provoquerait des ruptures de gaines, entraînant des conséquences radiologiques beaucoup plus importantes pour ce même personnel, voire à l'extérieur si le bâtiment du réacteur n'assurait pas un confinement convenable.

Le premier événement de ce type qui a été analysé en détail (notamment par l'IPSN) est celui qui s'est produit dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Blayais le 6 mai 1983 lors de la vidange de la piscine du réacteur pour remettre le couvercle de la cuve, après rechargement du combustible; l'isolement intempestif de la mesure du niveau d'eau dans la cuve, trompant les opérateurs, a conduit à une baisse excessive de ce niveau, au dénoyage de la prise d'entrée d'eau dans le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt, à l'arrêt du refroidissement du cœur pendant deux heures et à une augmentation de 20 °C de la température de l'eau du circuit primaire. Le réacteur était arrêté depuis 93 jours et dissipait une puissance résiduelle de 1,4 MW environ.

► Dispositions correctrices mises en œuvre

Les actions retenues par Électricité de France à la suite de cet événement ont été les suivantes:

- modification de la mesure du niveau d'eau dans la cuve et vérification systématique du lignage de cette mesure,
- modification de la procédure de vidange, avec une limitation du débit de vidange,
- clarification des procédures correspondantes,
- information des centrales et formation des opérateurs.

À la fin de 1983, l'IPSN a suggéré que des mesures plus fiables de niveau et de température de l'eau du circuit primaire soient installées. Ces suggestions ont été

reprises par le Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires et ont fait l'objet de demandes du Service central de sûreté des installations nucléaires en 1987.

Le même type d'événement s'étant produit aux États-Unis à plusieurs reprises, le sujet a par ailleurs été discuté au sein d'un groupe de travail mis en place par l'Agence de l'énergie nucléaire de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE/AEN) en 1985 pour étudier les défaillances des systèmes de sûreté déclarées à l'*Incident Reporting System* (IRS). Le rapport de ce groupe, diffusé en novembre 1986, signale l'existence de 19 rapports IRS faisant état d'incidents de baisses de niveau du fluide primaire dans des états d'arrêt de réacteurs, certains de ces rapports concernant plusieurs événements. Les mesures correctives suggérées, obligatoirement très générales dans ce cadre s'agissant d'une grande variété d'installations, confirmaient celles qui ont été présentées ci-dessus.

D'autres événements concernant le refroidissement d'un réacteur à l'arrêt se sont produits dans des tranches françaises au cours des années suivant l'événement de 1983. Dans le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais, le refroidissement du cœur du réacteur a été interrompu pendant 25 minutes en 1985, conduisant à un échauffement de 25 °C de l'eau du circuit primaire. Dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, en 1987, la pompe de refroidissement à l'arrêt en service a fonctionné pendant 3 heures et 30 minutes dans des conditions perturbées sans dégradation ni perte du refroidissement du cœur du réacteur.

Ces événements ont conduit Électricité de France à renforcer les mesures préventives par la mise « en attente » (à disposition) d'un moyen d'appoint d'eau au circuit primaire par la réserve d'eau de l'injection de secours et, en 1988, par la mise en place d'un second moyen de mesure du niveau d'eau utilisant une technologie différenciée de la mesure en place, par ultrasons.

Pendant la même période, plusieurs événements du même type se sont encore produits dans des réacteurs aux États-Unis (réacteur n° 2 de la centrale de San Onofre en 1986, réacteur n° 2 de la centrale de Diablo Canyon en 1987). À la suite de ces événements, l'U.S.NRC a adressé une « lettre générique »⁶⁴⁷ aux exploitants appelant leur attention sur les risques correspondants.

Cette lettre et les premiers résultats des études probabilistes réalisées en France qui montraient la part significative des situations à l'arrêt dans la fréquence globale calculée de fusion du cœur⁶⁴⁸ ont amené Électricité de France à définir, en 1989,

647. *Generic letter.*

648. Ces études faisaient apparaître une fréquence globale de fusion du cœur de $5 \cdot 10^{-5}$ par an et par réacteur pour les réacteurs du palier 900 MWe et de 10^{-5} pour les réacteurs du palier 1300 MWe, la contribution des états d'arrêt représentant plus de 30 % pour les réacteurs de 900 MWe et plus de 50 % pour les réacteurs de 1300 MWe. En outre, les scénarios de dilution hétérogène et de vortex dans les circuits RRA n'étaient pas inclus parce que des dispositions devaient être prises pour résoudre les questions correspondantes (il avait été évalué que les scénarios de vortex apportaient à eux seuls un risque d'environ 10^{-5} par an et par réacteur).

des prescriptions complémentaires aux spécifications techniques d'exploitation, relatives aux états d'arrêt à froid pour intervention.

Avec ces prescriptions complémentaires, la défense en profondeur a ainsi été renforcée :

- amélioration de la prévention par :
 - la redondance et la diversification des moyens de mesure du niveau d'eau dans la cuve,
 - une procédure de vidange améliorée,
 - la disponibilité des deux files du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt, ainsi que l'existence de possibilités de secours de ce système, soit par un générateur de vapeur quand le circuit primaire est fermé et rempli d'eau, soit par le système de refroidissement des piscines (PTR) quand ce n'est pas le cas,
 - la fixation d'un délai minimal avant l'ouverture du circuit primaire garantissant un délai de réaction d'une heure avant le début de dénoyage du combustible,
 - l'ouverture du trou d'homme du pressuriseur avant toute autre ouverture du circuit primaire pour éviter la vidange du cœur par montée en pression en cas de perte du refroidissement,
 - la stricte limitation des interventions sur les circuits connectés au circuit primaire ou au circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt;
- amélioration de la surveillance par :
 - un meilleur suivi des paramètres de fonctionnement du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (mesures de température, d'intensité du courant appelé par les pompes, de débit, de pression),
 - un point d'arrêt avant la baisse du niveau d'eau dans le circuit primaire en dessous du niveau bas du couvercle de la cuve, point d'arrêt qui ne peut être levé qu'après le contrôle de l'ensemble des mesures précédentes;
- amélioration de la limitation des conséquences en cas de situation anormale par :
 - la disponibilité de deux files d'appoint d'eau par gravité à partir du réservoir d'eau de l'injection de sécurité et de la piscine du combustible,
 - le maintien du confinement,
 - la mise en attente de parades en cas de perte totale des alimentations électriques,
 - des procédures incidentelles d'appoint d'eau et de secours du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt.

De son côté, la Direction de la sûreté des installations nucléaires a décidé, en 1990, de soumettre à son accord préalable tout passage à la plage de travail basse du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (PTB-RRA).

