

Fontenay-aux-Roses, le 20 juillet 2017

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2017-00245

Objet : REP - Palier CP0
Modifications du rapport de sûreté et des règles générales d'exploitation
Palier technique documentaire n° 2.

Réf. [1] Saisine ASN - CODEP-DCN-2014-007392 du 5 mars 2014.
[2] Lettre ASN - CODEP-DCN-2015-016341 du 7 mai 2015.
[3] Avis IRSN 2012-00462 du 19 octobre 2012.
[4] Avis IRSN 2013-00213 du 11 juin 2013
[5] Avis IRSN 2014-00356 du 29 septembre 2014
[6] Avis IRSN 2015-00257 du 31 juillet 2015.

Conformément à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a évalué l'impact sur la sûreté des modifications du rapport de sûreté (RDS) et des chapitres III, VI, IX et X des règles générales d'exploitation (RGE) des réacteurs du palier CP0 (centrales nucléaires de Fessenheim et du Bugey), déclarées par Électricité de France (EDF) dans le cadre du deuxième palier technique documentaire (PTD n° 2) au titre de l'article 26 du décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007. Ces modifications portent sur le RDS établi lors du réexamen de sûreté à l'issue de la troisième visite décennale (VD3) du palier CP0 (RDS VD3), ainsi que sur les RGE applicables aux réacteurs du palier CP0 pour la gestion de combustible « Cyclades ». Le PTD n° 2 servira de base de réalisation du prochain référentiel documentaire associé au quatrième réexamen périodique de sûreté du palier CP0.

Adresse Courrier
BP 17
92262 Fontenay-aux-Roses
Cedex France

Les modifications des rapports de sûreté des centrales nucléaires de Fessenheim et du Bugey concernant le chapitre du RDS relatif aux études d'accidents du domaine complémentaire n'appellent pas de commentaire de la part de l'IRSN.

Les modifications du chapitre III des RGE, relatif aux spécifications techniques d'exploitation (STE), concernent principalement :

- l'intégration des dossiers d'amendement (DA) aux spécifications techniques d'exploitation (STE) applicables approuvés par l'ASN depuis la mise en application du dernier référentiel documentaire ;

Siège social
31, av. de la Division Leclerc
92260 Fontenay-aux-Roses

Standard +33 (0)1 58 35 88 88

RCS Nanterre 8 440 546 018

- la prise en compte des suites du réexamen de sûreté associé à la VD3, et notamment l'intégration du nouveau domaine complémentaire (NDC), qui vise à définir de manière exhaustive les règles d'exploitation auxquelles doivent être soumis les matériels valorisés, dans la démonstration de sûreté, par une approche probabiliste ;
- l'intégration de la nouvelle démarche relative à la prise en compte des informations nécessaires en conduite accidentelle sous la forme de pseudo-systèmes « Surveillance post accidentelle » (SPA) et « Informations nécessaires à la conduite post-accidentelle » (ICPA) ;
- la prise en compte du retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs du palier CP0 ;
- la séparation des prescriptions dans le domaine d'exploitation « arrêt pour intervention » (API) selon les conditions d'ouverture du circuit primaire (fermé, entrouvert-API-EO et suffisamment ouvert-API-SO) ;
- la définition d'une conduite à tenir en cas de perte de tableaux électriques secourus de 380 V.

Les évolutions des spécifications chimiques portent sur des modifications des valeurs à respecter pour certains paramètres, des périodicités d'analyses associées et de la conduite à tenir en cas de dépassement.

Le nouveau jeu de règles de conduite incidentelle et accidentelle (chapitre VI des RGE) comprend les évolutions induites par le réexamen de sûreté VD3 pour les réacteurs de 900 MWe, introduites dans le cadre de l'amélioration de la sûreté et de la performance, demandées par l'ASN ou résultant de l'intégration des réponses d'EDF et enfin les évolutions liées à l'analyse du retour d'expérience. Une des évolutions principales du chapitre VI des RGE consiste en l'introduction de procédures de conduites spécifiques pour la conduite des accidents survenant dans le bâtiment combustible (BK).

Les modifications du chapitre IX des RGE, relatif aux programmes d'essais périodiques (PEP), sont notamment liées au système de surveillance atmosphérique de l'enceinte (ETY), au système de l'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur (ASG) et aux systèmes liés à la source froide des réacteurs. Enfin, l'introduction d'exigences pour les pseudos-systèmes SPA et ICPA dans les RGE nécessite le déploiement d'essais spécifiques dans le chapitre IX des RGE. De plus, l'impact des chapitres III et VI sur le chapitre IX des RGE est aussi pris en compte.

Enfin, les modifications du chapitre X des RGE, consacré aux essais physiques du cœur, sont relatives à l'intégration de nouvelles exigences sur les chaînes de mesure neutronique de niveau intermédiaire, requises au titre de la SPA, ainsi que l'ajout d'une conduite spécifique à tenir en cas d'apparition d'alarme de déséquilibre azimutal de puissance neutronique (DPAZN) en dessous de 50 % de puissance nucléaire lorsque le réacteur est en production.

À l'issue de son analyse, l'IRSN estime que les évolutions proposées, présentes dans le dossier initial ou amendées par EDF lors de l'instruction sont satisfaisantes. En particulier, les modifications du chapitre III des RGE, relatives à la déclinaison du NDC et à l'intégration de la nouvelle démarche de prise en compte des informations nécessaires en conduite accidentelle, et du chapitre VI des RGE, pour intégrer les procédures de conduite spécifiques pour la gestion des accidents de la piscine du BK, apportent un gain significatif pour la sûreté.

Toutefois, l'analyse de l'IRSN a mis en évidence un certain nombre d'améliorations nécessaires avant la mise en application du PTD n° 2 sur le palier CP0, détaillées ci-dessous et qui font l'objet des recommandations formulées en annexe 1. Par ailleurs, les observations de l'IRSN issues de l'instruction, relatives à des besoins d'études complémentaires ou à des renvois à un traitement ultérieur et ne conditionnant pas la mise en application de ce dossier, sont formulées en annexe 2.

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE III DES RGE

L'analyse de l'IRSN s'appuie notamment sur les conclusions tirées à l'issue des instructions similaires des STE du palier CPY dans le cadre du PTD n° 3 [3], du palier 1300 MWe dans le cadre du DA sûreté [4] et du troisième réexamen de sûreté de ce palier [5] et du PTD n° 3 du palier N4 [6].

Déclinaison du nouveau domaine complémentaire (NDC)

Les études du domaine complémentaire (DC) permettent d'identifier, état par état, les dispositions complémentaires spécifiques à la gestion d'une situation accidentelle non-couverte par le domaine de dimensionnement conventionnel et valorisées, dans la démonstration de sûreté, par une approche probabiliste (études probabilistes de sûreté (EPS)). Pour le palier CP0, les premières études du NDC ont été intégrées dans le rapport de sûreté de la troisième visite décennale.

