

Chapitre 29

La conformité des installations

29.1. Introduction

Il appartient aux exploitants d'installations nucléaires d'apporter les justifications appropriées de la sûreté de leurs installations aux différentes étapes de la « vie » de celles-ci. Cela suppose la conformité des installations à des « référentiels »⁸¹⁹, établis en grande partie au moment de la conception. Or, lors de la construction, à la suite d'activités d'exploitation ou sous l'effet du vieillissement, l'état réel des installations peut se trouver différent de l'état prévu dans les justifications de sûreté.

Certains équipements doivent pouvoir fonctionner en cas de séisme ou en cas d'accident, c'est-à-dire sous l'effet de sollicitations mécaniques ou dans des conditions ambiantes de température, de pression et d'irradiation spécifiques; ces équipements font donc l'objet d'une « qualification » préalable à leur mise en service, consistant à démontrer leur capacité à assurer leurs fonctions dans de telles conditions (voir le chapitre 7). S'il apparaît que cette qualification n'est plus acquise pour l'un d'entre eux, alors celui-ci n'est pas en mesure d'assurer pleinement ses fonctions: l'installation n'est alors plus conforme. Le maintien d'un niveau satisfaisant de sûreté nécessite donc que de tels écarts, dits de conformité, soient identifiés, analysés et corrigés par l'exploitant.

819. Pour cette notion, voir les chapitres 2 (organisation du contrôle de la sûreté) et 30 (réexamens périodiques).

29.2. Détection et traitement des écarts de conformité pour les réacteurs à eau sous pression du parc électronucléaire

Dans les années 2000, les actions de vérification et de contrôle menées à l'occasion des deuxièmes visites décennales⁸²⁰ des réacteurs de 900 MWe ont mis en évidence un nombre important d'écarts aux référentiels de conception de ces réacteurs. De par leur nature, ces écarts étaient souvent génériques, c'est-à-dire qu'ils affectaient plusieurs réacteurs éventuellement implantés sur des sites différents, compliquant ainsi leur résorption qui, dans certains cas, ne pouvait pas être effectuée en étant strictement conforme aux règles générales d'exploitation. Électricité de France a donc décidé, dès 2001, de les considérer comme une famille particulière d'écarts, dits écarts de conformité, pour laquelle il a mis en place un processus de traitement dédié permettant d'adapter les délais de remise en conformité à l'importance des écarts du point de vue de la sûreté.

Les écarts de conformité peuvent résulter notamment :

- de faiblesses d'origine de l'installation (conception, fabrication, montage),
- d'opérations de maintenance,
- de la réalisation de modifications,
- du vieillissement de matériels,
- d'anomalies d'études de la démonstration de sûreté.

Par ailleurs, les évolutions de référentiels, notamment à l'occasion des réévaluations périodiques, doivent être répercutées de façon appropriée et en temps utile sur les équipements, les règles et procédures d'exploitation...

Le présent chapitre décrit le processus mis en place par Électricité de France pour traiter les écarts de conformité, puis présente quelques exemples caractéristiques.

29.2.1. Le processus de traitement des écarts de conformité

Le processus mis en place par Électricité de France pour traiter les écarts de conformité relevés dans les réacteurs du parc électronucléaire comporte quatre étapes :

► Détection – Émergence de l'écart de conformité

Les écarts sont détectés par les centrales ou dans les centres d'ingénierie. Si un écart est potentiellement générique, il est pris en charge par les services d'ingénierie nationale d'Électricité de France. Dès ce stade, en fonction de l'importance ou de l'urgence, Électricité de France peut décider de mettre en œuvre des mesures compensatoires permettant de pallier en tout ou partie les conséquences de l'écart.

820. Voir le chapitre 30 pour les visites décennales et les réexamens périodiques.

► Caractérisation de l'écart de conformité

La caractérisation consiste à évaluer les conséquences sur la sûreté de l'écart et à apprécier son éventuel aspect générique. Pour Électricité de France, elle permet de déterminer l'urgence de la stratégie de traitement, en fonction du risque induit par l'écart. Si, à l'issue de la caractérisation, les conséquences sur la sûreté sont jugées significatives, un événement significatif pour la sûreté est déclaré (selon les critères indiqués au chapitre 21).

► Définition de la stratégie de traitement

En fonction des résultats de la caractérisation, Électricité de France définit une stratégie de traitement qui peut être :

- le maintien en l'état de l'installation,
- la définition de dispositions compensatoires permettant de pallier l'écart de conformité en attendant la mise en place de dispositions pérennes,
- la définition d'un traitement opérationnel de mise en conformité, une échéance étant associée à ce traitement opérationnel,
- le repli dans un état sûr du ou des réacteurs affectés si les conséquences possibles du point de vue de la sûreté sont jugées inacceptables.