À la suite de la publication en 1990 des résultats des études probabilistes de sûreté françaises qui ont tout particulièrement souligné l'importance de la fréquence estimée de fusion du cœur dans ces configurations particulières, Électricité de France a décidé de lancer un programme complet d'études et d'essais à ce sujet. Ce programme a comporté une analyse de l'ensemble du retour d'expérience français et étranger, des calculs complémentaires de thermohydraulique pour la détermination des marges de fonctionnement du système RRA par rapport à la cavitation ou aux phénomènes de vortex ainsi que la mise au point de moyens de mesure complémentaires. Les résultats de ces études ont été présentés aux organismes de sûreté à la fin de 1994. Parmi les moyens complémentaires, la mise en place d'un système d'appoint automatique d'eau au circuit primaire était retenue.

Toutefois, malgré les mesures mises en place, des événements se sont encore produits. On notera en particulier celui survenu le 29 janvier 1994 à la centrale nucléaire du Bugey, au cours duquel l'imprécision de documents de conduite a permis la création et le maintien d'une situation de vortex pendant plus de huit heures; le refroidissement du cœur n'a toutefois pas été affecté. Deux équipes de quart successives ont été concernées par cette situation, et l'ingénieur de sûreté n'a pas détecté l'anomalie lors de son passage en salle de commande. Cet événement est à l'origine du lancement, au sein d'Électricité de France, de la démarche «transitoires sensibles» pour l'ensemble du parc électronucléaire, qui fait l'objet d'une directive spécifique (DI 118), régulièrement mise à jour (voir aussi le paragraphe 25.2.1). Cette démarche met l'accent sur la préparation de l'activité, la préparation des intervenants pour la conduite du transitoire: analyse ou rappel des risques, répartition des rôles, organisation de la surveillance en salle de commande.

22.2. Événements répétitifs de perte de fonctions de sûreté liés aux opérations de maintenance – Enseignements tirés

22.2.1. Les événements

Pendant la période allant de janvier 1986 à décembre 1989, plusieurs événements liés à des interventions de maintenance, impliquant la perte complète d'une fonction de protection ou de sauvegarde, sont survenus en France et à l'étranger. Si la perte partielle d'une fonction de sûreté est envisagée dans les études de conception, la perte simultanée de matériels identiques assurant une même fonction ou appartenant à des voies redondantes est anormale et doit rester exceptionnelle, cela malgré la mise en place de parades sur les sites (matériels et procédures complémentaires).

À l'étranger, l'événement survenu en 1987 à la centrale nucléaire de Philippsburg en Allemagne (région de Karlsruhe) peut être rappelé. Pendant l'arrêt annuel pour rechargement, à la suite de l'essai périodique de contrôle du réglage des seuils du système de protection du réacteur, l'exploitant a constaté que l'ensemble des groupes électrogènes (à moteur diesel) de sauvegarde avaient été déconnectés du système de protection du réacteur. Les séquences de démarrage et de retestage des actionneurs de sauvegarde avaient ainsi été rendues inopérantes sur quatre voies redondantes pendant une quinzaine d'heures. Dès la découverte de cette anomalie, les groupes électrogènes ont bien entendu été reconnectés au système de protection du réacteur. Les causes de l'événement ont été identifiées comme résultant à la fois d'une mauvaise organisation et de procédures inadaptées. Le circuit primaire était vidangé aux trois quarts des boucles (le niveau d'eau à la plage de travail basse du circuit de refroidissement à l'arrêt – PTB-RRA) en vue de l'ouverture du couvercle de la cuve. En cas de perte des alimentations électriques externes, le secours automatique des actionneurs assurant le refroidissement n'aurait pas fonctionné, ce qui aurait conduit à un échauffement relativement rapide du circuit primaire.

En France, les événements les plus caractéristiques sont les suivants.

- Au mois de mai 1988, dégradation de la fonction de filtration de l'eau brute à la centrale nucléaire de Cruas-Meysses.

Lors d'une ronde journalière, des déchirures ont été mises en évidence sur les quatre tambours filtrants du circuit de refroidissement des condenseurs des réacteurs de cette centrale. Ce système assure, en aval des grilles de la prise d'eau, la filtration de l'eau brute qui constitue la source froide. À ce titre, il constitue l'un des maillons assurant le refroidissement du cœur. Les investigations menées par l'exploitant ont montré que l'origine de ces déchirures remontait à cinq mois avant la découverte de l'indisponibilité partielle de la fonction de filtration. Les déchirures observées étaient dues à des chutes de corps étrangers liées à la réalisation de modifications. Il n'y a pas eu de conséquences réelles de cette indisponibilité puisque le fonctionnement des tranches n'a pas été perturbé et que l'encrassement des échangeurs du circuit de réfrigération intermédiaire n'a pas augmenté de façon inhabituelle pendant cette période. En fait, la taille des déchirures était suffisamment faible pour ne pas altérer de façon significative la qualité de l'eau de refroidissement. Les conséquences auraient pu être plus sérieuses si des déchirures plus importantes avaient conduit à une dégradation de la qualité de l'eau filtrée, en particulier dans les périodes où l'eau du fleuve est très chargée (feuilles mortes, orages). Le risque encouru aurait alors été un encrassement et un bouchage des tuyauteries ou des échangeurs du circuit de réfrigération intermédiaire et donc la perte du refroidissement de circuits de contrôle chimique et volumétrique et de traitement et de refroidissement de piscines d'entreposage de combustibles usés (cette situation accidentelle était toutefois envisagée dans le cadre des procédures « hors dimensionnement »).

- Au mois de mai 1988, perte simultanée des deux voies du circuit de réfrigération intermédiaire du réacteur B3 de la centrale nucléaire de Chinon.

Lors de l'événement, le réacteur est en arrêt pour rechargement du cœur, les combustibles usés sont dans le bâtiment du combustible. Les échangeurs des deux voies du système d'aspersion d'eau dans l'enceinte sont isolés et ont été vidangés du côté secondaire (circuit RRI) en vue de la réalisation d'essais périodiques. Une file du circuit de réfrigération intermédiaire est en service. La remise en service des échangeurs conduit à l'apparition d'un niveau d'eau bas dans les deux files du circuit, ce qui amène l'équipe de conduite à forcer l'arrêt de l'ensemble des pompes, entraînant la perte totale de la fonction de réfrigération intermédiaire durant 38 minutes. Le refroidissement de la piscine du bâtiment du combustible a été arrêté alors que les éléments combustibles du cœur étaient dans ce bâtiment. Cependant l'inertie thermique de la piscine était telle que l'élévation de température de l'eau de cette piscine a été négligeable.

- En août 1989, dégradation par mode commun de la protection contre les surpressions du circuit primaire du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines.

