

Fontenay-aux-Roses, le 10 août 2018

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2018-00227

Objet : EDF - REP - Analyse du retour d'expérience - Tendances issues des déclarations d'événements significatifs pour la sûreté et la radioprotection d'EDF pour l'année 2017.

Réf. [1] Saisine ASN CODEP-DCN-2012-040076 du 11 mars 2013.
[2] Guide de l'ASN du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base et aux transports de matières radioactives.
[3] Avis IRSN - 2017-00167 du 17 mai 2017.
[4] Rapport EDF 2017 de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection du 24 janvier 2018.
[5] Avis IRSN - 2017-00160 du 12 mai 2017.
[6] Avis IRSN - 2018-00043 du 23 février 2018.
[7] Avis IRSN - 2016-00271 du 4 août 2016.
[8] Avis IRSN - 2017-00282 du 8 septembre 2017.
[9] Avis IRSN - 2016-00414 du 28 décembre 2016.
[10] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux INB.

À la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a évalué les tendances issues de l'analyse de l'ensemble des événements significatifs pour la sûreté et la radioprotection déclarés par Électricité de France au cours de l'année 2017¹.

Conformément au guide de déclaration de l'ASN [2], EDF doit déclarer à l'ASN les événements significatifs dans un délai maximum de 48 h après leur détection et formaliser les enseignements tirés dans un compte rendu d'événement significatif sous deux mois, notamment en termes

¹ Le bilan des événements significatifs pour la sûreté et la radioprotection concerne l'année civile 2017. En revanche, l'analyse par famille d'indicateurs concerne la période du 1^{er} septembre 2016 au 31 août 2017. Ce décalage tient compte des délais de réception des comptes rendus d'événements significatifs ainsi que de leur analyse et n'a pas d'impact significatif sur les tendances observées ainsi que sur les enseignements tirés.

d'actions préventives et correctives mises en place en vue notamment d'éviter leur renouvellement.

L'évaluation de l'IRSN présentée ci-après prend en compte l'ensemble des événements significatifs pour la sûreté et la radioprotection déclarés par EDF, ainsi que des informations complémentaires provenant des rapports d'inspections menées par l'ASN sur les CNPE² et des instructions techniques menées par l'IRSN dans le cadre du suivi de l'exploitation des réacteurs d'EDF. Le bilan annuel de l'année 2017 repose sur des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, notamment au travers d'indicateurs développés par l'IRSN destinés à évaluer de manière globale les évolutions des différents facteurs contribuant à la sûreté des installations et à la radioprotection des travailleurs. Ces indicateurs permettent d'apporter un éclairage macroscopique sur les tendances qui se dégagent et de mettre en avant les domaines qui mériteraient un examen plus approfondi.

À ce titre, les indicateurs de sûreté retenus par l'IRSN sont regroupés en cinq familles qui ont été définies selon la démarche de défense en profondeur³. Cette structuration permet d'apprécier les performances d'un exploitant dans la prévention, la détection ou le traitement des défaillances matérielles, pour éviter leur renouvellement. De plus, elles couvrent la plupart des activités menées par les exploitants sur leur installation (pilotage, maintenance, essais, modification matérielle). Les cinq familles d'indicateurs de sûreté sont les suivantes :

- la famille « Rigueur d'exploitation » ;
- la famille « Conformité de l'installation » ;
- la famille « Maîtrise des interventions de maintenance et de modification matérielle » ;
- la famille « Gravité événementielle » ;
- la famille « Analyse de sûreté ».

Au terme de son analyse de tendance en matière de sûreté et de radioprotection, pour l'année 2017, l'IRSN relève la persistance d'événements pour lesquels les dispositions organisationnelles mises en œuvre par EDF méritent d'être évaluées, voire consolidées.

En matière de sûreté, le palier 1300 MWe apparaît de nouveau légèrement en retrait par rapport au reste du parc. Pour l'ensemble du parc, les points à améliorer concernent le maintien de la conformité des installations à leur référentiel et la rigueur de l'exploitation. Plusieurs points relatifs à des activités de conduite et de maintenance font d'ores et déjà l'objet d'actions complémentaires de la part d'EDF. Néanmoins, l'IRSN formule une recommandation afin qu'EDF définisse des actions correctives complémentaires visant à consolider les activités d'exploitation relatives aux essais périodiques et deux observations visant à utiliser au mieux le retour d'expérience et à fiabiliser certains matériels.

En matière de radioprotection, les points à améliorer, faisant l'objet de trois observations, concernent le respect des conditions d'accès en zone réglementée ainsi que la prévention de la contamination du personnel et des locaux.

L'ensemble de ces points est développé ci-après.

² CNPE : centre nucléaire de production d'électricité.

³ Défense en profondeur : rapport AIEA - INSAG-du 10 juin 1996.

1 ANALYSE DES TENDANCES EN MATIÈRE DE SÛRETÉ EN 2017

Bilan des événements significatifs pour la sûreté

L'année 2017 se caractérise par une forte augmentation du nombre d'événements déclarés et la présence de quatre ESS⁴ classés au niveau 2 sur l'échelle INES⁵ (figure 1) alors qu'aucun ESS de ce niveau n'avait été déclaré depuis 2012. Le nombre d'ESS déclarés est passé de 582⁶ en 2016 à 680 en 2017, ce qui correspond à une augmentation de 98 ESS (+ 17 %). Le nombre moyen d'événements déclarés par réacteur s'élève à 11,7 en 2017 contre 10 en 2016 [3].

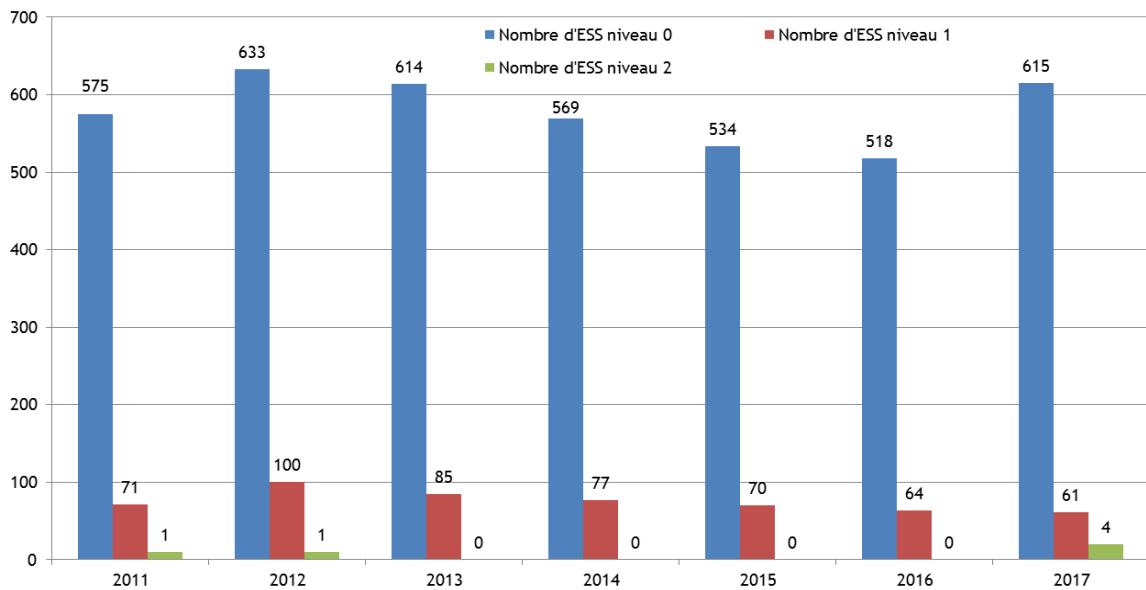


Figure 1 : nombre d'ESS déclarés par an, entre 2011 et 2017, en fonction de leur niveau sur l'échelle INES.