► Mise en œuvre des actions correctives

La remise en conformité des installations est réalisée. En fonction de l'impact sur la sûreté, celle-ci peut être effectuée soit immédiatement, soit lors des arrêts programmés pour rechargement du combustible, soit à l'occasion des visites décennales.

Tout au long de ce processus, Électricité de France informe l'Autorité de sûreté nucléaire et l'IRSN, ce dernier évaluant le traitement des écarts à chaque étape du processus et pouvant faire part de recommandations.

En fonction du nombre d'écarts de conformité détectés et des délais de résorption ainsi définis pour chacun d'eux, les réacteurs peuvent être affectés simultanément par plusieurs écarts de conformité. En conséquence, depuis 2011, afin d'avoir une appréhension exhaustive de l'état de son installation, chaque centrale doit recenser l'ensemble des écarts de conformité existant dans ses installations et assurer une mise à jour permanente de cette liste. Il doit estimer les conséquences sur la sûreté du cumul de l'ensemble des écarts de conformité qui affectent simultanément le réacteur si ceux-ci ne peuvent pas être résorbés rapidement. Pour ce faire, les services centraux d'Électricité de France réalisent une analyse de cumul des écarts de conformité génériques par palier ou type de réacteurs, en distinguant : Fessenheim et Bugey (CPO), les réacteurs des contrats-programmes CP1 et CP2, etc. Cette analyse définit un réacteur virtuel qui intégrerait l'ensemble des écarts de conformité qui seraient susceptibles d'affecter le palier ou le type de réacteurs correspondant. Des analyses du cumul des écarts de conformité spécifiques à chaque réacteur sont ensuite réalisées

sur la base de l'analyse générique. Cette étude permet d'évaluer la nécessité de réviser les échéances initialement prévues de remise en conformité de certains écarts ou de mettre en place des mesures compensatoires supplémentaires.

29.2.2. Exemples d'écarts de conformité

Sont présentés ci-après quelques exemples d'écarts de conformité rencontrés dans les réacteurs du parc électronucléaire français, illustrant les différentes origines ou natures répertoriées plus haut. Quelques-autres événements, qui constituent aussi des écarts de conformité, ont été mentionnés dans des chapitres précédents; des compléments sont apportés ici sur le traitement des vibrations anormales des moteurs des pompes d'injection de sécurité à basse pression et des pompes du système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement, ainsi que du soulèvement de leurs rotors, déjà évoqués au chapitre 19 consacré aux essais de démarrage des réacteurs à eau sous pression.

29.2.2.1. Écart de conformité de coffrets de raccordements électriques qualifiés aux conditions accidentelles

En 2003, alors que le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly fonctionnait en puissance, un défaut d'isolement a été constaté dans les coffrets de raccordements électriques de deux vannes d'isolement de l'enceinte de confinement du réacteur. Ce défaut a été provoqué par un arrosage intempestif dû à une fuite du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Les investigations menées à la suite de cet événement ont montré en fait que l'isolant de certains câbles électriques présentait des entailles mettant à nu le cuivre des fils électriques et que des gaines isolantes étaient insuffisamment rétreintes; ces anomalies étaient dues à une qualité insuffisante des interventions des électriciens et à une défaillance de la surveillance.

Les actionneurs alimentés par ces coffrets étaient nécessaires, en cas d'application des procédures accidentelles, pour ramener le réacteur dans un état d'arrêt sûr. Ils étaient par conséquent qualifiés aux conditions accidentelles. Les anomalies observées sur les câbles et les gaines isolantes remettaient donc en cause l'exigence d'isolement électrique requise pour les connexions concernées, et constituaient des écarts de conformité.

Des contrôles réalisés ultérieurement ont mis en évidence des anomalies similaires pour 57 des 122 coffrets de raccordements électriques de ce type présents dans le bâtiment du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly.

Au cours du premier trimestre 2004, des contrôles menés dans les centrales nucléaires de Gravelines et de Flamanville ont montré le caractère générique de ces anomalies. Par ailleurs, des anomalies similaires ont été découvertes sur des câbles d'instrumentation.