La protection du circuit primaire contre les surpressions est assurée par trois tandems de soupapes pilotées (SEBIM™). Chaque tandem comporte une soupape de décharge ou de protection, associée à une soupape d'isolement située en aval. Chacune de ces soupapes est actionnée par la pression transmise par des « lignes d'impulsion » vers un dispositif de pilotage. Une restriction anormale de l'alimentation du dispositif de pilotage des trois soupapes de protection du circuit primaire du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines a été mise en évidence au mois d'août 1989, lors du contrôle du tarage des soupapes réalisé à l'occasion de l'arrêt de la tranche pour rechargement du cœur. L'événement résultait d'une erreur de montage (montage de vis pleines au lieu de vis percées) lors de l'arrêt précédent, en 1988, au cours des opérations de déconnexion et de reconnexion des lignes d'impulsion réalisées notamment pour des essais périodiques de contrôle du tarage des soupapes. À l'issue de l'intervention, considérée comme limitée, sur le dispositif de pilotage, il ne fut pas procédé à un essai de manœuvrabilité des soupapes, essai qui n'était d'ailleurs pas requis par les procédures. Cette anomalie aurait pu conduire, en cas de sollicitation des soupapes, à une ouverture plus tardive et pour des pressions plus élevées que celles qui étaient spécifiées. L'ouverture des soupapes restait cependant possible grâce à l'électrovanne de purge commandée manuellement. L'événement n'a pas eu de conséquences immédiates dans la mesure où les soupapes n'ont pas été sollicitées dans la période considérée de juin 1988 à août 1989.

Aussitôt après la découverte de l'événement, Électricité de France s'est rapidement assuré que, dans l'ensemble des autres réacteurs du parc électronucléaire, les « lignes d'impulsion » étaient bien pourvues de vis percées. Il apparaît que c'est essentiellement le caractère présumé anodin de l'intervention qui explique l'erreur de montage à l'origine de l'incident. Un enseignement important de cet événement est le risque de mode commun associé à des interventions réalisées

de façon simultanée sur des matériels identiques redondants ou participant à une même fonction.

- En août 1989, indisponibilité d'un système de sauvegarde du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly.

Le 1^{er} août 1989, l'exploitant a découvert dans ce réacteur la présence de fonds pleins dans les traversées de soufflage du circuit de brassage de l'air de l'enceinte de confinement et de recombinaison de l'hydrogène. Ces fonds pleins (provisoires) avaient été mis en place sur les deux voies de ce circuit, pour l'épreuve d'étanchéité de l'enceinte de confinement lors du dernier arrêt pour rechargement, en septembre 1988. En cas d'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP), ces tapes auraient rendu la recombinaison de l'hydrogène inefficace. Un événement similaire était survenu en avril 1987 dans les réacteurs n° 2 et n° 3 de la centrale nucléaire du Bugey. Cet oubli illustre les risques associés aux moyens particuliers utilisés par la maintenance.

À la suite de ces événements et au-delà de leur analyse et des dispositions correctrices mises en place, une réflexion plus générale sur les arrêts de tranche a été engagée en 1989 par Électricité de France, à la demande du ministre en charge de l'industrie et de l'aménagement du territoire ainsi que du secrétariat d'État auprès du Premier ministre, chargé de la prévention des risques technologiques et naturels majeurs « *que soit engagée d'urgence au sein de l'établissement une analyse critique de l'ensemble des organisations et des moyens mis en place pour assurer la qualité des opérations de maintenance* »⁶⁴⁹. Pour cette analyse critique⁶⁵⁰, le choix des axes d'investigation, l'avancement des réflexions et des décisions d'Électricité de France ainsi que leur application sur les sites ont été examinés par les organismes de sûreté. Le sujet fera de plus l'objet de discussions lors de deux séances du Conseil supérieur de la sûreté et de l'information nucléaires (CSSIN), en 1990 et en 1991, qui souhaitait suivre la progression du dossier de l'amélioration de la maintenance à Électricité de France.

Certains types d'événements ont été identifiés dans le cadre de l'analyse menée. L'un d'eux concerne le lignage des capteurs de niveau d'eau dans les pressuriseurs; plusieurs événements étaient en effet survenus en 1989 et 1990:

- Au mois d'octobre 1989, un endommagement de chaufferettes du pressuriseur du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Flamanville.

La mise en pression du circuit primaire nécessite la formation d'une bulle de vapeur dans le pressuriseur. La mise en service de chaufferettes électriques conduit, par ébullition de l'eau, à la formation de cette bulle. Lors du redémarrage du réacteur n° 2 de la centrale de Flamanville après rechargement du cœur, une erreur de lignage de vannes de plusieurs capteurs de niveau d'eau du pressuriseur a conduit au dénoyage des chaufferettes lors de l'opération

649. Lettre CAB n° 65221 M2 du 19 septembre 1989.

650. Qui fera l'objet d'un rapport (« rapport Noc », du nom de son pilote, Bernard Noc, alors chef de la mission sûreté nucléaire au sein d'EDF).

de formation de la bulle. La vanne d'isolement de la prise d'impulsion basse (voir le focus plus loin : vanne RCP 81 VP) de quatre capteurs de niveau sur cinq étant restée fermée, les opérateurs n'ont pas observé d'anomalie lors du remplissage initial du pressuriseur. Ainsi, lors de la mise en pression du circuit primaire, ces quatre capteurs ont indiqué un niveau maximum alors que la bulle était en cours de formation. Le seul capteur en service a été ignoré car suspecté de dysfonctionnement en raison de la différence de son comportement par rapport aux quatre autres. La vidange effective du pressuriseur s'est ainsi poursuivie jusqu'au dénoyage des chaufferettes, ce qui a entraîné leur destruction par surchauffe. À ce moment, l'équipe de conduite a réalisé qu'une situation anormale se développait et a procédé aux opérations qui ont conduit à remplir à nouveau le pressuriseur. Le redémarrage du réacteur a alors été interrompu et celui-ci a été amené en arrêt à froid pour intervention. L'examen montrera que 65 chaufferettes ayant fonctionné dénoyées ont été détériorées. Cet événement, qui n'était pas susceptible de conduire à une dégradation du cœur, est significatif pour ce qui concerne les enseignements à en tirer du fait de sa cause liée à une intervention simultanée sur plusieurs éléments redondants d'une même fonction. On peut noter qu'il s'est développé du fait de la confiance accordée à quatre indications de niveau erronées sans qu'un recoupement avec d'autres informations disponibles en salle de commande n'ait été réalisé de façon méthodique. Il est, en ce sens, et uniquement en ce sens, à rapprocher de l'accident de TMI où l'opérateur n'avait pas identifié le maintien en position ouverte d'une vanne de décharge du pressuriseur à cause d'une indication erronée de la « position » de cette vanne.

#FOCUS.....