Dans les STE actuellement applicable sur le palier CP0, des prescriptions spécifiques existent déjà pour une partie des matériels considérés aujourd'hui nécessaires à la gestion des situations du NDC. Ces prescriptions ont été introduites au fil du temps sur la base de jugements d'experts ou d'études particulières. Par ailleurs, une prescription générale requiert, dans l'attente des conclusions de l'analyse du NDC, que les matériels du domaine complémentaire importants pour la sûreté soient disponibles et que, le cas échéant, leur disponibilité soit retrouvée sous un mois. **Un des objectifs du PTD n° 2 est de définir de manière exhaustive les exigences d'exploitation associées aux dispositions complémentaires.**

À l'issue de son analyse, l'IRSN considère qu'EDF sous-estime l'importance pour la sûreté de la fonction de basculement de l'armoire LLS 001 AR (alimentation 380 V de secours) sur le tableau LKE (Fessenheim) ou LKW (Bugey), dont l'indisponibilité est classée en groupe 2. En effet, dans l'évaluation du gain que cette fonction de basculement peut apporter, EDF ne prend en compte que la situation de perte des tableaux secourus 6,6 kV par mode commun (DCC_LH) et que son rôle de prévention de la brèche aux joints des pompes primaires de taille relativement importante (60 t/h). Tout d'abord, si une situation DCC_LH survient lorsque cette fonction de basculement est indisponible, deux tailles de brèches sont à envisager : celle considérée par EDF, d'une probabilité faible, et celle de taille plus faible (5 t/h), dont la probabilité est, en revanche, plus forte. Ainsi, la prise en compte de ces deux tailles de brèche amène à doubler le surcroît de risque estimé par EDF. De plus, le tableau LKE/W peut être alimenté depuis l'un ou l'autre des réacteurs appariés : parmi les situations de perte de sources électriques affectant un seul réacteur, cette fonction peut pallier des situations autres que la DCC_LH. Or cet aspect n'est pas pris en compte dans l'analyse d'EDF. Enfin, pour une fonction commune à « N » réacteurs, la probabilité qu'elle soit sollicitée sur une durée, pour l'un ou l'autre de ces réacteurs, sera « N » fois plus forte que si elle était spécifique à un seul réacteur. Par conséquent, l'estimation de l'accroissement du risque de fusion du cœur dû à l'indisponibilité de la fonction de basculement de l'armoire LLS 001 AR sur le tableau LKE/W doit prendre en compte le nombre de réacteurs simultanément affectés par l'indisponibilité. L'IRSN estime donc que les exigences associées à cette fonction doivent être renforcées. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 1 en annexe 1.**

Par ailleurs, la pompe de secours de l'injection aux joints des pompes primaire (RIS 011 PO), commune à deux réacteurs appariés, fait l'objet d'une disposition complémentaire pour laquelle des prescriptions existent déjà dans les STE du palier CP0 : entre autres, une condition limite tolère son indisponibilité pour maintenance préventive. Pour autant, les STE n'imposent pas de délai de restitution. Cependant, en situation de perte totale des sources électriques, la restitution de cette pompe avant quelques dizaines d'heures serait bénéfique pour pallier la brèche aux joints des pompes primaires, si la taille de cette brèche est relativement faible, et éviter le découvrage du cœur. Des éléments complémentaires étant attendus sur ce sujet, à l'échéance du prochain réexamen de sûreté des

réacteurs de 900 MWe, l'IRSN considère nécessaire que ce point soit réexaminé par EDF, en tenant compte de la périodicité des différentes activités de maintenance préventive et notamment de celles qui sont « lourdes ». **Ce point fait l'objet de l'observation n° 1 en annexe 2.**

Enfin, l'IRSN considère acceptable de classer en groupe 2 l'indisponibilité de la fonction d'arrêt automatique des groupes motopompes primaires (GMPP) sur haute températures des paliers/butées des moteurs, sous réserve que la conduite accidentelle en cas de perte de la source froide soit celle prescrite par le PTD n° 2 : l'action manuelle d'arrêt des pompes primaires est demandée très tôt, sur la base de mesures autres que celles utilisées par l'automatisme. Le poids probabiliste de l'action humaine est, dans ce cas, relativement fort. Cependant, dans le cadre des DA « Perte partielle de la source froide », dont l'instruction se déroule en parallèle de la présente analyse, la conduite prescrite par le chapitre VI des RGE est susceptible d'évoluer. À ce titre, EDF prévoit de réexaminer le nouveau poids probabiliste de l'automatisme et les exigences des STE qui en découlent. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 2 en annexe 2.**

Intégration du dossier SPA/ICPA

EDF a entrepris de réexaminer les exigences d'exploitation relatives à l'instrumentation utilisée en cas d'incident ou d'accident, dans le cadre du projet « Instrumentation utilisée en conduite incidentelle et accidentelle » (ICIA).

Mesures utilisées en surveillance post-accidentelle

Le pseudo-système SPA est constitué des informations qui caractérisent les fonctions d'état du diagramme général de la conduite accidentelle et qui permettent d'orienter les équipes de conduite vers la stratégie adaptée à l'état de l'installation par une orientation initiale, ou de réorienter vers une stratégie de conduite plus adaptée en cas de dégradation de l'état global ou lorsque l'objectif de la stratégie en cours est atteint.

Chaque information SPA provient de deux voies indépendantes sauf pour les mesures de niveau d'eau en « gamme large » dans les générateurs de vapeur (GV). EDF propose toutefois de considérer la perte du seul capteur d'un GV requis comme une perte de redondance de l'information SPA, ce qui conduit à demander d'amorcer le repli du réacteur sous sept jours. Or pour éviter toute erreur d'orientation injustifiée vers une conduite accidentelle de type « gavé-ouvert¹ », l'IRSN considère que la mesure de niveau en gamme large doit être disponible dans chaque GV. Les prescriptions des STE proposées pour les mesures de « Niveau GV gamme large » ne sont donc pas suffisantes pour assurer le niveau de disponibilité attendu pour les informations SPA. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 2 en annexe 1.**

Informations nécessaires à la conduite post-accidentelle (ICPA)

Le pseudo-système ICPA est constitué des informations, identifiées au travers des analyses d'exigences fonctionnelles de sûreté, nécessaires au passage en état sûr ou final des transitoires du domaine de dimensionnement (DD) ou du DC, dans le respect des critères de sûreté du transitoire considéré. Si pour une ICPA relevant du DD, les STE prescrivent une conduite en cas de perte totale ou partielle, pour une ICPA du DC seule la perte totale est couverte par les STE. Certaines informations (ICPA BK et ICPA du DC définies dans les STE de

¹ La conduite en « gavé-ouvert » permet l'évacuation de la puissance résiduelle par ouverture des soupapes du pressuriseur et injection d'eau froide dans le cœur via le circuit d'injection de

premier groupe) sont redevables d'un événement² de groupe 1 en cas d'indisponibilité ; toutes les autres informations (ICPA du DD et ICPA du DC définies de deuxième groupe) relèvent d'un événement de groupe 2.

