

Fontenay-aux-Roses, le 21 juin 2021

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

AVIS IRSN N° 2021-00107

Objet : EDF - REP - Réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly - INB 140 - Prise en compte du retour d'expérience - Accroissement du risque de fusion du coeur induit par l'événement du 10 décembre 2019 relatif à l'installation de composants défectueux dans les contacteurs de cellules de 6,6 kV des deux voies électriques secourues.

Réf. : [1] Saisine cadre ASN - CODEP-DCN-2012-040076 du 11 mars 2013.
[2] Avis IRSN – 2019-00292 du 12 décembre 2019.

Dans le cadre de la saisine citée en référence [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a réalisé une analyse probabiliste de l'événement significatif pour la sûreté (ESS) du 10 décembre 2019 relatif à l'installation de composants défectueux dans les contacteurs de cellules de 6,6 kV des deux voies électriques secourues du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly, afin d'évaluer son niveau de gravité.

Chaque réacteur est muni de deux tableaux électriques de 6,6 kV alimentés, lors du fonctionnement normal, par une source électrique externe et réalimentable, en situation incidentelle-accidentelle, par un groupe électrogène de secours. Ces tableaux, appelés LHA et LHB, assurent l'alimentation électrique secourue, respectivement en voie A et en voie B, des systèmes importants pour la sûreté.

1. ÉVÉNEMENT DÉCLARÉ A PENLY EN DÉCEMBRE 2019

Lors de l'arrêt pour renouvellement du combustible du réacteur n° 2 de Penly en 2019, l'exploitant a procédé, au titre de la maintenance préventive sur les parties mobiles des tableaux électriques LHA et LHB, au remplacement des contacts d'insertion (CI) de 28 contacteurs de cellules électriques. Ces cellules électriques alimentent des pompes ou des tableaux électriques secourus de 380 V.

Lorsque le réacteur était complètement déchargé, puis après le rechargement, lors de la montée en température et pression du réacteur pour atteindre le domaine d'exploitation d'arrêt normal sur les générateurs de vapeur, l'exploitant a constaté successivement des refus de démarrage de quatre pompes de systèmes importants pour la sûreté. Dans les quatre cas, le diagnostic des défaillances s'est orienté vers les CI relatifs à ces pompes, qui venaient d'être remplacés.

Ces composants défaillants provenant d'un même lot, tous les CI installés, lors de l'arrêt de 2019, dans des contacteurs de cellules de 6,6 kV des deux voies électriques secourues ont été considérés potentiellement affectés par un défaut de fabrication. Du fait d'un blocage mécanique, lors de l'ouverture du contacteur, le CI ne

revenait pas nécessairement en position initiale. Ceci interdisait, le cas échéant, de refermer de nouveau le contacteur et rendait impossible l'alimentation électrique de l'équipement associé.

Le réacteur n° 2 de Penly a été maintenu à l'arrêt jusqu'au remplacement par des pièces neuves, non défectueuses, des 28 CI potentiellement défaillants. Les CI des cellules électriques alimentant des tableaux de 380 V ont été remplacés en réponse à une demande de l'ASN reprenant l'avis [2] de l'IRSN. Les tests de manoeuvrabilité réalisés à la dépose ont mis en évidence quatre nouveaux blocages de CI lors de leur fermeture.

Le constructeur a identifié plusieurs lots de CI potentiellement défaillants. Pour le réacteur n° 2 de Penly, tous les CI installés en 2019, lorsque le réacteur était complètement déchargé, puis déposés en décembre 2019, provenaient de ces lots. Des pièces de ces lots avaient également été placées, dans un nombre plus réduit, sur d'autres réacteurs du parc en exploitation, une seule défaillance étant constatée sur l'un de ces réacteurs. Un événement significatif pour la sûreté à caractère générique a été déclaré à ce titre.

2. ANALYSE PROBABILISTE – RÉSULTATS ET ENSEIGNEMENTS

En utilisant ses propres modèles EPS¹, l'IRSN a estimé l'accroissement du risque de fusion du cœur du réacteur n° 2 de Penly induit par la présence de composants en écart dans les contacteurs de cellules de 6,6 kV des deux voies électriques secourues, pendant une durée de 15 jours. **Il est supérieur, d'au moins un facteur 10, au seuil au-delà duquel un événement est considéré précurseur². EDF considère également cet ESS précurseur.**

Pendant ces 15 jours, le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) a été maintenu en service, le circuit primaire étant ouvert (trois jours) ou fermé (12 jours). Le surcroît du risque de fusion du cœur estimé par l'IRSN est induit, notamment lorsque le circuit primaire est ouvert, par une perte du système RRA ou de l'un de ces systèmes supports, ces pertes étant plus probables du fait de l'écart au niveau des CI, ou par une brèche primaire. La perte des moyens d'appoint au circuit primaire, dont certains sont rendus indisponibles et d'autres défectueux par les défauts réels ou potentiels des CI, conduirait alors au découvrage des assemblages de combustible en cuve.