Selon l'IRSN, le nombre d'ESS ne peut pas être considéré comme une image « quantifiée » du niveau de sûreté du parc électronucléaire. En effet, les variations du nombre d'ESS d'une année sur l'autre ne correspondent pas nécessairement à une variation du niveau de sûreté. Néanmoins, ces déclarations d'ESS peuvent être le reflet de difficultés qu'il est nécessaire d'analyser afin d'améliorer encore la sûreté des installations.

En particulier, l'augmentation du nombre d'ESS s'explique par une année 2017 marquée par une prolongation des arrêts de réacteur pour renouvellement du combustible. Ces périodes de prolongation d'arrêts sont souvent source de perturbations quant à l'organisation des activités en raison de la pression temporelle due à la volonté de redémarrer le réacteur au plus tôt, ce qui peut conduire à une augmentation du nombre de déclarations d'ESS. Ce point est également évoqué dans le rapport de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection d'EDF (IGSNR) [4].

⁴ ESS : événement significatif pour la sûreté.

⁵ L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires et est constituée de sept niveaux. Les événements sont qualifiés d'écarts au niveau 0, d'anomalie au niveau 1 et d'incidents au niveau 2.

⁶ La valeur du nombre d'ESS déclarés en 2016 est différente de celle figurant dans l'avis tendances de l'année 2016 [3] car la période de scrutation n'est pas la même. En effet, la valeur affichée en 2016 concernait des ESS déclarés entre le 1^{er} septembre 2015 et le 31 août 2016 (623 ESS) alors que la valeur de 2016 affichée dans le présent rapport tient compte des ESS déclarés sur l'année civile (582 ESS). Néanmoins, cette différence n'a pas de conséquence sur les suites de l'analyse.

Bien que le nombre total d'ESS augmente en 2017, une diminution constante du nombre de déclarations d'événements classés au niveau 1 sur l'échelle INES est observée depuis 2012. Cependant, l'année 2017 a été marquée par la déclaration de quatre événements classés au niveau 2 sur l'échelle INES.

1.1 Famille « Rigueur d'exploitation »

La famille « Rigueur d'exploitation » regroupe l'ensemble des indicateurs permettant d'apprécier la capacité d'un exploitant à prévenir les incidents et les accidents, en maintenant son réacteur dans le domaine d'exploitation attendu. Ce dernier est défini, pour chaque état du réacteur, par des limites physiques de fonctionnement normal, par la disponibilité⁷ requise de certaines fonctions de sûreté ou, en cas d'écarts à ces deux prescriptions, par la mise en place d'une conduite particulière. Ces règles d'exploitation sont définies dans les spécifications techniques d'exploitation (STE).

L'IRSN estime que l'année 2017 se caractérise par une stabilité globale des résultats relatifs à la famille « Rigueur d'exploitation », malgré la singularité des réacteurs du palier 1300 MWe dont les performances apparaissent en retrait par rapport aux réacteurs des autres paliers pour la deuxième année consécutive⁸. Pour l'IRSN, les points suivants méritent une attention particulière.

Les dysfonctionnements du système ASG⁹

Le système ASG est constitué de deux motopompes secourues électriquement et de deux turbopompes (une seule pour le palier 900 MWe) alimentées par un réservoir devant contenir en permanence une quantité d'eau suffisante pour refroidir le réacteur en situation accidentelle. En cas d'indisponibilité de la fonction d'alimentation normale en eau des générateurs de vapeur (GV), notamment lors d'une situation de perte totale des alimentations électriques externes et internes (situation dite H3), le système ASG a pour rôle d'assurer l'alimentation en eau des GV, permettant ainsi l'extraction de la puissance résiduelle du réacteur. Sur le palier 900 MWe, en situation H3, la turbopompe de secours (TPS) assure à elle seule un débit d'injection d'eau dans les GV permettant de garantir l'évacuation de la puissance résiduelle. Elle permet d'assurer le refroidissement du réacteur jusqu'à l'atteinte de l'état de repli prévu et le maintien du réacteur dans cet état jusqu'à la restauration des sources électriques.

L'analyse des ESS liés au système ASG montre que les matériels les plus affectés par des écarts sont ceux contribuant au fonctionnement des TPS. En effet, des écarts récurrents sont détectés notamment sur les vannes situées côté admission vapeur de la turbine, sur l'organe de protection de la soupape réglante (OPSR) et sur le système régulant la vitesse de rotation de la turbine. Concernant les dysfonctionnements des vannes d'admission vapeur, deux ESS, survenus sur le palier 900 MWe en 2017, faisant état de refus d'ouverture de ces vannes, ont retenu l'attention de l'IRSN. De plus, l'analyse du retour d'expérience (REX) a permis d'identifier plusieurs cas similaires de refus d'ouverture de vannes d'admission vapeur sur le palier 900 MWe entre 2007 et 2016. Ce sujet a fait l'objet de l'avis de l'IRSN en référence [5]. EDF a mis en place un plan d'actions afin de définir une modification de l'actionneur des vannes d'admission vapeur ainsi qu'une stratégie de déploiement de cette solution sur le palier

⁷ Une fonction de sûreté est déclarée disponible si et seulement si on peut démontrer à tout moment qu'elle est capable d'assurer les objectifs qui lui sont assignés avec les performances requises (délai de mise en service notamment). En particulier, les fonctions supports et équipements auxiliaires nécessaires à son fonctionnement et à son contrôle-commande sont eux-mêmes disponibles. A minima, le programme d'essais périodiques des chapitres IX et X des règles générales d'exploitation et le programme de maintenance préventive de ces matériels, équipements ou systèmes, sont effectués normalement : respect de la périodicité (tolérance incluse) et du mode opératoire, obtention de résultats satisfaisants.

⁸ Voir l'avis relatif aux tendances issues des déclarations d'événements significatifs pour la sûreté et la radioprotection d'EDF pour l'année 2016 [3].

⁹ ASG : système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur.

900 MWe lors des prochaines campagnes d'arrêts pour renouvellement du combustible. EDF devra néanmoins rester vigilant et s'assurer que l'ensemble des actions mises en œuvre portent leurs fruits.