À la suite de ces constatations, Électricité de France a élaboré un programme d'investigations visant à contrôler notamment les coffrets les plus importants pour la

sûreté. Les contrôles et remises en conformité se sont étalés jusqu'en 2007 sur l'ensemble du parc électronucléaire. Dans certains réacteurs, une reprise des contrôles a même été nécessaire en 2008 à la suite de la détection d'anomalies non détectées auparavant.

Afin d'éviter la survenue de nouvelles anomalies, Électricité de France a mis en place un référentiel dont l'objectif est la pérennisation des actions mises en œuvre par la sensibilisation des différents acteurs, la mise à jour du recueil des prescriptions relatives au maintien de la qualification des équipements, la rédaction des procédures nationales de maintenance complétées par des notes de synthèse destinées aux chargés de contrôle et de surveillance.

29.2.2.2. Défaut de tenue au séisme de planchers métalliques des bâtiments électriques et auxiliaires des réacteurs de 900 MWe (CPY)

Dès 2005, à la suite de travaux préparatoires à la mise en place de modifications relatives à la protection contre l'incendie, Électricité de France a constaté des écarts concernant les types de chevilles utilisés pour l'ancrage de planchers métalliques des bâtiments électriques des réacteurs Chinon B, Saint-Laurent-des-Eaux B et Dampierre-en-Burly. Il a alors engagé des remises en conformité et poursuivi ses investigations en vue d'établir le caractère générique ou non de ces écarts.

À l'issue de la mise en œuvre d'un programme d'investigations complémentaires (PIC – voir notamment les chapitres 27 et 30), qui prévoyait la vérification de l'ensemble des planchers métalliques non coupe-feu et des planchers métalliques capitonnés en sous-face d'une protection coupe-feu présents dans le bâtiment électrique et dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires des réacteurs de 900 MWe du contrat-programme CPY, Électricité de France a indiqué qu'il n'était pas en mesure de garantir la tenue de ces planchers métalliques au SMHV⁸²¹ pour 17 réacteurs et la tenue au SMS⁸²² pour les autres réacteurs, les ancrages de ces planchers n'étant que partiellement caractérisés. Aussi, de manière conservatrice, il pouvait être craint, en cas de séisme, une chute en cascade de l'ensemble de ces planchers (effet dominos) et, de ce fait, la perte de tous les matériels reposant sur ces planchers ou situés au droit de ceux-ci, aboutissant à la perte des mesures de paramètres physiques de la chaudière et à la perte de la manœuvre de certains organes nécessaires lors de situations accidentelles.

Dans un premier temps, Électricité de France a procédé à la pose de haubans, afin de garantir la tenue au SMHV de chaque plancher. Ultérieurement, il a effectué les remises en conformité définitives de l'ensemble des planchers métalliques concernés, afin de garantir leur tenue au SMS.

821. Séisme maximal historiquement vraisemblable (voir le paragraphe 12.3).

822. Séisme majoré de sécurité.

29.2.2.3. Risque de colmatage des filtres des puisards de l'enceinte de confinement

Les puisards des enceintes de confinement sont prévus pour recueillir l'eau provenant du circuit primaire en cas de brèche et celle provenant de l'aspersion d'eau dans cette enceinte. Comme cela est indiqué au chapitre 9 relatif à l'accident de perte de réfrigérant primaire, cette eau est alors « recirculée », c'est-à-dire qu'elle est reprise par le système d'aspersion qui assure également son refroidissement et par le système d'injection de sécurité qui la renvoie dans le cœur pour refroidir le combustible.

En cas de brèche du circuit primaire, l'effet du jet d'eau sortant par la brèche produit une quantité importante de débris issus principalement de la dégradation des éléments calorifuges et d'autres matériaux situés à proximité de la tuyauterie rompue. Les poussières et les débris présents dans l'atmosphère du bâtiment du réacteur ou déposés sur les structures sont lessivés par l'aspersion d'eau dans l'enceinte. Ces débris sont acheminés par écoulement gravitaire vers le niveau le plus bas de l'enceinte et s'accumulent en amont des filtres des puisards. Ils peuvent alors former un lit poreux susceptible de modifier les performances des pompes de recirculation situées en aval des filtres.

Les filtres ont été initialement conçus pour éviter le risque de colmatage et limiter le passage de débris vers les circuits situés en aval et vers le cœur.

Cependant, le retour d'expérience et l'avancée des connaissances sur ce sujet (voir le paragraphe 9.1.4) ont conduit à se réinterroger sur l'efficacité de leur conception. En décembre 2003, Électricité de France a indiqué à l'autorité de sûreté qu'il n'était pas possible d'écarter le risque de colmatage des filtres des puisards dans des situations accidentelles de rupture d'une tuyauterie du circuit primaire.