L'IRSN considère que la création du pseudo-système ICPA dans les STE conduit à requérir des informations considérées comme nécessaires à la conduite des incidents et accidents sur le chemin sûr, permettant de garantir une meilleure disponibilité et fiabilité de ces informations qui n'étaient jusqu'alors pas requises, ce qui est satisfaisant. Cependant, l'IRSN estime que certaines exigences restent en deçà de l'attendu du dernier réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe. **En particulier, l'IRSN considère que les informations ICPA nécessaires à l'utilisation de matériels ou de dispositions dont l'indisponibilité relève d'un événement de groupe 1 doivent également faire l'objet d'un classement en groupe 1. Ces informations font l'objet des paragraphes qui suivent.**

EDF définit les mesures de température en branche froide du circuit primaire (RCP) comme des informations ICPA du DC du deuxième groupe. Compte tenu de la nécessité de disposer de ces informations en situation de perte totale des alimentations électriques, l'IRSN estime que leur perte totale doit être redevable dans les domaines d'exploitation « réacteur en production » (RP) et « arrêt normal sur les générateurs de vapeur » (AN/GV) d'un événement de groupe 1. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 3 en annexe 1.**

L'indisponibilité de la fonction de réalimentation gravitaire de la bêche ASG par le système de distribution d'eau déminéralisée (SER) est redevable d'un événement de groupe 1 dans les domaines d'exploitation RP à API-EO. En effet, en situation de perte de la source froide, l'évacuation de la puissance résiduelle sur le long terme est effectuée par les GV, alimentés par l'ASG. Lorsque le niveau dans la bêche ASG est trop faible, la conduite accidentelle requiert la réalimentation de cette bêche par le système SER. Lors de l'instruction, EDF a accepté de classer cette mesure dans la liste des informations ICPA du DC du premier groupe, dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV, mais pas dans les domaines d'exploitation « arrêt normal sur le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt » (AN/RRA), API fermé et API-EO. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 4 en annexe 1.**

La mesure de niveau d'eau dans les GV en gamme large est requise en tant qu'information ICPA du DC du deuxième groupe dans le domaine d'exploitation API-EO. À ce titre, son indisponibilité, qui correspond à la perte du capteur de niveau sur le GV requis, est redevable d'un événement de groupe 2. Or cette mesure est la seule qui soit disponible dans ce domaine d'exploitation pour orienter les équipes de conduite vers la stratégie de gavé-ouvert : son indisponibilité doit donc être redevable d'un événement de groupe 1, puisque l'indisponibilité des systèmes nécessaires à la mise en œuvre du gavé-ouvert relève d'un groupe 1. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 5 en annexe 1.**

Dans les états où le circuit primaire est ouvert, la mesure de température dans les branches chaudes du circuit primaire à l'aspiration du système RRA est utilisée pour la remise en service des pompes RRA. Or, EDF ne requiert pas la disponibilité de cette mesure dans ces états de fonctionnement. Pour l'IRSN, le manque de prescriptions relatives aux informations nécessaires à la remise en service du RRA peut conduire à la perte d'une ligne de défense, valorisée notamment dans l'EPS de référence. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 6 en annexe 1.**

Les alarmes permettant d'identifier la perte de l'alimentation électrique des tableaux de 6,6 kV en voie A ou en voie B, conditionnent la mise en œuvre d'actions de sauvegarde spécifiques en cas de perte totale des alimentations électriques (situation H3) : ces sauvegardes sont valorisées dans les EPS de référence, et contribuent à ce titre à l'évaluation de la réduction du risque de fusion du cœur introduites par les dispositions complémentaires valorisées

² Un événement au sens des STE désigne toute non-conformité aux règles associées à chaque domaine d'exploitation (indisponibilité d'une fonction requise, franchissement des limites définies en fonctionnement normal).

en situation H3, dans les domaines d'exploitation RP à API-SO. L'alarme de perte d'un seul tableau de 6,6 kV doit donc être requise disponible dans tous ces états. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 7 en annexe 1.**

Il en est de même pour l'information de pression du circuit primaire qui permet de mettre en œuvre la disposition complémentaire d'« appoint au circuit primaire par le système RCV³ de la tranche voisine » en API-SO pour les situations H3 sur le long terme et pour les informations de perte totale de la source froide (alarmes du système d'eau brute de secours (SEC) et mesures de température du système de réfrigération intermédiaire (RRI)), qui permettent de mettre en œuvre des actions de sauvegarde spécifiques en cas de perte de la source froide (situation H1) jusqu'en API-SO. **Ces points font l'objet des recommandations n° 8 et n° 9 en annexe 1.** De plus, à l'issue de l'instruction, l'IRSN considère que les alarmes nécessaires au diagnostic de perte du RRI sont nécessaires pour réaliser un diagnostic fiable en situation accidentelle et qu'à ce titre, elles devraient être classées en ICPA. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 10 en annexe 1.**

Pour garantir le suivi du niveau du circuit primaire dépressurisé dans le domaine d'exploitation API, l'indisponibilité d'au moins une mesure de niveau du circuit primaire parmi les capteurs de mesure du niveau du pressuriseur (RCP 012 MN), de mesure du niveau de la piscine du bâtiment réacteur (BR) (RCP 453/086 MN) et de mesure de niveau dans la cuve (RCP 487/098 MN) lorsque le niveau du circuit primaire est dans leur plage de mesure, fait l'objet d'un événement de groupe 2. La conduite à tenir interdit toute baisse de niveau du circuit primaire qui ne peut être suivie en permanence par un autre capteur requis, et demande la réparation sous 24 heures. EDF envisage désormais de requérir comme information ICPA les niveaux RCP 453/086 MN (en groupe 1) et les niveaux RCP 487/098 MN (en groupe 2). Le capteur RCP 012 MN n'est plus requis. Par ailleurs, la conduite à tenir de l'événement ICPA associé aux niveaux RCP 487/098 MN ne demande pas l'arrêt de la vidange du circuit primaire. Des mouvements d'eau pourraient donc être entrepris sans surveillance du niveau d'eau dans le pressuriseur et avec un seul capteur pour la cuve. L'IRSN rappelle que des mouvements d'eau, dont des vidanges du circuit primaire, sont systématiquement réalisés en API non-fermé à la mise à l'arrêt et au redémarrage d'un réacteur. Pour que ces mouvements d'eau soient effectués avec la surveillance nécessaire en regard des risques pour la sûreté, une information redondante de niveau d'eau doit être disponible à tout moment. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 11 en annexe 1.**

En API, selon EDF, la mesure de niveau dans les boucles du circuit primaire (capteur RCP 999 MN) est redondante avec celle issue du capteur RCP 453/086 MN qui est redevable d'un événement ICPA de groupe 1 demandant de remonter le niveau au-dessus du plan de joint de la cuve. Par ailleurs, l'alarme de détection de vortex des pompes du circuit RRA est également requise et redevable d'un événement ICPA de groupe 1 en API non-fermé. Ceci apporte, selon EDF, un niveau de redondance suffisant. Pour l'IRSN, cette situation n'est pas satisfaisante car la précision du capteur RCP 453/086 MN ne permet pas la surveillance précise du niveau dans les boucles primaires. C'est d'ailleurs cette exigence qui conduit à l'installation du nouveau capteur RCP 999 MN. Enfin, l'alarme de détection de vortex apparaît alors que le niveau du circuit primaire n'est plus dans la plage requise et après l'amorçage d'un vortex susceptible d'initier une séquence de perte du refroidissement du cœur. L'IRSN estime ainsi que la proposition d'EDF n'est pas acceptable. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 12 en annexe 1.**

Selon EDF, compte tenu que les chaînes de mesure d'activité enceinte en phase accidentelle ne sont pas utilisées dans la conduite post-accidentelle lorsque le circuit primaire n'est pas fermé (API-EO, API-SO et « arrêt pour rechargement » APR) et qu'aucun signal de protection n'est associé à ces chaînes, ces dernières ne sont plus requises dans ces états du réacteur. Les procédures de conduite incidentelle et accidentelle ont pour objectif de