Outre ces dysfonctionnements techniques, des dysfonctionnements organisationnels ont conduit à l'indisponibilité des TPS ASG. Ces derniers se sont produits au cours des activités de maintenance lors des phases de préparation, d'exécution ou de requalification du matériel. À cet égard, un ESS a particulièrement retenu l'attention de l'IRSN, il s'agit d'une non-qualité de maintenance (NQM) qui a conduit à altérer le bon fonctionnement de l'OPSR et provoquer l'indisponibilité d'une TPS ASG de la centrale nucléaire de Cattenom. Cet ESS, pour lequel l'origine de la NQM n'a pas pu être identifiée par EDF, a été caractérisé « précurseur »¹⁰ et « marquant »¹¹ par l'IRSN. Par ailleurs, l'analyse des causes a notamment mis en évidence que le programme de base de maintenance préventive (PBMP) n'inclut pas certains contrôles qui permettraient de détecter ce type d'écart. Au cours de l'instruction, EDF a indiqué que les gammes mutualisées du système ASG du palier 1300 MWe seraient modifiées pour intégrer ces contrôles. Ces contrôles sont déjà prévus sur le palier CPY. L'IRSN estime que l'engagement pris par EDF est satisfaisant.

La turbine à combustion

La turbine à combustion (TAC) a un rôle d'ultime secours en cas de perte totale des alimentations électriques. De plus, l'importance pour la sûreté de la disponibilité de la TAC s'est accrue depuis la découverte de l'écart de conformité sur le TAS LLS¹² concernant un risque de température élevée dans les locaux du LLS.

Dans le cadre de l'avis des tendances issues de l'analyse de l'ensemble des ESS de l'année 2016 [3], l'IRSN avait constaté l'augmentation constante depuis 2013 du nombre de déclaration d'ESS liés à la TAC, notamment sur le palier 1300 MWe, et le nombre important de dégradations matérielles. En 2017, les difficultés d'EDF pour maintenir la TAC perdurent. Aussi, dans le cadre de l'avis [6] relatif à la maîtrise du vieillissement, l'IRSN a mis en exergue une gestion perfectible de la part d'EDF de l'obsolescence des TAC. À cet égard, EDF a mis en œuvre un plan d'actions pour le traitement de l'obsolescence des groupes TAC. EDF considère que « *ce plan permet d'assurer l'exploitation et la maintenance des groupes d'ici à leur remplacement* » prévu à partir de 2020. **Dans l'attente du remplacement des TAC, l'IRSN considère qu'EDF devra continuer à mettre en place des unités mobiles électrogènes afin de pallier l'indisponibilité chronique des TAC.**

La fonction support « incendie »

En 2017, les ESS relevant d'insuffisances dans la maîtrise de la sectorisation incendie et de difficultés pour respecter la conduite à tenir lors de l'indisponibilité de détecteurs incendie persistent. De manière générale, ces ESS montrent des faiblesses dans la maîtrise du risque incendie, déjà mises en évidence à plusieurs reprises par l'IRSN. Celles-ci ont notamment été mises en exergue lors du départ de feu survenu sur la toiture du bâtiment des auxiliaires nucléaires du réacteur n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, qui a conduit à un déclenchement du plan d'urgence interne (PUI) et au gréement de l'organisation nationale de crise. Le rapport de l'IGSNR d'EDF [4] pointe également une hausse du nombre « *d'événements majeurs et marquants au regard de l'incendie* » ainsi que des faiblesses dans la prévention incendie. **Compte tenu de ces éléments, l'IRSN considère que les difficultés de maîtrise du risque incendie sont récurrentes, qu'EDF ne prend pas la mesure du problème et n'engage pas les actions suffisantes pour le résoudre. À cet égard, l'IRSN rappelle qu'une recommandation et des observations**

¹⁰ Un événement est dit « précurseur » lorsque son occurrence sur un réacteur induit une augmentation du risque de fusion du cœur supérieure à 10^{-6} par rapport à la valeur de référence.

¹¹ Événement marquant du point de vue des aspects socio-organisationnels et humains (SOH).

¹² TAS LLS : turbo-alternateur d'ultime secours en 380 V.

ont été formulées dans l'avis des tendances issues de l'analyse de l'ensemble des ESS de l'année 2015 [7] et dans un avis spécifique relatif aux défaillances dans la gestion de la sectorisation incendie [8].

Les lignages

Le lignage d'un circuit consiste à manœuvrer des organes afin de mettre en configuration le circuit pour qu'il soit adapté aux fonctions à remplir, dans un domaine d'exploitation du réacteur donné.

Le nombre d'ESS liés à des erreurs de lignage apparaît en forte augmentation en 2017 (+ 50 % par rapport à 2016). Ces erreurs de lignage conduisent souvent à des non-respects des STE et présentent un fort enjeu pour la sûreté des installations. Au cours de l'instruction, EDF a précisé les actions mises en œuvre afin de réduire ces erreurs : la mise à jour du guide national des lignages, initialement élaboré en 2012 à partir des bonnes pratiques des sites, et la poursuite du déploiement de la « méthode de lignage DPN » sur les réacteurs des paliers CP0 et CPY. Cette méthode est déjà appliquée par la majorité des centrales nucléaires du palier 1300 MWe et bénéficie selon EDF d'un retour d'expérience positif. EDF a également indiqué qu'un plan de maîtrise de la qualité de maintenance et d'exploitation, prévoyant une mise sous contrôle particulière des activités de lignage et de consignation, a été mis en application début 2018. **Au vu des résultats de l'année 2017, l'IRSN estime que les actions mises en œuvre n'ont pas encore permis d'améliorer les résultats d'EDF dans ce domaine. En particulier, l'IRSN n'observe pas, à partir de ses propres indicateurs, de meilleurs résultats sur le palier 1300 MWe à la suite du déploiement de la « méthode lignage DPN ». Néanmoins, des axes de progrès ont été identifiés par EDF. Ils sont en cours de déploiement et l'IRSN estime que la démarche d'EDF est pertinente.**

Plus particulièrement, les ESS liés à des erreurs de lignage ayant des conséquences sur la maîtrise de l'inventaire en eau, constatés en recrudescence en 2016 [3], sont toujours d'actualité en 2017. Ces ESS conduisent à une diminution de l'inventaire en eau ou à une indisponibilité d'une mesure compensatoire pour restaurer l'inventaire en eau en cas de perte du refroidissement ou de fuite du circuit primaire. Ces événements ont lieu dans le domaine d'exploitation du réacteur arrêt pour intervention (API), pour lequel l'inventaire en eau du circuit primaire doit être réduit dans certaines configurations afin de pouvoir réaliser certaines opérations de maintenance. Une baisse intempestive du niveau d'eau en dessous de la limite autorisée pourrait alors conduire à une perte totale du circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt par un désamorçage de ses pompes.

Compte tenu du nombre élevé d'événements et de l'enjeu pour la sûreté de ces situations, l'IRSN considère que la recommandation formulée dans l'avis en référence [3], afin de sécuriser la maîtrise de l'inventaire en eau en API, est toujours d'actualité. Au cours de l'instruction, EDF a précisé que des actions de formation des opérateurs de conduite vis-à-vis des phénomènes physiques rencontrés lors des mouvements d'eau et d'amélioration des procédures étaient en cours de développement. **Pour l'IRSN, les actions lancées par EDF pour diminuer le nombre d'événements pouvant affecter l'inventaire en eau du circuit primaire dans le domaine d'exploitation « arrêt pour intervention » sont adaptées.**

Le pilotage et la surveillance de l'installation

Les équipes de conduite jouent un rôle clé dans le respect des règles d'exploitation, essentiel pour la sûreté des réacteurs. En première ligne en cas d'accident, elles portent une responsabilité particulière. Chargées du pilotage de l'installation, elles exercent aussi une surveillance continue de celle-ci, depuis la salle de commande par les opérateurs et lors des rondes menées par les agents de terrain.