Les réacteurs du parc électronucléaire français étaient équipés de filtres avec des mailles de différentes tailles, variant d'un palier à l'autre. Il s'agissait de panneaux verticaux installés circonférentiellement dans les puisards. Compte tenu des connaissances acquises par les travaux de recherche et de développement sur les risques de colmatage des filtres des puisards⁸²³, deux types de modifications ont été décidées en 2004 et mises en œuvre :

- la suppression des revêtements calorifuges en MICROTHERM®, matériau qui peut générer des particules de très faibles dimensions, réhhibitoires à l'égard du risque de colmatage des filtres des puisards,
- le remplacement des filtres par de nouveaux filtres de surface significativement plus importante (jusqu'à 48 fois la surface des anciens filtres).

823. Voir le chapitre 5 de l'ouvrage « État des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs à eau sous pression », J. Couturier & M. Schwarz, Collection sciences et technique, IRSN/EDP Sciences, 2017.

Toutefois, la démonstration de l'efficacité d'un refroidissement du cœur par recirculation d'eau à partir des puisards en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire n'est pas totalement acquise, car des questions essentielles restent encore posées (voir les paragraphes 9.1.4 et 30.5.3).

La solution adoptée pour le réacteur EPR est présentée au paragraphe 18.2.4.

29.2.2.4. Anomalie des moteurs diesels des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe

Un écart de conformité affectant les coussinets de tête de bielle des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe est à l'origine de plusieurs avaries de leurs moteurs diesels.

Les coussinets de tête de bielle (voir la figure 29.1) sont des pièces semi-annulaires qui assurent l'interface entre la tête de la bielle et le maneton du vilebrequin du moteur; ce sont des pièces en acier revêtu d'une couche antifriction en alliage de cuivre et de plomb.

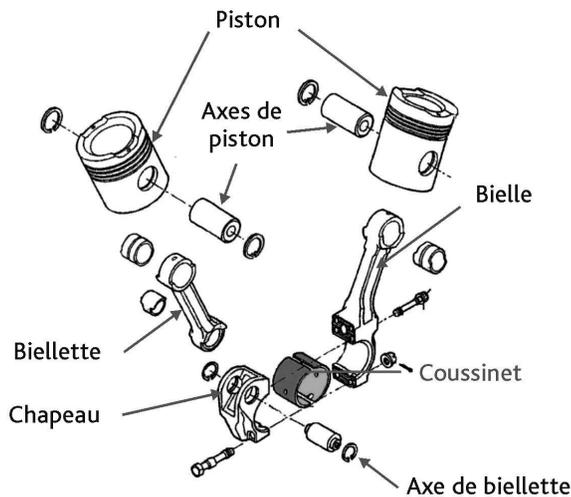


Figure 29.1. Représentation de l'implantation des coussinets de tête de bielle (en bleu). IRSN.

Le fabricant d'origine avait arrêté sa production de coussinets en 2003; le constructeur des moteurs diesels a alors confié la fabrication de ces pièces, à l'identique, à un autre fabricant. Une première série de coussinets produits par ce nouveau fabricant (coussinets dits de première génération) a alors été montée à partir de 2006 dans plusieurs moteurs diesel de réacteurs de 900 MWe dans le cadre des opérations normales de maintenance. Mais, en 2008 et 2009, plusieurs avaries de moteurs se sont produites. L'expertise des coussinets a mis en évidence une dégradation rapide des coussinets, due à un défaut générique de fabrication (présence de surépaisseurs faibles de la couche antifriction) pouvant conduire à des fusions localisées du métal

de ces coussinets. Électricité de France et le constructeur des moteurs n'avaient pas estimé nécessaire d'effectuer des essais de qualification des pièces du nouveau fabricant, réputées fabriquées à l'identique des précédents.

Dans ces conditions, la fabrication d'une deuxième série de coussinets (dits de deuxième génération) a été lancée en 2009; le défaut de la couche antifriction a été corrigé. Les coussinets de deuxième génération ont subi des essais en usine dans un moteur identique à ceux qui sont installés dans les centrales, au cours desquels des mises en service du diesel correspondant à une durée d'exploitation de dix ans ont été effectuées. Le constructeur des moteurs considérant que ces essais permettaient de montrer le bon comportement des nouveaux coussinets, ces derniers ont été montés en lieu et place des coussinets de première génération.