Les mesures de niveau d'eau dans les pressuriseurs (événement de 1989)

Pour compléter la description de l'événement de 1989 faite plus haut, le principe des mesures du niveau d'eau dans les pressuriseurs est décrit succinctement ci-après (description correspondant à l'état du parc en 1989).

Les mesures du niveau de l'eau dans le pressuriseur sont faites par des capteurs différentiels qui mesurent le poids d'une colonne d'eau de dix mètres environ à partir de huit piquages sur l'enveloppe du pressuriseur (figure 22.2). Ces piquages alimentent également des capteurs de pression; chacun d'eux est doté d'une vanne de tête assurant l'isolement du circuit de mesure; elle est considérée comme faisant partie du circuit primaire. Ces vannes portent chacune un numéro d'identification particulier qui est porté sur les plans et utilisé dans les procédures. Leur manœuvre est de la responsabilité du service Conduite.

Chaque capteur de niveau est doté d'un séparateur, de purges, de moyens de test, et de sept vannes considérées comme faisant partie de l'instrumentation elle-même; elles sont cependant implantées relativement loin du capteur, aux deux niveaux des piquages, distants verticalement de 11,5 mètres, soit près du pressuriseur, soit au-delà de la barrière «anti-projectile» qui protège cet appareil. Elles sont accessibles par différents niveaux de planchers échelonnés sur une douzaine de mètres.

Ces vannes n'ont pas de numérotation spécifique; elles sont repérées localement par des indications V1 à V7, sans mention du capteur correspondant, et ne sont en général pas représentées sur les plans à la disposition du service Conduite. Leur manœuvre est de la responsabilité du service Automatismes.

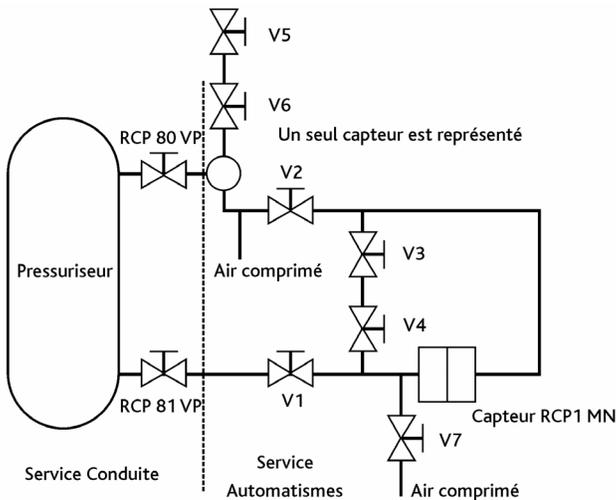


Figure 22.2. Schéma de principe des capteurs de mesure du niveau d'eau dans le pressuriseur. IRSN.

- Au mois de septembre 1990, indisponibilité des six capteurs de mesure de débits de vapeur du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly.

Lors du redémarrage de ce réacteur après son premier arrêt décennal, au moment du couplage au réseau électrique (le réacteur étant alors à une puissance de 15 % de sa puissance nominale), les opérateurs se sont aperçus de l'absence d'évolution des débits de vapeur : l'ensemble des capteurs de débit de vapeur étaient restés isolés du fait d'une requalification incomplète. Le réacteur a été aussitôt ramené en attente à chaud pour refaire les réglages nécessaires et remettre les capteurs en fonctionnement. Du point de vue de la sûreté, le déclenchement de l'injection de sécurité par les signaux de débit de vapeur était indisponible sur les trois générateurs de vapeur du réacteur

concerné. Les autres protections auraient toutefois joué leur rôle en cas de rupture d'une tuyauterie de vapeur, notamment le déclenchement de l'injection de sécurité par pression différentielle élevée entre lignes de vapeur, ou par très basse pression dans le pressuriseur. Cet événement a eu pour origine un défaut de requalification à la suite d'erreurs successives que l'on a estimé être dues à une certaine parcellisation des tâches et des responsabilités, tant chez l'intervenant (Framatome) que chez l'exploitant. Il faut cependant souligner qu'il était prévu d'effectuer une requalification fonctionnelle des capteurs pendant la montée en puissance du réacteur ; la requalification était prévue mais arrivait trop tard.

- Au mois de mars 1990, un isolement de capteurs de mesure du niveau d'eau dans le pressuriseur du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses.

Lors de l'incident, le réacteur avait été arrêté pendant 15 jours pour une intervention non programmée sur un générateur de vapeur. Lors du passage de l'état d'arrêt à froid pour intervention à l'état d'arrêt à froid normal, l'exploitant a procédé à la mise sous vide du circuit primaire avant de compléter le remplissage en eau de ce circuit. Les capteurs de niveau d'eau du pressuriseur du réacteur avaient été changés en 1989 pour être remplacés par des capteurs qualifiés aux conditions accidentelles. Les nouveaux capteurs ne supportant pas la mise sous vide, la procédure de conduite propre à la centrale avait été modifiée. Un ajout demandait d'isoler ces capteurs pendant la mise sous vide par les « vannes des capteurs de niveau », sans plus de précision. La fermeture des vannes de tête entraînait l'isolement du capteur utilisé pour le suivi du niveau lors du remplissage du circuit primaire. Ce suivi demandait alors une présence en local. De plus, ce capteur, de technologie différente, n'avait pas besoin d'être isolé. Il fallait donc intervenir sur les vannes associées aux capteurs concernés et non sur les vannes de tête. Le texte de la procédure ne précisait pas qui devait réaliser cet isolement, quelles vannes devaient être manœuvrées et de quelle manière. Rédacteur et vérificateur ne connaissaient pas parfaitement le détail des circuits de mesure. Il en est résulté différentes actions incohérentes sur des vannes – non repérées en local –, par des équipes de quart successives. Finalement, c'est au bout de trois jours, après le remplissage en eau du circuit primaire et lors de la formation de la bulle dans le pressuriseur, qu'un opérateur a diagnostiqué des indications anormales fournies par les capteurs et demandé une vérification en local. Des erreurs de lignage ont alors été mises en évidence et, après correction, le redémarrage du réacteur a pu reprendre.

- Au mois de novembre 1990, un isolement de capteurs de mesure du niveau d'eau dans le pressuriseur du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Gravelines.