³ RCV : système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire. Sur le palier CP0, les pompes de charge du circuit RCV jouent, en cas d'accident, le rôle de pompes d'injection de sécurité haute pression (ISHP).

couvrir l'ensemble des situations accidentelles sans se limiter aux transitoires de référence décrits par le RDS. Or, les chaînes de mesure d'activité enceinte sont utilisées dans l'application des procédures du chapitre VI des RGE. Elles délivrent également une information qui conditionne la mise en application du plan d'urgence interne. Aussi, l'IRSN n'est pas favorable à la suppression proposée par EDF. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 13 en annexe 1.**

Les thermocouples situés en sortie du cœur permettent de détecter une perte de refroidissement. Actuellement, la conduite à tenir en API, s'ils sont indisponibles, requiert de remonter le niveau d'eau au-dessus du plan de joint de la cuve. Pour justifier la suppression de l'événement associé, EDF met en avant que d'autres informations, requises par les STE, permettent de détecter une perte de refroidissement. Toutefois, l'IRSN précise que, en conduite accidentelle, la température de sortie du cœur est notamment utilisée pour éviter la cristallisation du bore dans la cuve en initiant une phase d'injection simultanée. Seuls les thermocouples de sortie du cœur délivrent cette information. En outre, en situation dégradée notamment en cas de perte du circuit RRA avec montée en température du primaire jusqu'à la saturation, il est indispensable d'attendre le retour, grâce aux appoints, à des conditions de fonctionnement « primaire sous-saturé » avant le redémarrage des pompes RRA afin d'éviter d'aspirer de la vapeur dans les pompes et de les faire caviter. Enfin, la configuration d'API-SO avant déchargement, où le niveau primaire peut être inférieur au niveau bas de la plage de travail du plan de joint de la cuve, est caractérisée par une puissance résiduelle relativement importante et un inventaire en eau très faible dans le circuit primaire. Dans ces conditions, les mesures de température en sortie du cœur sont la seule information utilisable en situation dégradée. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 14 en annexe 1.**

Enfin, l'évaluation de l'efficacité d'une disposition complémentaire pour réduire le risque de fusion du cœur en situation accidentelle s'appuie sur des études probabilistes. Or ces études valorisent la redondance des mesures qui conduisent à la mise en œuvre de ces dispositions, lorsque cela est possible. Ainsi, l'indisponibilité d'une mesure redondante est de nature à remettre en cause les conclusions de l'étude probabiliste, et à ce titre, l'IRSN estime nécessaire que les STE prescrivent une conduite à tenir en cas de perte partielle d'une information ICPA du DC du premier groupe redondante. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 15 en annexe 1.**

Déséquilibre azimutal de puissance neutronique en-dessous de 50 % de puissance nucléaire

Lorsque le réacteur est en production, les STE prescrivent que le déséquilibre de puissance neutronique reste inférieur à 2 % de la puissance nucléaire (P_n), en dehors du cadre des essais physiques en puissance au redémarrage quel que soit le niveau de puissance du réacteur. En cas de non-respect de cette prescription, les STE requièrent une conduite à tenir au sein du système de mesure de la puissance nucléaire (RPN) en fonction du niveau de puissance du réacteur. Or, EDF indique que l'indisponibilité en RP d'une chaîne de mesure neutronique de puissance en-dessous de 10 % de P_n est traitée dans les STE mais que la conduite actuelle s'applique désormais uniquement pour un niveau de puissance supérieur à 10 % de P_n . Selon l'IRSN, la conduite à tenir des STE est également applicable en-dessous de 10 % de P_n et nécessite une clarification de la part d'EDF. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 16 en annexe 1.**

Prescription lorsque le niveau du circuit primaire est inférieur au niveau bas de la plage de travail du plan de joint de la cuve (NBPTJC)

Lors du découpage des prescriptions, pour la fonction de sûreté confinement, du domaine d'exploitation API, le texte du paragraphe III.3.2 « Prescriptions complémentaires à observer avant déchargement lorsque le niveau primaire est inférieur au NBPTJC », a été repris à l'identique pour l'API-EO. D'après EDF, ces situations, avant déchargement et pour lesquelles le niveau du primaire est descendu en-dessous du NBPTJC, sont peu fréquentes et

nécessaires pour des travaux réalisés à la suite d'un fortuit pour lequel une réparation au plus tôt est à envisager. Or la prescription en API-EO n'est pas compatible avec celle prévue pour la fonction de sûreté refroidissement. **En l'occurrence, les travaux nécessaires à la suite d'un fortuit n'entrent pas dans le champ des opérations d'exploitation normale.** Ainsi, à l'instar de la recommandation formulée dans le cadre de l'instruction du PTD n° 3 du palier CPY, l'IRSN considère que ce paragraphe devrait être soit supprimé soit limité aux opérations strictement nécessaires (opérations normales dont la conduite est décrite dans les procédures d'exploitation normale ou opérations de maintenance requises à la suite d'un arrêt fortuit en cours de cycle). **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 17 en annexe 1.**

Indisponibilités des tableaux électriques secourus de 380 V

Les STE actuellement applicables sur le palier CP0 ne prescrivent pas de conduite spécifique en cas d'indisponibilité d'un tableau électrique secouru de 380 V (LLi⁴). Ces situations sont alors gérées par l'application des règles de cumul, ce qui peut conduire l'exploitant à amorcer sous une heure le repli du réacteur en API. Dans le cadre du PTD n° 2 du palier CP0, EDF souhaite introduire des événements de groupe 1 spécifiques à la perte de chaque tableau LLi, dans tous les domaines d'exploitation allant de RP à API-SO avec une conduite à tenir requérant le repli du réacteur ou la réparation sous 24 heures. L'objectif de cette démarche est de prescrire une conduite à tenir adaptée d'un point de vue sûreté, qui permet dans le même temps d'optimiser les contraintes d'exploitation. EDF justifie ces évolutions de manière globale, en indiquant qu'une durée de 15 heures est nécessaire en moyenne pour réparer un tableau de 380 V.