Cependant, en octobre 2010, des avaries ont affecté deux moteurs équipés de ces nouveaux coussinets et les contrôles effectués sur deux autres moteurs ont révélé à nouveau une usure anormale des nouveaux coussinets. Afin de maintenir une fiabilité acceptable des moteurs, des dispositions de surveillance et de maintenance renforcées ont été prises par Électricité de France à titre préventif.

Toutefois, depuis avril 2011, les coussinets de deuxième génération de cinq moteurs ont dû être remplacés en raison de leur dégradation prématurée. Pour l'un de ces moteurs, les coussinets ont même été remplacés trois fois. Les coussinets de deuxième génération ne constituant donc pas une solution pérenne, Électricité de France a mené des investigations approfondies durant l'année 2011. Il en a conclu que la dégradation rapide des coussinets pouvait être causée par une lubrification insuffisante, due à un écart de géométrie. En 2012, Électricité de France et ses partenaires industriels ont donc défini un coussinet dit 2 bis pour lequel les différences géométriques qui subsistaient entre les coussinets de deuxième génération et les coussinets d'origine ont été corrigées. Les coussinets 2 bis ont été qualifiés et leur montage sur les moteurs du parc électronucléaire a été engagé.

29.2.2.5. Défaut de tenue en température des pompes d'injection de sécurité à haute pression

Après les périodes de fortes chaleurs observées en 2003 et 2006, les exigences relatives à la protection des centrales contre les températures ambiantes élevées ont été réexaminées (« référentiel grands chauds »). À l'occasion de l'étude menée dans ce cadre par Électricité de France, ont été mises en évidence des insuffisances concernant le dimensionnement des systèmes assurant le refroidissement des locaux abritant les pompes d'injection de sécurité d'eau à haute pression dans le circuit primaire des réacteurs de 900 MWe (CPY). En effet, lors de certaines situations accidentelles, la température dans ces locaux aurait pu atteindre transitoirement des valeurs supérieures à celle au-delà de laquelle le bon fonctionnement des pompes n'est plus garanti. Ainsi ces écarts pouvaient remettre en cause la capacité du système d'injection de sécurité à haute pression à assurer sa fonction de refroidissement du cœur dans ces situations accidentelles.

L'analyse effectuée par Électricité de France a montré que l'élément de la pompe le plus sensible à la température ambiante était la vanne thermostatique qui régule la température de l'huile de lubrification. En effet, une surchauffe de l'élément réglant de cette vanne pouvait conduire à la bloquer dans la position qui oriente l'huile vers la ligne de contournement de l'aéroréfrigérant et, par voie de conséquence, entraîner l'indisponibilité de la pompe par échauffement de l'huile de lubrification.

Dans un premier temps, en 2008, afin de retrouver la disponibilité pleine et entière des pompes lors des situations accidentelles, Électricité de France a remplacé les vannes thermostatiques en question par des vannes qualifiées à plus haute température, semblables à celles qui équipent le circuit analogue des réacteurs de 1300 MWe. Cependant, peu après la mise en place de ces vannes et, bien que les essais de fonctionnement réalisés sur la première pompe modifiée aient été jugés satisfaisants, des dysfonctionnements sont survenus dans les centrales nucléaires de Dampierre-en-Burly, du Blayais et du Tricastin. Ces dysfonctionnements, dus à la rupture d'un élément de la tige de commande des vannes, conduisaient au by-pass de l'aéroréfrigérant, et donc à l'élévation de la température de l'huile et des composants lubrifiés. Les expertises menées ont montré que des fluctuations de pression dans le circuit, induites par le fonctionnement de la pompe de prégraissage, étaient à l'origine des dysfonctionnements observés.

À la suite de ce constat, Électricité de France a rapidement mis en œuvre des dispositions destinées à réduire l'impact sur la sûreté des défaillances des nouvelles vannes thermostatiques. Ces dispositions prévoient notamment de « forcer » en position ouverte vers l'aéroréfrigérant la vanne thermostatique d'une pompe d'injection de sécurité par réacteur, de limiter le temps de fonctionnement des pompes de prégraissage et d'effectuer un suivi renforcé du fonctionnement des pompes d'injection de sécurité. Par la suite, Électricité de France a remplacé les pompes de prégraissage par des pompes dont le fonctionnement induit moins de vibrations.