Lors de l'événement, le réacteur est en phase de redémarrage après l'arrêt annuel pour rechargement du cœur. Avant la mise sous vide du circuit primaire, les capteurs de mesure du niveau d'eau dans le pressuriseur sont isolés. Ces capteurs ont, comme dans le réacteur n° 2 de la centrale de Cruas-Meysses, été changés

en 1989 pour être remplacés par des capteurs qualifiés aux conditions accidentelles. C'est la première fois que les opérations d'isolement des capteurs de niveau d'eau dans le pressuriseur avant la mise sous vide du circuit primaire sont effectuées dans le réacteur n° 4 de la centrale de Gravelines. Les vannes associées aux capteurs ne portent aucun repérage. Le préparateur de l'équipe des automatismes s'en rend compte et ajoute un plan sur lequel les vannes concernées sont coloriées. Les capteurs sont isolés. Le jour suivant, les capteurs doivent être remis en service après le remplissage du circuit primaire. La charge de travail de l'équipe des automatismes, qui a réalisé les isolements, est particulièrement lourde ce jour-là; le travail est confié à une équipe différente de celle qui a opéré la veille. Comme cela se pratique pour remettre en service un capteur de pression, elle ouvre les vannes les plus proches des capteurs. Elle ignore cependant que les circuits des capteurs de mesure du niveau sont plus complexes et ne réalise qu'une partie de l'intervention. Le défaut de lignage est détecté deux jours après, lors de la montée en température pour formation de la bulle dans le pressuriseur; il est corrigé et les opérations de redémarrage peuvent alors reprendre.

Les actions correctives ont concerné :

- le repérage des vannes d'instrumentation de certains capteurs,
- la formalisation de la vérification du fonctionnement des capteurs dont l'indication peut être validée par des manœuvres d'exploitation ou des essais périodiques,
- la mise en place d'un contrôle supplémentaire pour les capteurs dont l'indication ne peut pas être validée en exploitation normale,
- la cohérence des gammes d'intervention au niveau national,
- des instructions aux sites pour recenser les capteurs à contrôler lors d'un arrêt fortuit.

Un autre type d'événements a concerné des modes communs dus à l'utilisation d'appareillage de mesure et de calibrage inadaptés :

- En juillet 1988, un mauvais calibrage des deux capteurs de mesure de la pression du pressuriseur dans le réacteur Chooz A.

Alors que le réacteur était à 100 % de sa puissance nominale, des sollicitations inhabituelles des vannes d'isolement des lignes de décharge du pressuriseur ont été constatées. L'exploitant a alors décidé d'effectuer une mesure de la pression du circuit primaire à l'aide d'un capteur étalon, préalablement vérifié. Celui-ci indiquait 136 bars au lieu des 138 bars attendus. Ce constat a conduit l'exploitant à décider la mise à l'arrêt à froid du réacteur pour dépose, contrôle et réétalonnage des capteurs incriminés. Les vérifications qui s'ensuivent ont mis en évidence un écart d'environ + 3 bars par rapport à la pression réelle. La cause de cet événement est l'utilisation d'un matériel de contrôle inadapté. Lors de l'arrêt de tranche pour rechargement qui avait débuté le 24 avril 1987,

l'ensemble de ces capteurs avaient été déposés puis contrôlés en atelier à l'aide d'un dispositif d'étalonnage assurant la précision requise. Or, du fait de la prolongation de l'arrêt de tranches, l'exploitant avait ensuite décidé de procéder, avant le redémarrage du réacteur en avril 1988, à un nouveau contrôle des capteurs de pression du circuit primaire; pour ce faire et afin d'éviter la dépose et le transport des capteurs à l'atelier, une reprise de leur réglage a été effectuée *in situ* à l'aide d'un système portatif dont il est apparu que l'étalonnage était décalé. Une vérification du manomètre équipant la pompe d'épreuve portative a en effet mis en évidence un décalage de + 3 bars sur toute l'étendue de sa gamme de mesure.

Cet événement n'a eu aucune conséquence directe sur la sûreté, car les protections et les systèmes de sauvegarde concernés par ces capteurs n'ont pas été sollicités. En termes de conséquences potentielles, les mesures de pression servant à la régulation et à l'élaboration des protections et des actions de sauvegarde étant toutes décalées d'environ + 3 bars, il pouvait en résulter un retard à la sollicitation lors d'une baisse de pression. Les estimations faites par l'exploitant à partir des études d'accidents ont montré que ce retard serait resté très faible (de l'ordre de quelques secondes). Par ailleurs, la marge à l'ébullition était réduite d'environ 3 bars par rapport à la valeur moyenne; à ce sujet, l'exploitant a souligné que la pression primaire réelle restait supérieure à celle qui est retenue dans les études d'accidents (135,5 bars). Il faut toutefois noter que si l'écart avait été plus important, la situation n'aurait plus été couverte par les études d'accidents.

- En avril 1989, un mauvais tarage des soupapes de protection des générateurs de vapeur du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Tricastin.

Lors de la découverte de l'événement, l'essai de vérification du tarage des soupapes de protection des générateurs de vapeur était effectué, le réacteur étant en arrêt à chaud. L'analyse des résultats de cet essai a mis en évidence une erreur de tarage, datant de l'arrêt précédent (1988), liée à la méthode employée. Le tarage de deux soupapes était respectivement 1,2 et 1,4 bar en dessous de la limite basse du critère d'acceptabilité. L'absence de prise en compte des incertitudes relatives à la mesure des pressions dans les générateurs de vapeur en fonction de la technologie du matériel de mesure employé est la cause profonde de cet incident. En effet, le matériel de mesure qui avait été utilisé en 1988 était différent de celui qui était préconisé par la gamme d'essai. L'erreur sur la mesure induite par le matériel utilisé a été supérieure à celle qui était prise en compte dans la gamme pour définir l'étendue de l'intervalle de tolérance, ce qui n'a pas été perçu par l'intervenant.

L'événement n'a eu aucune conséquence directe sur la sûreté de l'installation. Un tarage trop faible peut être considéré comme pénalisant en cas d'accident de rupture de tube de générateur de vapeur, car il peut entraîner une ouverture anticipée des soupapes concernées, un risque de blocage de celles-ci en position ouverte (les soupapes ne sont pas qualifiées en eau) et donc des rejets

plus importants dans l'atmosphère. Toutefois, dans ce cas de l'événement de Tricastin 2, le circuit de contournement à l'atmosphère aurait écarté la pression et il n'y aurait pas eu d'augmentation des rejets dans l'atmosphère en cas d'ouverture d'une soupape. Il faut noter cependant que, si aucun sur-tarage n'a été mis en évidence, une erreur plus importante dans le sens du sous-tarage aurait eu pour conséquence possible des sollicitations intempestives d'une ou plusieurs soupapes si leur pression de tarage avait été inférieure à la pression de consigne du circuit de contournement à l'atmosphère.

- En mai 1990, un dérèglement des quatre chaînes de mesure neutronique du niveau de puissance du réacteur n° 6 de la centrale nucléaire de Gravelines.

Lors de la réalisation d'un essai périodique des chaînes neutroniques de niveau de puissance de ce réacteur, il a été constaté que la première chaîne vérifiée était « hors tolérance ». Une vérification de l'appareillage d'essai a alors fait apparaître qu'il n'était pas conforme aux spécifications du constructeur. L'essai a été repris avec le même appareil remis en conformité et n'a plus montré d'anomalie.