En 2017, les erreurs de pilotage et les défauts de surveillance en salle de commande sont en augmentation (environ + 30 %). Ces erreurs conduisent le plus souvent à des non-respects des STE, ou plus rarement à des arrêts

automatiques du réacteur, voire à des sollicitations de systèmes de sauvegarde. Les conséquences sur la sûreté ne sont donc pas négligeables. Les ESS liés à des défauts de surveillance sont préoccupants, car ils amènent l'exploitant à détecter tardivement des indisponibilités de matériels requis par les STE. Ce point a bien été identifié par EDF [4].

1.2 Famille « Conformité des installations »

La famille « Conformité des installations » regroupe l'ensemble des indicateurs qui évaluent la capacité d'un exploitant à surveiller les performances des fonctions de sûreté du réacteur. Cette surveillance s'effectue notamment via des contrôles périodiques et des opérations de maintenance préventive qui garantissent la disponibilité des matériels importants pour la sûreté.

L'année 2017 se caractérise par une baisse globale des déclarations d'ESS relatifs à la famille « Conformité des installations ». Néanmoins, les ESS concernant cette famille sont souvent génériques et à fort enjeu pour la sûreté.

Les événements classés au niveau 2 sur l'échelle INES en 2017

L'année 2017 a été marquée par la découverte d'écarts remettant en cause la robustesse des installations en cas de séisme et dont les conséquences sur la sûreté étaient particulièrement importantes. Ainsi, EDF a déclaré à l'ASN quatre événements significatifs pour la sûreté classés au niveau 2 sur l'échelle INES, dont trois présentaient un caractère générique :

- l'ESS relatif à l'absence de garantie de tenue au séisme des ancrages des équipements nécessaires au bon fonctionnement des groupes électrogènes de secours des paliers CPO et 1300 MWe ;
- l'ESS relatif à l'absence de garantie de tenue au séisme des vases d'expansion du circuit de refroidissement des groupes électrogènes de secours du palier 1300 MWe ;
- l'ESS relatif à l'absence de garantie de tenue au séisme de tuyauteries situées en station de pompage sur les paliers 900 MWe et 1300 MWe ;
- l'ESS relatif à l'absence de garantie de tenue au séisme de la digue de protection de la centrale nucléaire du Tricastin.

Les écarts à l'origine des déclarations de trois de ces ESS affectent un grand nombre de réacteurs. L'analyse de ces ESS a notamment mis en évidence les fragilités suivantes :

- une conformité au référentiel de conception insuffisamment documentée et justifiée, révélant une intégration incomplète des exigences de sûreté concernant la qualification au séisme lors de la conception et la construction des installations ;
- une insuffisance des programmes de maintenance qui, par un périmètre incomplet et des contrôles inadaptés ou trop tardifs vis-à-vis des phénomènes redoutés, n'ont pas permis d'identifier à temps des dégradations remettant en cause la disponibilité d'équipements importants pour la sûreté en cas de séisme ;
- des ECOT¹³ non performants qui, par un périmètre ou des modalités de contrôle insuffisants, n'ont pas permis d'identifier, à l'occasion des réexamens de sûreté successifs, des non-conformités datant parfois de la conception ou de la construction des réacteurs. Dans le cadre de la préparation de la réunion du Groupe permanent pour les réacteurs nucléaires consacrée à l'examen du retour d'expérience des années 2012 à 2014 des réacteurs du parc d'EDF (GP REX) [9], l'IRSN a rappelé le rôle primordial de l'ECOT dans la maîtrise de la conformité des installations, notamment par son caractère complémentaire (avec les essais décennaux

¹³ ECOT : examen de conformité de tranche.

et le programme d'investigation complémentaire) aux dispositions d'exploitation courantes mises en œuvre sur les installations (maintenance, gestion des modifications, règles générales d'exploitation). Ainsi, la limitation de l'ECOT au seul périmètre des PBMP ne permet pas de répondre à ces objectifs ;

- une remise en cause de la conformité lors de modifications de l'installation, reflétant un manque de prise en compte des exigences de tenue au séisme lors de la conception des modifications matérielles ou dans les analyses de risques liées à la réalisation de ces modifications ;
- une caractérisation des écarts insuffisante vis-à-vis des exigences de qualification au séisme, qui a conduit à des planifications trop tardives ou à des reports successifs des travaux de remise en conformité d'EIPS¹⁴.

Ces éléments essentiels au maintien de la conformité des installations ont déjà conduit EDF à engager des actions correctives afin notamment d'améliorer la maintenance préventive et les processus de traitement des écarts. Ces actions sont indispensables mais devront être accompagnées d'une refonte des ECOT dont le périmètre et les modalités de contrôle sont jugés insuffisants par l'IRSN. **Une instruction relative aux programmes d'ECOT associés au quatrième réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe est actuellement en cours à l'IRSN.**

Par ailleurs, la prise en compte du cumul des écarts de conformité montre, a posteriori, le bien-fondé de cette démarche, en particulier vis-à-vis du cumul des fragilités détectées (voir ci-dessus), en 2017, sur le palier 1300 MWe.

Les essais périodiques

Les essais périodiques (EP) sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des circuits et des matériels associés assurant des fonctions de sûreté ainsi que la disponibilité des moyens indispensables à la mise en œuvre des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle. Un matériel ou un système est déclaré disponible si la périodicité prévue pour les EP correspondants est respectée et si les résultats de ces EP sont satisfaisants. Le nombre d'ESS liés à un défaut d'application de la gamme d'EP retrouve une valeur similaire à celle observée en 2012 et 2013 (figure 2).

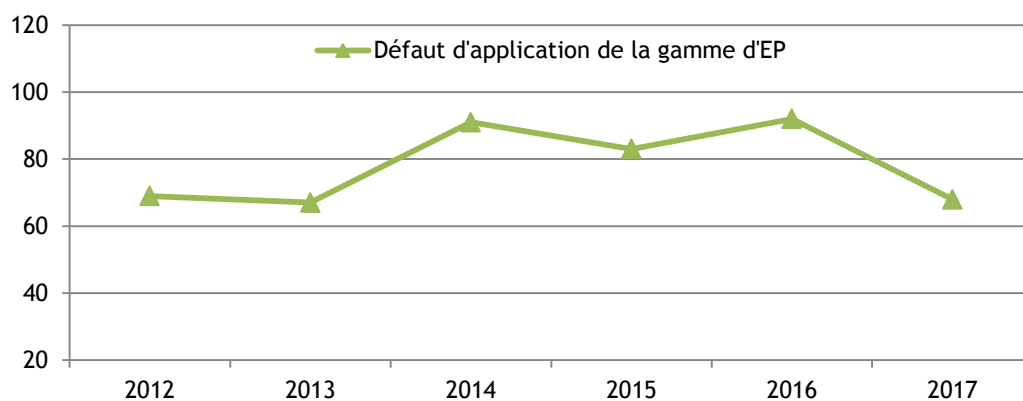


Figure 2 : évolution du nombre d'ESS liés à un défaut d'application de la gamme d'EP.