Pour sa part, l'IRSN a analysé, en utilisant des éléments déterministes et probabilistes, les conséquences pour la sûreté engendrées par la perte de chaque tableau secouru de 380 V des réacteurs de Fessenheim et du Bugey. Cette analyse montre que certaines mesures compensatoires prévues précédemment dans les conduites à tenir des événements générés par la perte d'un des tableaux LLi sont importantes pour la sûreté et peuvent être réalisées avant le délai de restitution du tableau évalué à une quinzaine d'heures par EDF. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 18 en annexe 1.**

Par ailleurs, l'IRSN a réalisé une analyse probabiliste sur la base de son propre modèle « EPS 1 événements internes CP0/Bugey ». Concernant la perte du tableau LLC pour Bugey, dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV, le délai de 24 heures proposé par EDF pour rejoindre l'état de repli permet de respecter la valeur repère admise. Par contre, dans les domaines d'exploitation AN/RRA et API, la stratégie proposée par EDF ne permet pas, pour l'IRSN, de respecter la valeur repère admise. L'IRSN considère qu'EDF doit réaliser, à l'aide de son propre modèle EPS spécifique au site du Bugey, une évaluation probabiliste de l'accroissement de risque, et doit proposer des mesures palliatives pour réduire l'accroissement du risque de fusion du cœur dans ces domaines d'exploitation. Dans le cas où cet accroissement serait supérieur à la valeur repère admise, EDF devra modifier la stratégie proposée. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 19 en annexe 1.**

Pour les réacteurs de Fessenheim, l'IRSN n'ayant pas développé d'EPS spécifique, l'analyse a été effectuée par l'identification des similitudes et différences avec les réacteurs du Bugey. L'analyse des conséquences à la suite de la perte des matériels alimentés par chaque tableau LLi montre que les tableaux dont la perte a l'impact le plus important sont les tableaux LLA et LLB. Les fonctionnalités des tableaux LLA et LLB de Fessenheim peuvent être rapprochées des fonctionnalités du tableau LLC du Bugey. Ne disposant pas de son propre modèle EPS pour le site de Fessenheim, l'IRSN ne peut estimer l'accroissement de risque lié à l'indisponibilité des tableaux LLA ou LLB. Par conséquent, l'IRSN considère qu'EDF doit justifier les conduites à tenir proposées à la suite de l'indisponibilité des

⁴ i = A, B, C, D, E, F, G, W, X, Y, Z pour Bugey, i = A, B, C, D, G, W, X, Y pour Fessenheim.

tableaux LLA ou LLB sur la base d'une évaluation probabiliste de l'accroissement de risque durant 24 heures. Dans le cas où l'accroissement de risque serait supérieur à la valeur repère admise, EDF devra proposer des mesures palliatives ou modifier la stratégie proposée. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 20 en annexe 1.**

Disponibilité des recombineurs auto catalytiques passifs (RAP)

La démonstration de sûreté en cas d'accident de perte du réfrigérant primaire situation (APRP) s'appuie désormais sur la recombinaison passive de l'hydrogène par deux RAP classés de sûreté installés dans la partie haute du BR. EDF prévoit que leur indisponibilité soit redevable d'un événement de groupe 2, avec une conduite à tenir requérant la réparation sous un mois (la réparation pouvant être réalisée lors de l'arrêt suivant, si un autre RAP - parmi une liste définie dans les STE - est disponible et peut être utilisé en substitution). L'IRSN estime que le redémarrage du réacteur ne devrait pas être envisagé avec les deux RAP classés découverts indisponibles pendant un arrêt de réacteur et non-substitués. L'IRSN considère également que les RAP qu'EDF prévoit de pouvoir utiliser en substitution des deux RAP classés, en cas de défaillance de ces derniers, doivent être suffisamment espacés l'un de l'autre, comme le sont les deux RAP classés. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 3 en annexe 2.**

Suppression de la contrainte sur les EIS lorsque le réacteur est en arrêt pour rechargement du combustible

Dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience d'exploitation des réacteurs, des modifications ont été introduites en particulier concernant le retrait accidentel d'un ou plusieurs assemblages soulevés lors de la levée des équipements internes supérieurs (EIS) de la cuve du réacteur. EDF a mis en place en 2010 une disposition transitoire (DT) afin, d'une part, de renforcer les dispositions prises sur les contrôles de jeux inter-assemblages, d'autre part, de mettre en œuvre des dispositions permettant de garantir le confinement du BR et la sécurité des intervenants. Outre les actions habituelles de conduite et de préparation d'une intervention, la DT prévoit une surveillance en continu de l'affichage du peson du système de levage afin de s'assurer du non-accrochage d'une grappe ou d'un assemblage combustible. Au titre de la prévention des risques particuliers, l'IRSN considère que certaines actions de cette disposition transitoire doivent être pérennisées dans le référentiel d'exploitation. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 21 en annexe 1.**

Remplacement d'une source électrique interne par la turbine à combustion en cas de fortuit

EDF souhaite relaxer la conduite à tenir de l'événement LH 1 concernant l'indisponibilité fortuite d'une source électrique interne (diesel de secours) et souligne que les études EPS associées ne seront réalisées que dans le cadre du quatrième réexamen de sûreté du palier de 900 MWe. Par ailleurs, les calculs d'accroissement de risque lorsqu'un diesel est indisponible ne prennent pas en compte le fait que la turbine à combustion (TAC) remplace le diesel. EDF considère que la prise en compte de la TAC diminuerait le risque de fusion en permettant d'anticiper l'éventuel besoin de réalimentation du tableau LH concerné. L'IRSN rappelle que la TAC n'est pas qualifiée au séisme, donc son apport quant à la diminution du risque de fusion du cœur ne serait pas prépondérant. De plus, l'importance pour la sûreté de la disponibilité des générateurs à moteur Diesel de secours et de la TAC s'est accrue depuis la découverte de l'écart de conformité sur le turboalternateur de secours. L'IRSN a constaté que depuis l'année 2013, le nombre d'ESS déclarés sur la TAC est passé de zéro à sept par an en 2016. L'analyse des événements déclarés en 2016 a mis en exergue la présence de fissures et d'indications sur différents composants de la TAC remettant en cause sa disponibilité. Cette augmentation est principalement due aux TAC de modèle 570 K qui sont installées, entre autre, sur les CNPE de Fessenheim et du Bugey.

L'IRSN estime que le programme de maintenance actuel ne permet pas d'atteindre la fiabilité attendue pour la TAC. Ce sujet fait actuellement l'objet d'une instruction technique particulière. L'IRSN n'est donc plus favorable à la

relaxation de la conduite à tenir de l'événement LH 1. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 22 en annexe 1.**

Permutation des pompes RCV

Dans les domaines RP, AN/GV et AN/RRA, la mise en indisponibilité volontaire d'une voie du système RCV est autorisée dans le cadre de la permutation des pompes RCV (manœuvre courante d'exploitation réalisée afin de répartir l'usure des pompes RCV) ou d'une requalification d'une pompe RCV. L'IRSN n'est pas opposé à l'extension de cette possibilité aux états API-EO et API-SO. Lors de l'instruction, EDF l'a restreint aux opérations de requalification à la suite de maintenance préventive. Néanmoins, l'IRSN considère nécessaire de limiter la durée d'indisponibilité de cette pompe dans le cas d'une requalification, d'autant plus qu'elle peut révéler des problèmes de maintenance et donc prolonger le temps d'indisponibilité de la pompe. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 23 en annexe 1.**

Indisponibilité des chaînes neutroniques

Les chaînes neutroniques de niveau source (CNS) et de niveau intermédiaire (CNI) sont placées dans le même fourreau. Ainsi, lorsqu'une CNS (respectivement CNI) est indisponible dans le domaine d'exploitation AN/RRA, EDF propose d'autoriser l'indisponibilité de la CNI (respectivement CNS) associée sous certaines conditions, dont une concentration en bore (CB) minimale dans le circuit primaire. L'IRSN considère qu'EDF n'a pas justifié la valeur minimale requise de la CB. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 24 en annexe 1.**

ÉVOLUTIONS DES SPÉCIFICATIONS CHIMIQUES

Les spécifications chimiques définissent les principes sur lesquels se base l'exploitant pour limiter la dégradation des matériaux constitutifs des circuits des différents systèmes (primaires et secondaires) des réacteurs nucléaires, afin de maintenir l'installation dans un état sûr.