29.2.2.6. Mélanges de graisses dans des équipements appelés à fonctionner en situations accidentelles

Au cours des années 1980-1990, des graissages inappropriés, conduisant à des mélanges de graisses de références différentes, à l'utilisation de graisses non conformes aux prescriptions du constructeur, ainsi que des oublis de graissage de matériels neufs ou des oublis d'appoints périodiques, ont été régulièrement observés par Électricité de France (un exemple est évoqué au paragraphe 26.5.2). Un graissage inadapté peut affecter des matériels redondants d'un système important pour la sûreté et constitue de ce fait un mode commun potentiel de défaillance. Le graissage des matériels appelés à fonctionner lors de situations accidentelles (on utilisera le terme « qualifié » dans la suite du présent paragraphe), tels que ceux des circuits RIS, EAS..., est donc un sujet sensible.

À la fin des années 1990, une doctrine de graissage des groupes motopompes importants pour la sûreté a été établie par Électricité de France, qui a permis de diminuer la fréquence des incidents de graissage. Toutefois, des événements survenus dans les années 2000 ont montré que ce sujet requiert une attention permanente.

► Constat d'un mélange de graisses dans les servomoteurs de robinets « qualifiés »

Deux graisses différentes, toutes deux qualifiées aux conditions accidentelles, étaient utilisées pour lubrifier des robinets « qualifiés ». Une graisse (que l'on appellera graisse A) assurait la lubrification du servomoteur électrique, une autre graisse (graisse B) assurait la lubrification du robinet (noix de manœuvre, boîte à butée...).

En 2008, lors d'opérations de maintenance préventive dans la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine, l'intervenant a constaté la présence de graisse B dans les graisseurs de quatre servomoteurs « qualifiés », alors que ceux-ci n'auraient dû contenir que de la graisse A. Par la suite, le même écart a été constaté dans vingt autres servomoteurs : de la graisse B, normalement destinée au robinet, avait été introduite dans le servomoteur. Cela entraînait la présence dans les servomoteurs d'un mélange « non qualifié » de deux graisses. En effet, bien que chacune de ces deux graisses fût « qualifiée », et que leurs composants respectifs (huiles, épaississants) ne fussent pas incompatibles, leur mélange dans des proportions variables ne pouvait pas être considéré comme « qualifié ». Les mélanges ainsi obtenus pouvaient perdre leurs propriétés lubrifiantes dans une ambiance accidentelle et provoquer ainsi l'indisponibilité des équipements concernés.

Des contrôles réalisés dans l'ensemble des centrales ont montré le caractère générique de cet écart. La remise en conformité a consisté à démonter les servomoteurs pour les nettoyer et remplacer la graisse. Selon la nature des graisses mélangées et l'importance du rôle pour la sûreté du servomoteur, la remise en conformité a été réalisée immédiatement ou effectuée dans le cadre d'opérations de maintenance ultérieures.

► Mélange de graisses dans les motopompes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt

L'arrêt de la fabrication de la graisse « qualifiée » utilisée pour le graissage des paliers des motopompes du circuit RRA avait conduit Électricité de France à la remplacer par une graisse équivalente, « qualifiée » et répondant aux mêmes spécifications de lubrification. À cette fin, il avait retenu, pour les groupes motopompes concernés, de remplacer la graisse initiale par une « chasse » consistant à injecter en une seule fois un volume de graisse correspondant à une fois et demi le volume calculé des espaces libres des roulements équipant chaque palier de la pompe ou du moteur.

Cependant, cette pratique de graissage par « chasse » ne permet pas l'évacuation complète de l'ancienne graisse. Elle conduit donc à la formation d'un mélange de deux graisses en proportions incertaines. Bien que le guide d'exploitation et d'entretien des pompes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt interdisait le mélange de graisses de références différentes, Électricité de France avait estimé que le procédé était dans ce cas acceptable compte tenu du fait que chacune des deux graisses était « qualifiée » et que le fournisseur de la nouvelle graisse avait confirmé sa compatibilité avec l'ancienne graisse.

À l'issue d'un contrôle systématique du graissage des motopompes de l'ensemble des centrales, il est apparu que 29 motopompes sur les 116 du parc présentaient une non-conformité de graissage. La démonstration de la qualification du mélange des deux graisses n'ayant pas pu être apportée, Électricité de France a déclaré en 2009 un événement significatif pour la sûreté, à caractère générique. Par la suite, des tests et des analyses complémentaires engagés par Électricité de France ont permis de démontrer la bonne tenue des mélanges de graisse en situation accidentelle. Néanmoins, sans attendre les résultats de ces essais, Électricité de France avait procédé, à titre préventif, à la remise en conformité de plusieurs groupes motopompes en démontant la pivoterie de la pompe et en la remplaçant par une nouvelle pivoterie équipée de la nouvelle graisse « qualifiée ».