Même s'il convient de mettre en perspective ces chiffres avec la quantité importante d'EP réalisés chaque année sur un réacteur (plusieurs milliers), l'IRSN souligne que l'évolution globale de cet indicateur ne montre pas de signe d'amélioration depuis 2012. L'IRSN relève que, pour 20 % de ces ESS, l'analyse réalisée par EDF a mis en évidence

¹⁴ EIPS : équipement important pour la protection des intérêts relatifs à la sûreté.

une défaillance ou une absence du contrôle technique lors de l'activité d'EP. Ces éléments révèlent un besoin de clarification des attentes et des modalités de contrôle technique pour ces activités. Pour rappel, en application de l'arrêté INB du 7 février 2012 [10], la réalisation d'un contrôle technique par des personnes différentes de celles qui ont effectué l'activité est exigée pour toutes les AIP¹⁵, et donc pour l'activité d'EP réalisée au titre des RGE¹⁶. Au cours de l'instruction, EDF a précisé les actions déjà engagées pour améliorer l'intégration des exigences liées au contrôle technique de l'activité d'EP. Outre le contrôle technique réalisé en fin d'EP afin de valider sa bonne exécution, EDF prévoit, pour certains EP déjà identifiés, la mise en place de séquences de contrôle technique situées dans le déroulement l'EP. Ce contrôle technique constituera un point bloquant pour la poursuite de l'EP. Il permettra ainsi selon EDF de détecter une erreur potentielle au cours de la réalisation de l'EP avant que celle-ci n'ait des conséquences notables. L'IRSN considère que ces actions devraient en effet fiabiliser la réalisation de certains EP. Cependant, elles ne permettront de traiter qu'une partie des causes profondes identifiées par l'analyse de ces ESS. En particulier, l'absence de définition des activités de contrôle technique pour certains EP et l'absence de définition des rôles des intervenants dans l'organisation du contrôle technique des EP ne font pas l'objet d'action particulière d'EDF. Sur ce point, EDF a rappelé la mise en application de son guide national du contrôle technique pour les activités d'exploitation et de maintenance, diffusé en 2014. Ce guide, non prescriptif, précise la définition du contrôle technique et présente des éléments méthodologiques pour sa prise en compte dans les phases de préparation et de réalisation des activités. **Au vu des causes identifiées dans les ESS liés à un défaut d'application des gammes d'EP, l'IRSN estime qu'EDF doit dresser un bilan de l'application de ce guide pour les activités d'essai périodique après quatre années d'application. Ce point fait l'objet de la recommandation en annexe n° 1.**

1.3 Famille « Maîtrise des interventions de maintenance et de modification matérielle »

La famille « Maîtrise des interventions de maintenance et de modification matérielle » regroupe l'ensemble des indicateurs qui permettent l'évaluation de la capacité d'un exploitant à adapter son organisation ainsi que ses moyens techniques et humains pour effectuer une activité de maintenance ou de modification matérielle sans défiabiliser son installation.

Les défauts d'analyse de risques et, en particulier, les défauts de prise en compte du REX lors de la préparation des activités, sont en augmentation. À cet égard, la qualité des analyses de risques n'est pas au niveau attendu. Par ailleurs, l'IRSN relève toujours une part importante de non-qualités d'exécution dont les conséquences sont souvent non négligeables pour la sûreté des installations.

Les défauts d'analyse de risques

Depuis 2014, les analyses de risques réalisées en amont des interventions couvrent l'ensemble des risques afférant aux domaines de la sûreté, de la sécurité du personnel, de la radioprotection et de l'environnement.

En 2017, une augmentation des ESS liés à des défauts d'analyse de risques est observée. La période a notamment été marquée par la déclaration d'un ESS générique affectant l'ensemble des réacteurs du palier 900 MWe, à l'exception de ceux de Fessenheim. Cet ESS correspond à un défaut de préparation d'une modification matérielle relative au basculement automatique de l'alimentation électrique de la pompe d'injection de secours aux joints des

¹⁵ AIP : activité importante pour la protection (au sens de l'arrêté INB du 7 février 2012).

¹⁶ RGE : règles générales d'exploitation.

pompes primaires sur un tableau électrique non secouru en situation de DCC-LH¹⁷. Par ailleurs, des ESS déclarés au niveau local ont mis en évidence des difficultés dans l'élaboration des analyses de risques. En particulier, la répétition d'ESS dont les causes sont similaires montre un manque d'efficacité des mesures prises par EDF pour capitaliser le REX dans les analyses de risques.

Dans le cadre du GP REX 2012-2014 [9], l'IRSN avait constaté une succession de plans d'actions (nationaux, locaux) mis en œuvre depuis plusieurs années dans le but de renforcer l'analyse de risques et dont l'efficacité n'avait pas encore porté ses fruits. Dans ce cadre, EDF a commandé en 2015 une étude des facteurs socio-organisationnels et humains sur les mécanismes à l'œuvre qui freinent le développement de la démarche « analyse de risques », dont les conclusions n'ont pas encore été mises en application.

Au vu des résultats de l'année 2017, l'IRSN estime que la qualité des analyses de risques ne permet pas d'obtenir le haut niveau d'exigence attendu pour les activités de maintenance et de modification matérielle. En particulier, la capitalisation du REX dans les analyses de risques reste perfectible. De ce fait, EDF devrait évaluer à court terme l'efficacité des plans d'actions engagés.

Les non-qualités d'exécution

Le nombre d'ESS concernant les non-qualités d'exécution au cours des activités de maintenance et de modifications matérielles est encore en augmentation en 2017 (figure 3).

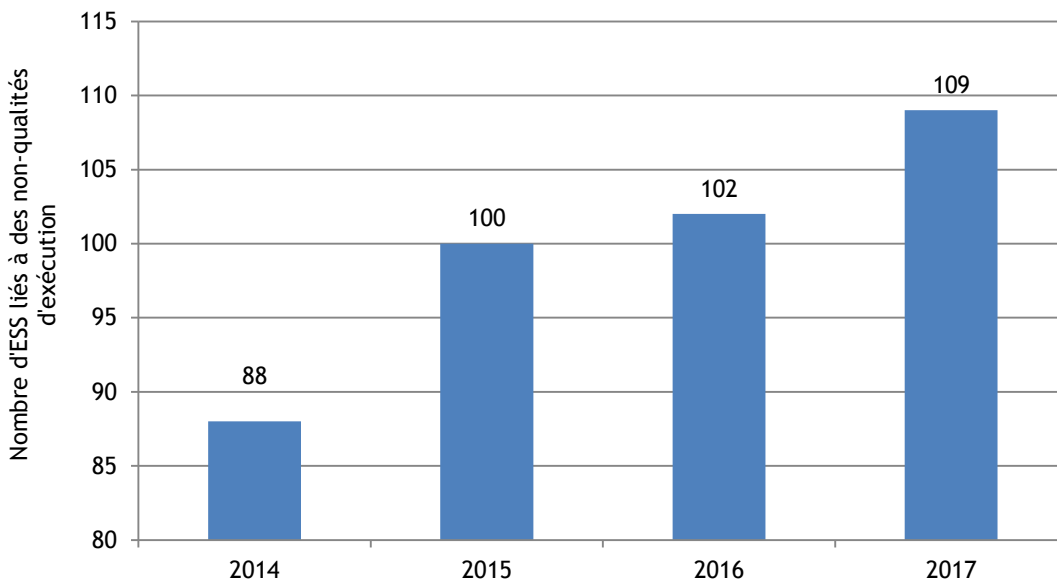


Figure 3 : évolution du nombre de non-qualités d'exécution depuis 2014 (données IRSN).