Parmi les paramètres chimiques faisant l'objet de prescriptions dans les spécifications chimiques, certains relèvent des STE (paramètres STE), d'autres non (paramètres RGE). Ces paramètres STE sont donc des paramètres importants, puisque leur vérification permet de s'assurer que l'installation reste dans les limites de la situation normale pour laquelle elle a été conçue.

EDF propose de suivre la teneur en oxygène dans l'eau du circuit primaire. L'IRSN estime que la limite en teneur d'oxygène doit être requise au titre des STE, au même titre que sur le réacteur EPR. En effet, le retour d'expérience ou les essais de laboratoire sur des aciers inoxydables ont montré que les entrées d'air dans le circuit primaire sont susceptibles d'accroître le risque de corrosion et de fissuration des aciers inoxydables austénitiques. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 25 en annexe 1.**

Le pH des fluides circulant dans le système de production et distribution d'eau glacée des locaux électriques (DEL) et le système SER ne sont pas prescrits par les STE. Or d'une part ces systèmes sont importants pour la sûreté, d'autre part leur pH est le seul paramètre anticipatif de maîtrise de l'endommagement par corrosion de ces systèmes. À ce titre, ces pH devraient être des paramètres STE puisqu'ils servent à se prémunir de modes d'endommagement des systèmes concernés. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 26 en annexe 1.**

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE VI DES RGE

Les nouvelles règles de conduite incidentelle et accidentelle prennent en compte notamment les suites du réexamen de sûreté VD3 des réacteurs de 900 MWe. L'IRSN a instruit ces évolutions et a étendu son analyse à des thèmes liés à des instructions antérieures qui relèvent du cadre du PTD n° 2 du palier CP0.

À la suite de l'analyse technique et des compléments apportés durant l'instruction, notamment en terme de modifications du dossier initial proposées par EDF, l'IRSN estime acceptables, du point de vue de la sûreté, les évolutions du chapitre VI des RGE du palier CP0. Toutefois, l'analyse de l'IRSN des évolutions relatives à l'intégration de la conduite incidentelle et accidentelle (CIA) d'événements concernant la piscine de désactivation du BK dans le chapitre VI des RGE fait l'objet de recommandations détaillées ci-après.

L'IRSN considère que la CIA BK proposée par EDF pour le palier CP0 est satisfaisante pour la prise en compte des événements initiateurs⁵. En effet, EDF a non-seulement intégré les initiateurs de vidanges accidentelles de la piscine BK comme demandé par l'ASN mais aussi les initiateurs de perte totale du refroidissement de la piscine BK.

L'IRSN estime que la CIA BK proposée par EDF est acceptable au niveau de l'organisation et des tâches attribuées à l'équipe de conduite qui permettent de faire face à un événement redevable de la CIA BK seul ou à un cumul d'événements affectant la piscine BK et la chaudière qu'ils soient indépendants ou non. En cas de cumul d'événements du côté de la chaudière nucléaire et du côté du BK, EDF applique le principe de priorisation de traitement de la chaudière vis-à-vis de la piscine BK. En effet, la cinétique des événements pouvant survenir sur le BK est plus lente que sur la chaudière et la conduite post-accidentelle d'un événement sur la chaudière est plus complexe. Ce principe avait déjà été retenu dans le cadre de l'instruction du PTD n° 3 du palier CPY.

De même, l'IRSN considère que la CIA BK proposée par EDF est acceptable sur le plan opérationnel. Toutefois, comme elle est composée de nombreuses actions réalisées par des agents de terrain en local, l'IRSN l'importance de la validation à blanc de ces actions sur chaque site.

L'IRSN a également réalisé une analyse par comparaison du palier CP0 des demandes faites par l'ASN [2] dans le cadre de l'instruction de la CIA BK du PTD n° 3 sur le palier CPY [3]. Le résultat de cette analyse est que les demandes suivantes de l'ASN sont transposables au palier CP0 :

- la demande C2 relative au problème de dénoyage de l'instrumentation nécessaire à la CIA BK. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 27 en annexe 1.**
- la demande C3 relative à la remise en service du refroidissement de la piscine BK suivant le niveau dans la piscine BK. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 28 en annexe 1.**
- la demande F.1.1.2 relative à la réorientation entre séquences de la CIA BK. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 29 en annexe 1.**
- la demande F.1.2.3 relative à l'étanchéité de la trappe de la trémie d'accès du combustible au hall du BK en l'absence d'alimentation électrique (pour le site du Bugey). **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 30 en annexe 1.**
- la demande F.1.2.4 relative au secours du système de refroidissement de la piscine du BK (PTR) par le réacteur apparié dans les états où le circuit primaire est ouvert. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 31 en annexe 1.**

⁵ Événement qui perturbe le fonctionnement normal de l'installation, conduisant à une dérive de certains paramètres de l'installation (pression, température, réactivité...) à partir duquel une séquence accidentelle peut se développer.

- la demande F.1.3 relative à la fermeture des portes entre le hall BK et les locaux adjacents. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 32 en annexe 1.**
- l'observation relative à des non-conformités aux exigences de conception des règles de conduite. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 33 en annexe 1.**

De plus, dans le cas d'une vidange accidentelle de la piscine BK, l'agent de terrain doit contrôler que les lignes de vidange situées en fond du compartiment de transfert et du compartiment château de plomb sont bien obstruées par un « bouchon » équipé d'une chaîne de commande. La présence de ces « bouchons » permet l'évitement de certains scénarii de vidange mais l'évaluation du risque de ne pas pouvoir fermer les bouchons de vidange n'a pas été réalisée par EDF. L'IRSN considère qu'en fonction des résultats de cette évaluation et en particulier de l'étude du retour d'expérience sur les fermetures des bouchons de vidange, EDF devra proposer des dispositions adaptées au risque. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 34 en annexe 1.**

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE IX DES RGE

Évolutions du programme d'essais périodiques du système ETY

EDF ajoute un essai de périodicité « un cycle » pour vérifier annuellement la capacité des RAP classés de l'enceinte de confinement (et valorisés dans la démonstration de sûreté) à assurer leur fonction de recombinaison passive de l'hydrogène. L'IRSN considère que la règle d'essai doit être un document autoportant cependant la valeur numérique associée au critère du seuil de démarrage des RAP ne figurent pas dans la règle d'essai. En outre, la maîtrise du risque hydrogène repose non-seulement sur l'efficacité des RAP, mais également sur la cinétique de recombinaison de l'hydrogène. Or EDF ne prévoit aucun délai à partir duquel la recombinaison des RAP est pleinement opérationnelle. De plus, pour l'IRSN, la vérification de la capacité de recombinaison des plaques des RAP est nécessaire pour confirmer le bon fonctionnement des RAP. **Ces trois points font l'objet de la recommandation n° 35 en annexe 1.**

Pour les réacteurs de Bugey et en complément des fonctions de sûreté requises pour l'APRP, le système ETY est également utilisé pour assurer un mini-balayage de l'atmosphère de l'enceinte afin de diminuer la concentration en gaz rares ou augmenter la concentration en oxygène en cas de fuites d'azote. Étant donné la condamnation de certaines vannes utilisées pour le brassage et la recombinaison, EDF ajoute un essai d'étanchéité du circuit de mini-balayage. Cependant, EDF n'a pas prévu d'essai d'étanchéité sur certaines vannes (ETY 009, 010 et 121 VA) alors que, pour l'IRSN, en cas d'inétanchéité, concomitante à l'ouverture des vannes ETY 001 et 003 VA, un contournement de l'extension de la troisième barrière est possible. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 36 en annexe 1.**

Évolutions du programme d'essais périodiques du système ASG

L'essai de fonctionnement simultané du turboalternateur du système LLS (TAS LLS) et de la turbopompe du système ASG (TPS ASG) tel que prévu dans la règle d'essais du système ASG ne demande pas leur démarrage simultané à basse pression dans les générateurs de vapeur alors qu'ils démarrent simultanément en cas de perte totale des alimentations électriques (H3). De plus, le TAS LLS est en fonctionnement sur banc de charge ce qui n'est pas représentatif de l'appel de puissance important lors du démarrage de la pompe d'injection de secours aux joints des GMPP.