Cependant, la validité de l'essai périodique exécuté avec ce même appareil sur le réacteur n° 6, qui avait entraîné la reprise des réglages des quatre chaînes de puissance de cette tranche, a été remise en cause; une reprise de l'essai périodique avec un appareil conforme et préalablement vérifié a confirmé cette hypothèse et a conduit à la reprise de tous les réglages pour le réacteur n° 6. Le fonctionnement avec des réglages non conformes a duré 9 jours.

L'événement n'a eu aucune conséquence directe sur la sûreté. L'évaluation des conséquences potentielles de ces dérèglages a montré que les marges disponibles, pour le cœur en place, à l'égard des hypothèses des études d'accidents étaient suffisantes pour garantir que la sûreté du réacteur n'avait pas été mise en cause durant cette période.

- En novembre 1990, une valeur « hors spécification » de la concentration du bore dans les trois accumulateurs du circuit d'injection de sécurité du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly.

Lors d'un contrôle périodique, les chimistes de la centrale ont mis en évidence une valeur « hors spécification » de la concentration du bore dans tous les accumulateurs du système d'injection de sécurité du réacteur: la concentration mesurée était de 2 560 ppm, alors que la concentration requise par les spécifications était comprise entre 2 325 ppm et 2 475 ppm. La précédente mesure effectuée ayant donné une valeur correcte et aucun mouvement d'eau n'étant intervenu depuis lors, l'exploitant a contrôlé la chaîne de mesure du titrimètre (appareil servant à déterminer la concentration du bore). Il est apparu que le titre de la soude utilisée pour le dosage ne correspondait pas au titre « entré » dans la mémoire du calculateur. Cette erreur entraînait une surestimation de la valeur de la concentration de bore de l'ordre de 5,6 %. Après correction de l'anomalie, il est apparu que deux autres capacités d'eau

borée étaient « hors spécification ». Un ajustement du bore, effectué par l'exploitant, a conduit à un retour dans les limites requises par les spécifications techniques.

D'autres événements similaires peuvent être notés :

- À la suite de la perte des alimentations électriques externes consécutive à l'incident du réseau électrique survenu le 12 janvier 1987, le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Chinon n'a pas pu s'iloter du fait d'un mauvais calage de la protection ayant entraîné le déclenchement prématuré du groupe turboalternateur. Les groupes électrogènes à moteur diesel qui ont démarré lors du basculement de source ne se sont pas couplés automatiquement sur les tableaux secourus car les relais de protection à minimum de tension étaient réglés à 0,6 Un (tension nominale) au lieu de 0,7 Un. Cette erreur de réglage était due à une défaillance du banc d'étalonnage qui avait servi à régler ces relais. De plus, ce banc, réalisé localement, était commun à tout le site.
- En août 1987, alors que le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine était en phase de montée en pression au début des essais précritiques à chaud, sa pression étant suivie en salle de commande sur les quatre indicateurs des capteurs de pression dans le pressuriseur, une inhibition de la fermeture des soupapes d'isolement des tandems SEBIM™ est apparue à 140 bars au lieu des 145 bars attendus. Or une intervention avait été faite quelque temps auparavant par le fabricant pour effectuer une intervention sur ces capteurs afin de limiter les battements sur les vannes d'aspersion d'eau dans le pressuriseur. Cette intervention, qui n'aurait pas dû avoir d'incidence sur les réglages de ces capteurs, a en fait provoqué un décalage du « zéro » de ceux-ci. L'anomalie a été corrigée par intercalibrage entre ces capteurs et celui de la pression primaire qui est situé à l'aspiration du circuit RRA, à l'aide d'une balance manométrique. Cet événement n'a pas résulté de l'utilisation d'un appareil de mesure et de réglage, mais il est à rapprocher de celui de Chooz A du point de vue des faits constatés.
- Une erreur humaine de maintenance, entraînant une pression de tarage incorrecte d'une soupape mécanique de protection d'un générateur de vapeur de la tranche n° 3 de la centrale nucléaire de Paluel a provoqué l'ouverture de celle-ci, à 76,2 bars, au mois de juillet 1988. Cet événement, bien que n'ayant pas nécessairement les mêmes origines, est à rapprocher de celui qui a affecté au mois d'avril 1989 le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Tricastin pour ce qui est des conséquences.
- Un mauvais fonctionnement d'un enregistreur utilisé lors de la vérification du tarage des mêmes soupapes des générateurs de vapeur du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim, effectuée en mars 1990, a été à l'origine d'une erreur de réglage des coffrets d'assistance entraînant l'ouverture de plusieurs soupapes.

- En septembre 1991, un écart entre les concentrations de bore critiques théoriques, toutes grappes extraites et groupe R inséré, établies par la Division calcul nucléaire d'Électricité de France, et les valeurs mesurées pour les mêmes conditions sur site à l'aide du titrimètre, a été mis en évidence lors des essais physiques de redémarrage du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Chinon B. Une erreur sur le titre de la soude servant à la mesure de la concentration du bore dans les installations est à l'origine de cet écart; elle a eu pour effet de fausser toutes les mesures réalisées dans les réacteurs n° 1 et n° 2, en les minorant de 5,5%. Cela a conduit l'exploitant à effectuer des ajustements du bore dans les bâches, ainsi que des recalages des boremètres automatiques de mesure de la concentration du bore du circuit primaire des deux réacteurs. Après correction de l'erreur, certaines bâches d'eau borée se sont révélées « hors spécifications techniques » du fait d'une concentration de bore trop élevée.

L'analyse des événements dus à des matériels de mesure ou d'étalonnage a mis en évidence trois causes principales: l'utilisation d'un appareil défectueux, l'utilisation d'un appareil inadapté et la mauvaise utilisation d'un appareil. Elle a fait apparaître la nécessité d'une sensibilisation des intervenants au caractère de mode commun de ces défauts, qui peuvent être « propagés » à de multiples matériels.

Les enseignements tirés ont conduit Électricité de France à élaborer une directive interne intitulée « Étalonnage et vérification des appareils de mesure et des étalons », à laquelle les sites ont été amenés à se conformer. Cette directive reprend les points principaux d'un document qui s'intitule « Doctrine d'étalonnage et de vérification des appareils de mesure et des étalons » et qui traite des actions à mettre en œuvre en matière d'étalonnage et de vérification afin de limiter les risques liés à l'utilisation d'un appareil de mesure ou d'étalonnage défectueux, notamment celui de mode commun en cas d'intervention sur des matériels redondants. Ces dispositions s'inscrivent dans le cadre plus général de la prévention des événements de mode commun (qui fait l'objet d'un document intitulé « Prévention des défaillances de mode commun »).