¹⁷ DCC-LH : défaillance de cause commune des tableaux électriques de distribution 6,6 kV secourus.

Malgré la mise en place, depuis 2008, de plans d'actions successifs relatifs aux non-qualités de maintenance¹⁸ (NQM), les résultats escomptés ne sont toujours pas visibles en 2017. Du fait de l'augmentation du nombre de NQM entre 2012 et 2016, la direction d'EDF avait demandé à l'ensemble des CNPE de renforcer les actions d'amélioration déjà en place et d'identifier localement d'éventuelles actions correctives spécifiques à mettre en œuvre. Pour l'IRSN, ces demandes de la direction d'EDF viennent renforcer le niveau d'exigence attendu pour l'application des référentiels existants, alors que la mise en application des gestes fondamentaux demeure encore fragile. En effet, nombre de référentiels et d'exigences sont déjà anciens, mais leur déclinaison opérationnelle n'est toujours pas au niveau attendu. Dans son avis [9], l'IRSN a considéré que les actions à caractère technique, organisationnel ou humain prescrites par EDF sont pertinentes, mais qu'elles n'ont pas toutes été mises en œuvre jusqu'à présent de manière suffisamment soutenue et efficace. À cet égard, EDF a mis en œuvre des actions concernant l'accompagnement et la formation des intervenants et a renforcé l'implication managériale dans ces actions. Ceci va toutefois nécessiter d'ancrer l'ensemble des actions dans la durée, pour atteindre l'amélioration attendue. **L'analyse de la persistance de ces événements sera approfondie dans le cadre de l'instruction en support de l'avis relatif au REX des années 2015 à 2017.**

1.4 Famille « Gravité événementielle »

La famille « Gravité événementielle » regroupe l'ensemble des indicateurs qui contribuent à apprécier la capacité d'un exploitant à maîtriser les conséquences d'un événement survenu sur son réacteur.

Les résultats des indicateurs de cette famille se sont dégradés en 2017. La période est notamment marquée par une hausse du nombre de sollicitations de systèmes de sauvegarde et d'événements jugés marquants par l'IRSN. Plus de la moitié de ces sollicitations sont liées à des dysfonctionnements matériels.

Le nombre d'événements caractérisés comme précurseurs par l'IRSN se maintient en 2017. L'analyse de ces événements est présentée au paragraphe 2.

1.5 Famille « Analyse de sûreté »

La famille « Analyse de sûreté » regroupe l'ensemble des indicateurs qui évaluent la capacité d'un exploitant à tirer les enseignements du REX sur les réacteurs et à les communiquer de manière transparente à l'ASN.

L'analyse des indicateurs montre une stabilité du nombre de défauts de prise en compte du REX et un recul du nombre d'ESS dont le critère de déclaration est inadapté.

Les défauts de prise en compte du REX

L'IRSN a relevé sur la période étudiée plusieurs événements liés au nouveau système d'information SDIN¹⁹ et en particulier à l'utilisation de documents opératoires mutualisés mis à disposition dans le SDIN. Plusieurs ESS ont montré la perte d'informations dans les documents d'exploitation à la suite du passage au SDIN qui a notamment conduit à ne pas réaliser correctement des activités de maintenance, pouvant entraîner l'indisponibilité d'un système de sauvegarde.

¹⁸ NQM (au sens d'EDF) : EDF comptabilise dans les NQM toute erreur commise au cours d'une intervention de maintenance, qu'elle intervienne en phase de préparation, d'exécution ou de requalification.

¹⁹ SDIN : système d'information du nucléaire.

Au cours de l'instruction, EDF a rappelé que le choix stratégique pris lors du déploiement du programme d'harmonisation des pratiques et méthodes et du SDIN conduit à intégrer dans les documents mutualisés uniquement ce qui concerne l'ensemble des sites d'un même palier. De ce fait, les particularités locales d'un site ne sont pas déclinées au niveau du palier mais sont à intégrer par chaque site via l'analyse de risques, le document de suivi d'intervention ou une fiche REX à l'intervenant. Par ailleurs, EDF a indiqué qu'un exploitant peut faire évoluer la documentation en émettant une demande d'évolution des documents opératoires. Aucune action complémentaire n'est envisagée par EDF pour assurer l'intégration du REX local.

L'IRSN estime que les éléments indiqués par EDF ne sont pas suffisants. En effet, plusieurs ESS déclarés en 2017 ont montré que l'organisation mise en place par EDF n'a pas permis aux exploitants de disposer de tout le REX capitalisé et nécessaire à la réalisation d'une maintenance correcte. Ce point fait l'objet de l'observation n° 1 en annexe n° 2.

2 BILAN DES EVENEMENTS PRECURSEURS

La gravité d'un ESS peut être évaluée en quantifiant l'accroissement du risque de fusion du cœur induit par l'occurrence de l'événement. Lorsque l'accroissement du risque de fusion du cœur est supérieur à 10^{-6} , l'événement est qualifié de « précurseur ». Cette méthode, basée sur les études probabilistes de sûreté de niveau 1, est utilisée en complément des méthodes classiques d'analyse du REX afin d'évaluer la gravité d'un événement dans l'état réel de l'installation.

Afin de s'approcher au plus près de la situation réelle du réacteur sur lequel un événement précurseur s'est produit, l'IRSN s'est efforcé de prendre en compte, dans ses évaluations, l'ensemble des écarts présents simultanément sur le réacteur, dont les écarts de conformité (EC). Ces écarts affectent des lignes de défense en lien avec l'événement précurseur et aggravent donc ses conséquences.

Parmi tous les ESS déclarés par EDF entre le 1^{er} septembre 2016 et le 31 août 2017, dix d'entre eux ont été caractérisés précurseurs par l'IRSN. Néanmoins, cinq autres ESS survenus sur des réacteurs du palier 1300 MWe dans le domaine d'exploitation API n'ont pas encore pu faire l'objet d'une analyse, des développements probabilistes spécifiques étant nécessaires au préalable.

Pertinence des actions pour éviter le renouvellement des événements précurseurs

Certains défauts à l'origine d'ESS qualifiés de précurseurs par l'IRSN étaient connus d'EDF et sont en cours de traitement au niveau national.

Il s'agit par exemple des ESS déclarés à la suite de la perte du transformateur de soutirage²⁰ en raison de l'activation de la protection de masse stator. Cette problématique sur les transformateurs de nouvelle génération était connue d'EDF depuis 2012 et la mise en place d'une protection à deux seuils était envisagée, mais pas encore déployée.