Par ailleurs, même si aucune modification de nature à restreindre les débits de vapeur n'a été intégrée depuis le démarrage initial des réacteurs, d'autres facteurs pourraient conduire à un échec d'un démarrage simultané. Ainsi,

L'IRSN considère qu'un essai de démarrage simultané du TAS LLS (avec un démarrage de la pompe RIS 011 PO) et de la TPS ASG dans des conditions représentatives d'une situation H3 devrait être réalisé par EDF. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 37 en annexe 1.**

L'essai décennal de réalimentation de la bêche ASG par le système SER (ETSu pour Bugey) consiste à réaliser une vidange gravitaire réelle d'un réservoir SER dans le réservoir principal du système ASG du réacteur considéré. La perte de charge est calculée en fonction du débit de réalimentation de la bêche ASG par SER et du niveau dans les réservoirs SER et ASG. Un critère de groupe A est associé au coefficient de perte de charge ainsi déterminé. L'instruction du mode opératoire et des incertitudes de mesure associées à cet essai a été réalisée dans le cadre du palier CPY. L'IRSN considère que les modifications réalisées dans la règle d'essai du système ASG concernant cet essai pour le palier CPY à l'issue de cette instruction doivent être mises en œuvre pour la règle d'essai du système ASG du palier CPO (alternance des bèches SER lors des essais réalisés sur deux réacteurs différents, suppression de toute référence à une régression linéaire dans le second niveau de vérification de l'essai). **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 38 en annexe 1.**

Évolutions des programmes d'essais périodiques des systèmes SEB, SEC et CRF

EDF ne propose pas d'essai vérifiant que le débit de l'eau brut circulant dans les échangeurs RRI/SEB (Fessenheim) - RRI/SEC (Bugey) est conforme à celui requis au titre du rapport de sûreté. Pour l'IRSN, les valeurs attendues de ces débits devraient être précisées dans la règle d'essais et vérifiées lors de l'essai vérifiant la puissance thermique des échangeurs RRI/SEB (Fessenheim) respectivement RRI/SEC (Bugey). **Ce point fait l'objet de l'observation n° 4 en annexe 2.**

Recommandations s'appliquant à la centrale de Fessenheim

Les réfrigérants du système de conditionnement des locaux électriques et de la salle de commande (DCC) sont refroidis par le système SEB. Un essai consistant à contrôler la valeur du débit SEB en pleine ouverture des vannes pressostatiques asservies à la pression des réfrigérants est systématiquement réalisé avant l'entrée en période de grands chauds. L'IRSN considère qu'il est également nécessaire de vérifier le débit SEB minimal en-dessous duquel le bon fonctionnement des utilisateurs DCC n'est plus garanti en situation accidentelle et de le vérifier périodiquement. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 39 en annexe 1.**

L'huile et le local des pompes du système RCV sont refroidis par le circuit SEB. En 2011, l'IRSN a constaté que l'efficacité des réfrigérants d'huile des pompes RCV ne faisait pas l'objet d'essais dans le cadre du chapitre IX des RGE. En mars 2013, EDF a déclaré un événement significatif pour la sûreté (ESS) relatif au débit d'eau brute inférieur au débit de conception sur les réfrigérants d'huile des pompes RCV. En action corrective, EDF a prévu de remplacer les réfrigérants des trois pompes RCV des réacteurs de Fessenheim afin d'augmenter leur capacité d'échange thermique et ainsi respecter les performances requises lors d'un APRP, avec un débit minimal d'eau brute SEB et des conditions de températures extrêmes. Dans le cadre de l'instruction de cette modification matérielle, l'IRSN a recommandé [4] la réalisation d'un essai d'équilibrage des débits SEB entre les différents utilisateurs. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 40 en annexe 1.**

Recommandation s'appliquant à la centrale du Bugey

Le système SEB du Bugey refroidit les échangeurs de plusieurs systèmes supports de fonctions de sauvegarde : ventilation des locaux des moteurs des pompes EAS et ISBP (DVNF) et des pompes du système RCV (DVNC) ainsi que les réfrigérants associés aux circuits d'huile des pompes RCV.

La règle d'essais du système SEB de Bugey demande de réaliser un essai périodique d'équilibrage des débits des utilisateurs SEB. Cet essai consiste à contrôler la disponibilité des différents circuits et à vérifier les débits sur les échangeurs de sauvegarde RCV, DVNf et DVNc. Un critère de groupe B est associé à l'ensemble de ces critères. En cas de non-respect de l'équilibrage des débits, le bon fonctionnement des systèmes de sauvegarde RIS, EAS et RCV est remis en cause. L'IRSN considère que le critère associé à l'équilibrage des débits doit donc être de groupe A. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 41 en annexe 1.**

Intégration du dossier SPA/ICPA

Les informations requises pour la conduite accidentelle sont élaborées à partir d'alarmes ou de mesures analogiques issues de capteurs dont il convient de réaliser des essais périodiques. Le dossier SPA/ICPA du PTD n° 2 du palier CP0 introduit de nouvelles exigences sur ces informations. Or la réalisation des EP, tels que définis dans les référentiels actuels, ne permet pas de respecter l'ensemble de ces nouvelles exigences. EDF propose donc de modifier les PEP des systèmes impactés.