L'estimation de l'IRSN ne prend en compte que les états d'arrêt dans lesquels le réacteur a réellement fonctionné en présence du défaut affectant les contacteurs de cellules de 6,6 kV. Cependant, ce fonctionnement « dégradé » aurait pu se prolonger après la déconnexion du circuit RRA, voire après la divergence du réacteur, engendrant un surcroît de risque d'autant plus important. Ce retour d'expérience (REX) devrait donc impacter les paramètres de défaillance de cause commune (DCC) pris en compte dans les EPS de référence pour des équipements redondants. Lors de l'expertise, EDF s'est engagé à prendre en compte cet événement dans le cadre de l'étude annuelle du REX des matériels jugés les plus sensibles dans les modèles EPS de référence et d'accompagner la quantification en cours des paramètres de DCC des contacteurs 6,6 kV d'une analyse de l'impact potentiel de cet événement. **L'IRSN considère que cet engagement est satisfaisant.**

Les évaluations probabilistes de l'IRSN et d'EDF rappellent donc que la non-prise en compte du risque de DCC lors de la programmation d'activités de maintenance simultanées sur deux voies peut engendrer un impact particulièrement pénalisant sur la sûreté. Ce risque de DCC peut être lié, comme dans le cas présent, à l'utilisation, sur des composants ou systèmes redondants, de pièces provenant d'un ou plusieurs lot(s) défectueux ou bien au fait que cette maintenance soit effectuée par les mêmes intervenants, dont la maîtrise

¹ EPS : études probabilistes de sûreté. Les EPS de niveau 1 permettent d'estimer la fréquence annuelle de fusion du cœur d'un réacteur.

² Un événement est dit « précurseur » lorsque son occurrence sur un réacteur induit un accroissement du risque de fusion du cœur supérieur à 10^{-6} par rapport à la valeur de référence. L'analyse probabiliste apporte des éléments chiffrés qui permettent de mieux appréhender la gravité des événements. Elle aide ainsi à hiérarchiser les priorités dans le traitement des événements, à évaluer la pertinence des actions de retour d'expérience et l'efficacité des mesures correctives. Elle permet également de relativiser l'importance de certains incidents ou de mettre en évidence des situations qui auraient pu ne pas être identifiées à risque. Parmi ces événements, les événements dont le surcroît de risque est supérieur à 10^{-4} font l'objet d'une attention particulière : l'exploitant définit un traitement spécifique et des délais de mise en œuvre des mesures correctives.

des gestes est insuffisante, ou en suivant une même procédure, qui s'avère erronée, ou en utilisant un même outil de contrôle défaillant...

Pour faire suite à ce REX, l'exploitant de Penly a mis en place quelques mesures organisationnelles dans le but de renforcer la prise en compte du risque de DCC lors des activités de maintenance. Pour ce qui concerne l'ensemble du parc en exploitation, EDF indique, en revanche, que ce risque est déjà identifié et pris en compte lors de l'élaboration de l'analyse de risques associée à chaque intervention. À ce titre, des parades adaptées au risque d'occurrence et à l'impact de la situation redoutée sont mises en place. **Pour EDF, l'application de ces principes, en vigueur avant la survenue de cet ESS, est suffisante pour éviter l'indisponibilité simultanée de matériels redondants à la suite de la réalisation d'activités de maintenance.**

Pour l'IRSN, ces mêmes principes n'ont pas, pour autant, pu prévenir la survenue de l'événement significatif du 10 décembre 2019 de Penly. **Par conséquent, compte tenu de sa gravité, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF réévalue sa stratégie de prise en compte du risque de défaillance de cause commune lors des activités de maintenance et formule, à ce titre, une recommandation en annexe.**

IRSN

Le Directeur général

Par délégation

Hervé BODINEAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

ANNEXE À L'AVIS IRSN N° 2021-00107 DU 21 JUIN 2021

Recommandation de l'IRSN

L'IRSN recommande qu'EDF mette en place, au plus tôt, de nouvelles lignes de défense, **plus efficaces**, lors de la programmation et la réalisation des activités de maintenance, pour se prémunir du risque de défaillance de cause commune affectant plusieurs systèmes ou des trains redondants d'un même système, pour tous les réacteurs du parc en exploitation, quelle que soit l'origine de ce risque (matérielle ou organisationnelle).