À cet égard, au cours de l'instruction, EDF a indiqué avoir déployé sur les paliers CPY et N4 une modification qui diminue le risque de déclenchements intempestifs de la protection masse stator des transformateurs. Pour le palier 1300 MWe, la modification matérielle a été retardée en raison du délai pris par le fournisseur pour livrer le matériel nécessaire. Compte tenu de ce retard et de la technologie des transformateurs principaux installés sur les CNPE,

²⁰ Le transformateur de soutirage assure l'alimentation électrique des équipements nécessaires au fonctionnement du réacteur.

EDF a replanifié le déploiement de la modification sur le palier 1300 MWe en intégrant cette modification en priorité sur les réacteurs considérés à risques de déclenchements intempestifs. Douze réacteurs sur les vingt que compte le palier 1300 MWe ont ainsi été identifiés et feront l'objet de la modification entre 2019 et 2022. Les autres réacteurs du palier 1300 MWe intégreront la modification entre 2022 et 2025.

L'IRSN estime que la réponse apportée par EDF concernant le déploiement de la modification visant à réduire le risque de l'activation intempestive de la protection masse stator est satisfaisante.

Concernant la problématique des ODCAP²¹, qui est à l'origine de plusieurs ESS dont un événement précurseur, un plan d'actions national est en cours depuis plusieurs années. À cet effet, une modification matérielle nationale, déclarée par EDF en 2015, doit être déployée sur les réacteurs de 1300 MWe lors des troisièmes visites décennales, pour améliorer la visibilité de la position de ces organes. Néanmoins, aucun échéancier n'est donné pour intégrer cette modification sur les autres paliers du parc.

Au cours de l'instruction, EDF a précisé que des solutions avaient été définies pour les paliers CP0, CPY et N4 et que ces dernières sont actuellement en cours de validation par les CNPE. Par la suite, les CNPE programmeront eux-mêmes l'intégration de ces solutions.

L'IRSN estime que la réponse d'EDF visant à améliorer la visibilité des ODCAP n'est pas satisfaisante. EDF prévoit un planning de déploiement de la modification pour le palier 1300 MWe alors que l'intégration des solutions pour les autres paliers est laissée à la main des CNPE, sans définir de date d'intégration. Ce point fait l'objet de l'observation n° 2 en annexe n° 2.

3 ANALYSE DES TENDANCES EN MATIÈRE DE RADIOPROTECTION EN 2017

Bilan des événements significatifs pour la radioprotection

Après une augmentation significative du nombre d'ESR²² déclarés par EDF entre 2011 et 2013, celui-ci s'est stabilisé entre 110 et 122 entre 2013 et 2016 mais montre, en 2017, une nouvelle hausse avec 131 ESR. Ainsi, 2017 constitue l'année ayant le plus grand nombre d'ESR depuis 2011 (figure 4). De la même manière que pour les ESS, cette augmentation du nombre des ESR est très vraisemblablement en lien avec la prolongation des arrêts pour renouvellement du combustible.

²¹ ODCAP : organes difficilement contrôlables a posteriori.

²² ESR : événement significatif pour la radioprotection.

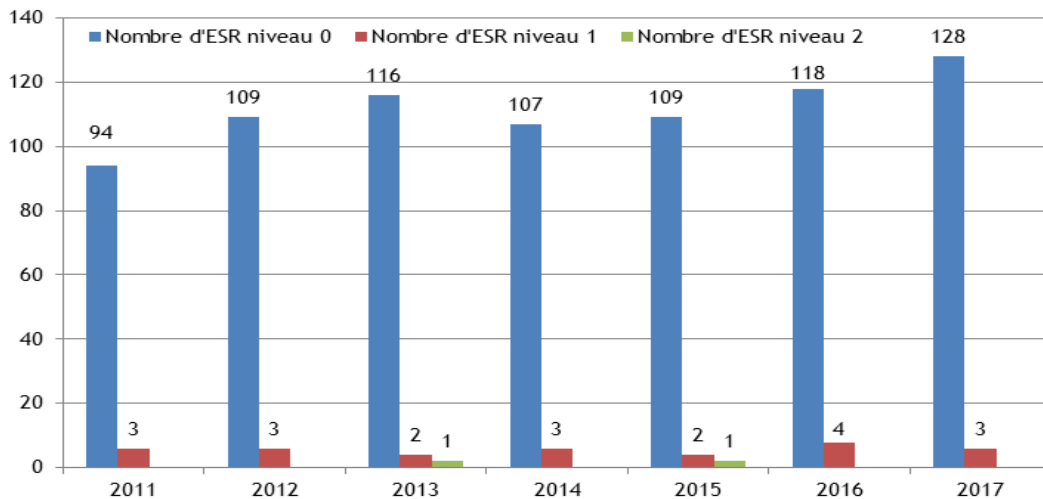


Figure 4 : nombre d'ESR déclarés par an, entre 2011 et 2017, en fonction de leur niveau sur l'échelle INES.

Pour certains types d'ESR, EDF a engagé des actions afin d'en réduire l'occurrence, qui n'appellent pas de commentaire de la part de l'IRSN. Ces types d'ESR correspondent notamment aux :

- défauts d'accès et de signalisation, en zone orange ;
- contaminations vestimentaires ;
- contaminations détectées hors zone contrôlée ;
- non-respects des exigences lors des tirs radiographiques.

Pour les autres types d'ESR, l'IRSN estime que des actions complémentaires devraient être engagées par EDF. Elles sont présentées ci-après.

3.1 Non port de dosimètre en zone réglementée

Les cas d'absence de port de dosimètre²³ en zone réglementée sont en légère baisse depuis 2015 (16 ESR en 2017) et représentent en moyenne 20 ESR par an depuis 2014. Cependant, leur nombre atteint déjà le chiffre de 22 au 1^{er} juillet 2018. Ces ESR constituent la deuxième catégorie d'ESR la plus déclarée et sont principalement dus à l'oubli des dosimètres dans le vestiaire « chaud » ainsi qu'à une méconnaissance des risques encourus et des règles, voire à une mauvaise préparation de l'activité.

Si des bonnes pratiques existent sur certains CNPE pour diminuer le nombre d'écarts dus au non port du dosimètre, comme l'utilisation dans le vestiaire « chaud » de bacs pour y regrouper les dosimètres et les badges avant l'entrée en zone contrôlée, celles-ci ne sont pas toujours efficaces car inconnues de certains intervenants qui ne travaillent qu'occasionnellement sur ces CNPE. L'IRSN estime qu'elles devraient être accompagnées d'une communication plus importante. L'IRSN estime aussi qu'EDF devrait dresser un bilan de l'efficacité des actions déjà déployées sur le parc. Au cours de l'instruction, EDF a indiqué qu'un rappel de ces bonnes pratiques a été fait à l'ensemble des CNPE. L'IRSN constate néanmoins qu'aucune mesure concrète n'a été mise en œuvre pour évaluer l'efficacité de ces bonnes pratiques et, le cas échéant, pour en généraliser l'application à l'ensemble du parc. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 3 en annexe n° 2.**

²³ Dosimètre : appareil de mesure de la dose radiologique reçue par un intervenant travaillant en zone contrôlée.