29.2.2.7. Déséquilibre de débit entre lignes d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe

Les réacteurs de 900 MWe comprennent trois boucles de circulation d'eau pour le refroidissement du cœur. Une brèche pourrait affecter n'importe laquelle de ces trois boucles. Une partie de l'eau injectée par le système d'injection de sécurité (RIS) s'échapperait alors par la brèche. Pour limiter cette perte, un équilibrage des débits envoyés dans les lignes d'injection de sécurité est réalisé lors des essais préliminaires à la mise en service du réacteur. Chaque ligne est équipée à cet effet d'une vanne à pointeau permettant d'ajuster son débit. Dans la démonstration de sûreté, un déséquilibre maximal de 6 %, incertitudes comprises, est supposé. Le respect de ce critère de sûreté est périodiquement vérifié lors d'essais réalisés à l'occasion des arrêts pour rechargement du combustible dans le cœur, à partir de mesures de la perte de pression par frottement à l'intérieur d'une tuyauterie droite (principe de mesure par « tube Barton ») équipant chaque ligne d'injection de sécurité. En cas de dérive de l'équilibre entre les lignes d'injection de sécurité, le réglage des vannes à pointeau est repris.

Lors de la conception des réacteurs de 900 MWe, le choix du procédé de mesure des débits dans les lignes du système d'injection de sécurité a été arrêté sur une technologie sans exigence particulière quant aux incertitudes de mesure. L'incertitude associée à ces mesures a été fixée de manière forfaitaire par le fournisseur des dispositifs de mesure à 1 %, incertitude compatible avec le déséquilibre maximal retenu dans les études d'accidents, à savoir 6 %. En 2007, dans le cadre d'une instruction technique menée par l'IRSN sur les incertitudes des mesures réalisées lors des essais périodiques, la justification des incertitudes estimées pour ce dispositif de mesure du débit a été demandée à Électricité de France. Il est apparu que l'incertitude associée au dispositif utilisé était largement sous-évaluée, mettant ainsi en question le respect du critère de sûreté relatif au déséquilibre maximal de débit acceptable entre lignes d'injection, les conséquences pouvant être une dégradation du combustible plus importante que prévu, faute d'un refroidissement suffisant. Ce dispositif de mesure devait donc être modifié.

La mise en place d'une solution définitive adéquate pour tous les réacteurs de 900 MWe nécessitait des interventions importantes, donc de longs délais pour la

préparation et la réalisation des modifications, non compatibles avec la vérification et, le cas échéant, le rétablissement au plus tôt de l'équilibre entre les lignes d'injection. C'est pourquoi Électricité de France a tout d'abord mis en place une solution provisoire consistant à remplacer la mesure de débit par une mesure de vitesse du fluide à l'aide de sondes ultrasonores disposées au contact des tuyauteries, disposition qui ne nécessite pas de démontage de tuyauterie. À la fin de l'année 2012, l'ensemble des réacteurs de 900 MWe avaient été contrôlés grâce à ce dispositif. Pour la plupart d'entre eux, le critère d'équilibre n'était pas respecté, ce qui a nécessité une reprise du réglage de l'ouverture des vannes à pointeau.

29.2.2.8. Anomalie de modélisation dans le logiciel CATHARE de la circulation naturelle dans la partie supérieure de la cuve

En cas d'arrêt des pompes primaires, la circulation forcée d'eau dans le circuit primaire s'arrête et une circulation naturelle s'établit. Dans cette situation, l'objectif de la conduite du réacteur est d'atteindre un état sûr en procédant à un refroidissement du circuit primaire par les générateurs de vapeur et à une dépressurisation de ce circuit. La circulation d'eau sous le couvercle de la cuve étant très faible, cette zone reste chaude et retarde la dépressurisation.

Électricité de France a constaté en 2010 que la modélisation de la zone située en dessous du couvercle de la cuve dans le logiciel de simulation thermohydraulique CATHARE⁸²⁴ ne permettait pas de rendre compte des phénomènes observés (formation d'une bulle de vapeur sous le couvercle de la cuve) lors de situations réelles (essais, incidents). Ces insuffisances de modélisation étaient susceptibles de ralentir voire de modifier les transitoires de repli du réacteur à long terme, conduisant à une augmentation des rejets radioactifs calculés, ou encore à la définition d'une stratégie de conduite inappropriée. Cependant, les premières conclusions de l'analyse de cette erreur de représentation par Électricité de France ont montré que l'impact sur les études de sûreté devrait être faible, excepté pour l'accident de rupture d'un tube de générateur de vapeur (RTGV).