À la vue de ces événements, les organismes de sûreté ont estimé que l'attitude interrogative chez les intervenants devait être développée. En particulier, la règle fondamentale suivante méritait d'être rappelée et diffusée largement: lorsqu'une même correction doit systématiquement être effectuée sur deux matériels au moins, il y a un risque significatif de mode commun dû à l'utilisation d'un appareil de mesure ou de calibration et une analyse spécifique doit être entreprise. Cette règle doit permettre d'éviter bon nombre d'événements. Son application aurait permis de détecter précocement la majeure partie des anomalies évoquées ci-dessus. Des recommandations ont été formulées pour compléter et améliorer l'appropriation de la directive d'Électricité de France. Enfin, des principes de prévention contre les risques liés aux interventions sur les voies redondantes ont été rappelés: lorsque cela est possible, décaler dans le temps les interventions de même nature sur les matériels redondants, assurer une requalification fonctionnelle des matériels après intervention.

22.2.2. Réflexion générale engagée par Électricité de France à la fin des années 1980 sur la qualité des opérations de maintenance

Seuls quelques points importants de l'analyse faite par Électricité de France sont développés ici :

- **Risques de défaillances de mode commun** : les interventions de maintenance sur les matériels redondants peuvent conduire à une même anomalie sur toutes les voies, en particulier quand ces interventions sont regroupées dans le temps. Cela peut donc conduire à une perte de la totalité de la fonction de protection ou de sauvegarde concernée. Un recensement de l'ensemble de ces interventions a été tenté par Électricité de France, mais il est apparu difficile car il faut tenir compte, d'une part de l'importance pour la sûreté du mode commun potentiel, d'autre part, des interventions programmées aussi bien que des interventions fortuites. Il est donc nécessaire que ces risques soient constamment présents à l'esprit de ceux qui assurent la gestion des arrêts de tranches et des travaux effectués. Les analyses ont fait ressortir qu'il était souhaitable que les interventions prévues dans les programmes de base de maintenance pour lesquels la période indiquée est supérieure à un an soient réparties sur plusieurs arrêts.
- **Gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP)⁶⁵¹** : plusieurs événements ayant pour cause l'oubli de pièces provisoires utilisées pour réaliser un essai ou une intervention s'étaient produits sur le parc électronucléaire. Les DMP sont nombreux et variés. Certains ont été prévus à la conception ; il s'agit, par exemple, des tapes pleines du fond de la piscine du réacteur et du compartiment des structures internes de la cuve du réacteur, qui doivent être posées pour pouvoir remplir ces piscines lors des manutentions de combustible. Elles doivent obligatoirement être retirées lorsque le réacteur fonctionne pour éviter

651. Ultérieurement, ont été intégrées à la démarche les modifications temporaires d'installation (DMP/MTI), relevant du décret « procédures ». Un DMP (disposition ou moyen particulier) répond à une définition précise transcrite par l'exploitant dans une directive nationale :

- on appelle « disposition » l'état d'un équipement de l'installation qui résulte d'une action modifiant sa position ou son réglage ;
- on appelle « moyen » un dispositif, un organe, une pièce ou un matériel, posé ou déposé sur un circuit ou une partie de circuit ;
- les dispositions ou moyens sont « particuliers » lorsque leur utilisation modifie temporairement l'état fonctionnel de l'installation et lorsque leur utilisation, en dehors des états de tranche ou de circuit pour lesquels leur emploi était initialement prévu, introduit un risque pour la sûreté ou la disponibilité ou la sécurité ;
- un DMP ne doit être utilisé que si une analyse initiale de besoin justifie son emploi. Son utilisation doit être temporaire. Tout DMP doit faire l'objet :
 - d'une analyse préalable de besoin et du risque lié au DMP ;
 - d'une gestion administrative destinée à assurer sa traçabilité et d'un signalement en local pendant toute la durée de sa présence ;
 - de dispositions destinées à s'assurer de sa suppression en privilégiant les essais fonctionnels ou, lorsque ce n'est pas possible, par un contrôle en local.

que l'eau d'aspersion puisse être retenue dans ces piscines en cas d'accident nécessitant le fonctionnement de l'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement. Ces tapes sont alors placées dans des racks particuliers; une alarme retransmise sur une verrine en salle de commande est allumée si ces tapes ne sont pas toutes en place. Leur gestion ne pose pas de difficultés particulières. La plupart des autres moyens mécaniques provisoires (tapes, filtres, etc.) ne bénéficient pas des mêmes méthodes de gestion et de suivi. Ceux qui sont normalement rangés dans des armoires aux portes transparentes peuvent être surveillés par contrôle visuel du contenu de ces armoires.

- Les DMP électriques les plus utilisés sont des connexions provisoires (*straps*) et des « bornes à couteau ». Les *straps* sont normalement rendus visibles sur place par une couleur différente de celle de la filerie normale et munis d'une étiquette d'identification. Ils sont gérés administrativement par le « cahier des *straps* » disponible en salle de commande. Les modalités de gestion des *straps* ont été examinées dans le cadre du retour d'expérience de l'accident de Tchernobyl, à l'égard du risque d'inhibition des systèmes de sauvegarde. Le contrôle de la position des « bornes à couteau » qui sont de petites dimensions n'est possible qu'en ouvrant les armoires qui les contiennent. Un certain nombre d'incidents ont montré que cette méthode n'était pas pleinement efficace.
- Plusieurs centaines de DMP sont utilisées au cours d'un arrêt. Globalement, une large partie des dispositions et moyens particuliers est gérée à l'aide de différents documents, de différents moyens informatiques ou d'une gestion physique (cas des tapes de fond de piscine par exemple). Ce n'est pas obligatoirement le cas de ceux qui sont utilisés pendant de courtes durées, par une équipe réalisant l'ensemble de l'opération, de leur pose à leur dépose. L'établissement d'une liste exhaustive étant illusoire, Électricité de France a cherché à décentraliser leur gestion au plus près des équipes qui les utilisent, tout en établissant une directive spécifique au niveau national (DI 74).
- **Requalifications des matériels après intervention:** le principe d'une requalification après intervention n'est retenu par Électricité de France que si les conditions de l'intervention et les moyens de gestion des DMP ne donnent pas des garanties suffisantes. Il faut alors préciser dans chaque cas ce qui doit être requalifié, avec quelle procédure et à quel moment. Il existe en fait deux familles de documents d'essais disponibles pour réaliser les requalifications lors des arrêts de tranche:
 - les gammes d'essais de démarrage qui sont en principe complètes et permettent de vérifier l'ensemble des fonctions, tant d'une manière qualitative que quantitative; mais leur mise en œuvre peut nécessiter un état de la tranche qui n'est pas prévu au cours de l'arrêt; en outre, une fois le démarrage d'un réacteur réalisé, le personnel d'exploitation n'a plus la pratique, voire la connaissance suffisante, des gammes d'essais de démarrage;

- les gammes d'essais périodiques qui permettent de vérifier que les performances des systèmes qui n'ont pas subi d'intervention sont conservées dans le temps; elles sont directement utilisables mais peuvent ne pas être suffisantes. Elles doivent elles-mêmes être utilisées dans une configuration adaptée de la tranche.