3.2 Contaminations de personnes et dispersion de contamination en zone réglementée

Contaminations internes

En 2017, EDF a déclaré trois ESR à la suite de la détection de la contamination interne de plusieurs intervenants. Toutefois, la dose interne reçue par chacun de ces intervenants n'a pas été supérieure au seuil de 0,5 mSv²⁴. Ces événements, sans conséquences dosimétriques significatives, sont dus à des contaminations de l'atmosphère du bâtiment réacteur (BR) en phase d'arrêt. Or les activités du « chantier cuve²⁵ » et de décontamination de la piscine du BR sont connues depuis de nombreuses années sur le parc pour être à l'origine de la dispersion de contaminants radiologiques dans l'atmosphère du BR et donc de ces ESR récurrents. Aussi, l'IRSN considère qu'EDF doit renforcer les moyens prévus pour limiter la remise en suspension de contaminant radiologiques et leur dispersion dans le BR. Au cours de l'instruction, EDF s'est engagé à réaliser des actions afin de limiter la remise en suspension et la dispersion de contamination. Dans ce cadre, EDF a prévu de limiter l'intervention humaine dans la piscine du BR notamment par l'utilisation de robots pour les opérations de décontamination. À l'issue d'une phase d'expérimentation de ces procédés, actuellement en cours et dont l'échéance est fixée à 2019, la stratégie de déploiement du procédé sera définie et le guide de décontamination des piscines sera mis à jour en y intégrant le retour d'expérience et les bonnes pratiques. Par ailleurs, EDF a indiqué que de nouveaux équipements de protection individuelle sont en cours de développement afin de faciliter les conditions d'intervention et de déshabillage. **L'IRSN estime que les dispositions prises par EDF pour diminuer le risque de contamination de personnes lors des opérations de décontamination de la piscine sont satisfaisantes.**

La préparation des interventions présentant des risques de dispersion atmosphérique de contaminants radiologiques a notamment pour objectif de prévoir toutes les dispositions de prévention de ces risques et de surveillance (humaine et radiologiques) associées. Or l'analyse des ESR montre des faiblesses dans cette phase. À cet égard, l'IRSN estime qu'EDF devrait renforcer l'implication des services compétents en radioprotection dans la préparation et la surveillance de ces activités, en particulier pour celles ayant lieu dans le local RIC²⁶. Au cours de l'instruction, EDF a rappelé l'organisation en vigueur et a précisé que des actions pour renforcer la prise en compte du risque de contamination ont été décidées. Ces actions portent notamment sur la formation des intervenants et la mise à disposition d'un référentiel simplifié lié à la maîtrise de la contamination. EDF a également indiqué que les activités de maintenance sur le système RIC sont identifiées comme sensibles. L'étude du REX de ces interventions a conduit à la mise en œuvre de contrôles périodiques, visant à détecter une éventuelle évolution de la propreté radiologique de leur environnement.

L'IRSN considère que les éléments apportés par EDF sont insuffisants. En effet, si des actions sont effectivement engagées par EDF pour renforcer la prise en compte du risque de contamination de manière globale, aucune d'entre elles ne concerne spécifiquement les activités réalisées sur le système RIC. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 4 en annexe n° 2.**

²⁴ Seuil de 0,5 mSv : lorsque l'exposition est avérée et jugée significative (> 0,5 mSv), un calcul de dose est réalisé.

²⁵ Chantier cuve : toutes les activités nécessaires à l'ouverture et à la fermeture de la cuve du réacteur, avant le déchargement des assemblages de combustible et après leur rechargement.

²⁶ RIC : système d'instrumentation interne du cœur.

Dispersion de contamination en zone réglementée

EDF déclare régulièrement des ESR dus à des débordements de puisards ou des piscines situés dans le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible, du fait d'erreurs ou de l'absence de surveillance locale. Ces débordements sont à l'origine de dispersions de contamination en zone réglementée. Sur ce point, EDF a précisé avoir lancé des actions pour, d'une part intégrer la prise en compte du risque de contamination liée aux activités de consignation et de lignage, d'autre part intégrer le risque de dispersion de la contamination dans les gammes de vidanges et lignages. **L'IRSN estime que les actions présentées par EDF sont de nature à renforcer les aspects de radioprotection des actions habituelles de conduite (mouvements d'eau, lignages).**

3.3 Les accès en zone réglementée « sans autorisation »

Depuis 2014, une hausse du nombre d'ESR liés à des accès « non autorisés » en zone réglementée est observée, avec cinq ESR en 2016 et neuf en 2017. Ces ESR montrent des défaillances dans la gestion des « habilitations radioprotection » (renouvelées alors que les recyclages des formations n'ont pas été effectués). Par ailleurs, pour les situations où des intervenants doivent accéder à des zones réglementées situées hors îlot nucléaire, la vigilance devrait être renforcée car aucun moyen de vérification automatique des conditions et des autorisations d'accès n'est possible comme pour les bâtiments de l'îlot nucléaire. Ce type d'ESR concerne près de la moitié des déclarations pour 2017. Au cours de l'instruction, EDF a rappelé les dispositions organisationnelles en place, sans présenter de voie d'amélioration. **L'IRSN formule ainsi l'observation n° 5 en annexe n° 2.**

Pour le Directeur général et par délégation,

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

Annexe n° 1 à l'Avis IRSN/2018-00227 du 10 août 2018

Recommandation

L'IRSN recommande qu'EDF dresse un bilan de l'application de son guide national de contrôle technique pour les activités d'essais périodiques et définisse des actions complémentaires afin de fiabiliser la réalisation de ces activités.

Annexe n° 2 à l'Avis IRSN/2018-00227 du 10 août 2018

Observations

Observation n° 1 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait définir une stratégie pour piéger les informations, capitalisées au travers des retours d'expérience locaux et nécessaires à une maintenance satisfaisante des équipements importants pour la protection des intérêts, qui ne sont pas intégrées dans les documents mutualisés.

Observation n° 2 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait présenter, au plus tôt, un programme de déploiement de la modification visant à améliorer la visibilité de la position des organes difficilement contrôlable a posteriori (ODCAP) sur les paliers CP0, CPY et N4 en tenant compte des enjeux de sûreté liés à cette modification.

Observation n° 3 :

Compte tenu de la récurrence des ESR liés à un défaut de port de dosimètre en zone réglementée, l'IRSN estime qu'EDF devrait faire le bilan de l'efficacité des actions déjà déployées sur le parc et définir les actions complémentaires à mettre en œuvre ou les bonnes pratiques à généraliser afin de renforcer la vigilance des travailleurs et le respect des conditions d'accès en zone réglementée en termes de surveillance dosimétrique.

Observation n° 4 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait tirer les enseignements de l'ESR lié à la dispersion de contamination lors d'activités dans le local RIC survenu sur le réacteur n° 1 de Penly en 2017, afin de mettre en œuvre des actions pour prévenir et diminuer ce risque de dispersion.

Observation n° 5 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait faire le bilan de l'efficacité de l'organisation actuelle relative à la gestion des autorisations d'accès en zone réglementée (port de la dosimétrie et échéance de l'habilitation « radioprotection ») et déterminer les actions d'amélioration envisageables.