Électricité de France a proposé un traitement de cette anomalie à l'échéance de la première visite décennale à venir pour la première tranche de chaque palier de réacteurs, en analysant sans attendre les procédures de conduite accidentelle jusqu'à l'état de repli des différents transitoires afin de les ajuster pour les rendre robustes à la présence d'une bulle sous le dôme du réacteur.

29.2.2.9. Vibrations des groupes motopompes de sauvegarde et soulèvements de rotors

Il a été indiqué au paragraphe 19.5 que, dès les années 1980, des anomalies (vibrations, soulèvements de rotors) ont été mises en évidence pour les pompes des systèmes

824. Le logiciel de simulation CATHARE est un code de thermohydraulique développé par le CEA et financé par EDF, Areva (puis Framatome) et l'IRSN ; ce logiciel permet notamment de simuler les écoulements dans le circuit primaire et le circuit secondaire (voir le chapitre 40).

de sauvegarde RIS et EAS des réacteurs de 900 MWe et de 1 300 MWe et qu'un certain nombre de dispositions ont été mises en place pour les résorber.

Toutefois, pour certains réacteurs de 900 MWe du contrat-programme CPY, des épisodes vibratoires ont persisté lors d'essais périodiques. Ainsi en 1996, à la centrale nucléaire de Gravelines, deux moteurs présentant un niveau vibratoire supérieur au critère d'arrêt lors des essais périodiques ont dû être remplacés. Cela a également conduit Électricité de France à entreprendre une reprise du réglage des tirants des moteurs de pompes de sauvegarde des réacteurs de 900 MWe.

Électricité de France a effectué en 2004 et 2005 une campagne d'essais de pompes chez le constructeur Guinard, dont le but était de déterminer toutes les causes possibles de vibrations de ces moteurs et d'en évaluer les conséquences. Ces essais ont été réalisés à l'échelle 1. Ils ont mis en évidence un risque de soulèvement des rotors des pompes des réacteurs de 900 MWe, lorsque celles-ci aspirent de l'eau chaude et montré que les tirants installés précédemment n'étaient pas suffisamment efficaces. Des roulements supérieurs à « double effet » ont été installés, comme cela avait été fait sur les pompes des réacteurs de 1 300 MWe. Pour les moteurs jugés sensibles des réacteurs de 900 MWe, les tirants ont été remplacés par des sabots-raidis-seurs (3 ou 6 selon les pompes). Néanmoins, cette disposition n'a pas eu l'effet escompté sur le niveau vibratoire des pompes de sauvegarde des réacteurs de 900 MW (CPY). Une étude a permis de montrer que la raideur des planchers de supportage des moteurs jouait également un rôle, ceux des réacteurs précités ayant une fréquence propre proche de la fréquence de rotation des moteurs. La mise en place de poteaux raidis-seurs sous les planchers n'a pas eu non plus l'effet escompté.

En 2006, la question de la qualification des pompes de sauvegarde aux conditions accidentelles a été de nouveau abordée dans le cadre d'une réunion du Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires; cet examen a conduit Électricité de France à effectuer un état des lieux global de la situation pour tous les réacteurs, soit 2 300 pompes, et à entreprendre un programme complémentaire de qualification des groupes motopompes des systèmes ISBP et EAS des réacteurs de 900 MWe, fondé sur des essais (dans la boucle expérimentale dénommée EPEC⁸²⁵), des mesures, des enregistrements et des expertises de matériels en vue d'aboutir à la définition d'une solution pérenne. Ce programme n'a en fait pas permis de dégager de nouvelle disposition générique d'amélioration autre que celles qui avaient déjà été mises en œuvre.

La réduction des vibrations des pompes a requis un traitement au cas par cas. Par exemple, l'installation de « masses ajoutées » pour réduire la fréquence propre des moteurs de quelques Hertz et éviter le couplage avec les modes de vibration des planchers a été l'une des dispositions qui pour certains cas a permis de retrouver des niveaux vibratoires satisfaisants.

825. « Essais des pompes en eau chaude ». Cette boucle, auparavant propriété d'EDF et de Framatome, est désormais propriété d'EDF. Elle a été transférée au début des années 2010 de la Direction des constructions navales, services et systèmes (DCNS, devenue Naval Group en 2017) du site de Nantes-Indret au Centre d'études et de recherche de Grenoble dédié à la mécanique des fluides.