Si les organismes de sûreté ont convenu que la nécessité ou non d'essais de requalification après une intervention sur des équipements relevait d'une analyse au cas par cas, elles ont fortement poussé Électricité de France à favoriser, autant que possible, ce type de vérification.

- « **Démarche qualité sûreté** »: les réflexions menées par Électricité de France l'ont conduit à élaborer un canevas de réflexion permettant de mieux structurer les différentes interventions dans l'esprit de la défense en profondeur (par exemple en postulant des aléas dans la conduite des interventions de façon à définir la façon de les récupérer ou de limiter les conséquences). Cette démarche de préparation inclut une analyse des risques effectuée sur la base d'un guide d'analyse de risques. Ce guide mentionne plusieurs dizaines de défauts potentiels illustrés par des exemples parmi lesquels on trouve les défaillances de mode commun, les confusions de matériels, la création d'indisponibilités, l'oubli de dispositions et moyens d'essais provisoirement mis en place, les défauts de propreté, l'agression d'équipements voisins. L'application de cette démarche permet de hiérarchiser les efforts de préparation, d'exécution, de contrôle et de requalification. Elle peut également conduire à ne pas faire, si cela est possible, des interventions sur les différentes voies d'un système redondant lors d'un même arrêt (l'idée de faire faire de telles interventions par des équipes différentes n'a pas été retenue car elle multiplierait le nombre d'intervenants). Si l'analyse conduit à l'identification d'un risque particulier, la préparation de l'intervention donne lieu à la rédaction d'un plan qualité sûreté (PQS) qui explicite la manière de prévenir les risques, les points d'arrêt nécessaires et les contrôles correspondants, la manière de faire face à d'éventuels incidents en cours d'intervention et les besoins et moyens de requalification. Ce document est utilisé pour suivre l'intervention elle-même et pour consigner les différents résultats des contrôles ainsi que les anomalies rencontrées. Cette pratique, tout à fait favorable du point de vue de la sûreté, a été mise en œuvre progressivement, en priorité pour les interventions sur les systèmes de sauvegarde.

L'analyse effectuée par Électricité de France a conduit à d'autres évolutions⁶⁵², parmi lesquelles on peut citer:

- la réalisation de « chantiers écoles » pour préparer des interventions complexes,
- la pérennisation de structures de projet d'arrêt de tranche (voir le paragraphe 25.4), ainsi que de chargés d'affaires et de surveillance pour la gestion des travaux et des interventions lors des arrêts de tranche,

652. Voir le paragraphe 4.3.2.2 du chapitre I du « Mémento sûreté en exploitation », EDF, édition 2016.

- la redéfinition du périmètre des activités des chefs d'exploitation des services de conduite, la mise « hors quart » des ingénieurs de sûreté afin de garantir une réelle indépendance dans leurs activités de surveillance,
- l'élargissement de l'implication des ingénieurs de sûreté aux activités de maintenance,
- le renforcement de la Mission sûreté qualité⁶⁵³ (MSQ).

22.2.3. Utilisation du concept de défense en profondeur pour les interventions dans un réacteur en exploitation

Si le concept de défense en profondeur est, d'abord, un support de la démarche de conception des installations, il peut aussi être appliqué, dans son esprit, aux interventions qu'un exploitant est amené à faire sur les équipements d'une installation lorsqu'elle est en phase d'exploitation, qu'il s'agisse des essais périodiques, des opérations de maintenance ou de modifications.

Il peut, pour cette utilisation, être décliné en trois étapes principales :

- la prévention des événements et des anomalies lors des interventions, ou ultérieurement de leur fait, qui peut être assurée par :
 - une préparation soignée des interventions et des documents associés,
 - l'existence de gammes opératoires claires et conformes à l'état de l'installation,
 - l'évaluation des risques potentiels,
 - la vérification de la compatibilité des actions projetées avec l'état de l'installation compte tenu des règles d'indisponibilités définies par les spécifications techniques d'exploitation,
 - la préparation des moyens de suivi et de contrôle,
 - la détermination de dispositifs et systèmes de limitation des conséquences possibles,
 - la désignation d'un personnel qualifié et suffisant,

653. Devenue Mission sûreté qualité environnement (MSQE) : cette unité fait partie de l'unité technique opérationnelle (UTO) de la Direction de la production nucléaire (DPN). L'UTO est l'entité nationale d'ingénierie de maintenance du parc électronucléaire. Sa mission est d'assurer la remise en état des matériels et l'approvisionnement en pièces de rechange et en composants relevant de la gestion nationale, la maîtrise d'ouvrage des opérations de maintenance sur les sites nucléaires, l'élaboration des spécifications techniques des contrats nationaux d'approvisionnement et de prestation et la sélection des prestataires et fournisseurs à consulter. Au sein de l'UTO, la MSQE est composée d'une dizaine de salariés en charge d'une évaluation indépendante des métiers opérationnels, élaborée sous l'angle de la sûreté et de la protection de l'environnement.

- la stricte application des documents préparés,
- le processus de requalification nécessité par l'intervention;
- la surveillance des interventions, assurée par :
 - des vérifications périodiques des activités en cours, des contrôles, des inspections visuelles, des rondes, des points d'arrêt,
 - la comparaison des résultats obtenus aux résultats attendus et la détection des anomalies,
 - l'échange d'informations dès que quelque chose d'inattendu est observé;
- la limitation des conséquences d'événements ou d'anomalies par :
 - la définition à l'avance d'états de repli prévus,
 - l'utilisation d'équipements ou systèmes, automatiques ou manuels, qui doivent être, eux aussi, définis à l'avance.

22.2.4. Des difficultés qui peuvent se reproduire

Certaines des questions soulevées par l'analyse des événements rapportés plus haut peuvent réapparaître ultérieurement, ce qui souligne la nécessité d'une attention permanente de la part des exploitants et des personnels d'exploitation à la qualité des interventions sur les réacteurs.

En particulier, un événement survenu au mois de janvier 1999 dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine a remis en lumière l'importance des risques de défaillances de mode commun associés aux réglages électriques. De même, un événement survenu au mois d'avril 2005 dans le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Gravelines a remis en lumière les risques liés aux dispositions et moyens particuliers.

On revient sur ces deux événements au chapitre suivant.