Dans le cadre de la vérification des seuils de protection du système d'instrumentation des processus (SIP), l'essai bimestriel de l'information SPA « pression enceinte » conduit à la perte de la redondance de cette information ainsi qu'à l'indisponibilité d'une chaîne de protection requise, chaîne non en position de sécurité. Or l'existence de commutateurs de test associés aux capteurs de pression de l'enceinte, confirmés par EDF sur le palier CP0, permet une mise en position sûre de la chaîne de protection. Compte tenu que ce commutateur permet de ne pas générer d'autre indisponibilité, l'IRSN considère que cette précision devrait être apportée par EDF dans les documents du chapitre IX des RGE des réacteurs du Bugey et de Fessenheim impactés par l'existence de commutateurs de test. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 5 en annexe 2.**

Les mesures de niveau de la piscine BR, de débit d'injection aux joints des pompes primaires (JPP) et de débit de charge du système RCV ainsi que celle de débit d'injection de sécurité haute pression via le réservoir d'eau borée ou via la ligne de contournement de ce réservoir sont requises au titre des informations ICPA. Le contrôle d'étalonnage de ces capteurs est donc reclassé en critère de groupe A. Par contre, l'IRSN note qu'EDF n'a pas reclassé l'essai de validation fonctionnelle de ces capteurs. Or pour l'IRSN, l'essai périodique qui permet de valider fonctionnellement ces capteurs qui sont valorisés par la démonstration de sûreté doit être classé en critère de groupe A. **Ce point fait l'objet des recommandations n° 42 à 44 en annexe 1.**

La mesure de niveau de la bache d'expansion du système RRI est requise au titre des informations ICPA. Un contrôle d'étalonnage de ce capteur est donc créé en critère de groupe A en cohérence avec les autres contrôles d'étalonnage des capteurs. Par ailleurs, au titre des principes généraux de contrôles des capteurs importants pour la sûreté, EDF a ajouté, dans le cadre de l'instruction, un essai de validation fonctionnelle sur le capteur de mesure de niveau de la bache RRI des réacteurs du Bugey. Par contre, EDF indique que, contrairement à Bugey, il n'y a pas de capteur en local sur les réacteurs de Fessenheim permettant la validation fonctionnelle du capteur de mesure de niveau de la bache RRI. L'IRSN note une singularité matérielle entre les sites du Bugey et de Fessenheim conduisant à ne pas réaliser de validation fonctionnelle de ce capteur important pour la sûreté pour les réacteurs de Fessenheim. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 45 en annexe 1.**

En conclusion, sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des recommandations formulées en annexe 1, l'IRSN considère acceptable la mise en œuvre du PTD n° 2 du palier CP0.

Pour le Directeur général et par délégation,

Franck BIGOT

Adjoint au Directeur de l'Expertise de Sûreté

Annexe 1 à l'Avis IRSN/2017-00245 du 20 juillet 2017

Recommandations

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE III DES RGE

Déclinaison du nouveau domaine complémentaire (NDC)

Recommandation n° 1

L'IRSN recommande que l'indisponibilité de la fonction de basculement de l'armoire LLS 001 AR sur le tableau LKE (Fessenheim) ou LKW (Bugey) soit classée en groupe 1 et que la conduite à tenir des événements qui lui sont associés en RP et AN/GV requière d'amorcer le repli du réacteur sous sept jours en AN/GV aux conditions de connexion du RRA. Ce délai sera ramené à trois jours, si la fonction est simultanément requise sur les réacteurs appairés.

Intégration du dossier SPA/ICPA

Recommandation n° 2

L'IRSN recommande que, dans tous les états où le circuit primaire est fermé, l'indisponibilité d'un seul capteur de niveau gamme large d'un générateur de vapeur requis des réacteurs du palier CP0 soit considérée comme une « perte totale de l'information ».

Recommandation n° 3

L'IRSN recommande qu'une information ICPA du domaine complémentaire du premier groupe soit créée pour la perte totale des mesures de température en branche froide du circuit primaire dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV.

Recommandation n° 4

L'IRSN recommande que l'ICPA « Niveau bêche ASG » fasse l'objet d'une ICPA du DC du premier groupe dans tous les domaines d'exploitation jusqu'en API-EO compris.

Recommandation n° 5

L'IRSN recommande que l'ICPA « Niveau GV gamme large » soit reclassée dans la liste des mesures ICPA du domaine complémentaire du premier groupe dans le domaine d'exploitation API-EO.

Recommandation n° 6

L'IRSN recommande que la mesure de température en branche chaude du circuit primaire, à l'aspiration du circuit RRA, soit requise disponible en tant qu'ICPA dans les domaines d'exploitation API-EO et API-SO.

Recommandation n° 7

L'IRSN recommande que les ICPA de perte de chaque alarme indiquant la perte du tableau LHA ou LHB fasse l'objet d'une ICPA du premier groupe dans les domaines d'exploitation RP à API-SO.

Recommandation n° 8

L'IRSN recommande que l'ICPA portant sur la pression du circuit primaire soit classée dans la liste des mesures ICPA du domaine complémentaire du premier groupe, dans le domaine d'exploitation API-SO.

Recommandation n° 9

L'IRSN recommande que les ICPA relatives à la perte de la source froide et à la température du système RRI soient requises en tant qu' « ICPA du domaine complémentaire du premier groupe » jusqu'en API-SO.

Recommandation n° 10

L'IRSN recommande que les informations relatives à l'application de la procédure du chapitre VI des RGE de perte du système RRI soient classées en ICPA du DC du premier groupe de RP jusqu'en API-SO.

Recommandation n° 11

L'IRSN recommande qu'au titre de la prévention des risques particuliers pour la sûreté lorsque l'inventaire en eau du circuit primaire est réduit, en complément des requis STE qui découlent de la prise en compte de la conduite post-accidentelle, que :

- le capteur RCP 012 MN soit requis en API-EO et en API-SO lorsque le niveau du circuit primaire est dans sa plage d'utilisation ;
- l'événement correspondant à l'indisponibilité d'au moins une mesure de niveau primaire parmi celles disponibles lorsque le niveau du circuit primaire est dans sa plage d'utilisation en API, soit maintenu en groupe 2 en API-EO et en API-SO.

Recommandation n° 12

L'IRSN recommande que l'indisponibilité du capteur RCP 488 MN (Bugey) / RCP 999 MN (Fessenheim) lorsque le niveau du circuit primaire est inférieur au niveau bas de la plage de travail du plan de joint de la cuve fasse l'objet d'un classement en groupe 1 en API-EO et API-SO.

Recommandation n° 13

L'IRSN recommande qu'EDF maintienne les prescriptions actuelles associées aux chaînes de mesure « haute activité enceinte » en API-EO, en API-SO et APR.

Recommandation n° 14

L'IRSN recommande qu'EDF maintienne les prescriptions actuelles associées aux mesures de température de sortie du cœur en API-SO avant déchargement, lorsque le trou d'homme pressuriseur est ouvert et que le niveau primaire est inférieur au niveau bas de la plage de travail du plan de joint de la cuve.

Recommandation n° 15

L'IRSN recommande que la perte de la redondance d'une ICPA du domaine complémentaire dont la perte totale est classée en groupe 1 soit ajoutée à la liste des ICPA du DC du deuxième groupe.

Déséquilibre azimutal de puissance neutronique en dessous de 50 % de puissance nucléaire

Recommandation n° 16

L'IRSN recommande qu'EDF clarifie la gestion de l'indisponibilité en RP d'une chaîne de mesure neutronique de puissance lorsque la puissance du réacteur est inférieure à 10 % de Pn et justifie la conduite à tenir associée.

Prescriptions lorsque le niveau primaire est inférieur au NBTPJC

Recommandation n° 17

L'IRSN recommande que le paragraphe du domaine d'exploitation API-EO « prescriptions complémentaires à observer avant déchargement lorsque le niveau primaire est inférieur au niveau bas de la plage de travail du plan de joint de cuve » soit supprimé ou modifié pour préciser les limitations associées au passage dans cette configuration.

Indisponibilités des tableaux électriques secourus de 380 V

Recommandation n° 18

L'IRSN recommande qu'EDF complète, dans les STE du PTD n°2 du palier CPO, la conduite à tenir des événements LLI 1, dans les domaines d'exploitation RP à API-SO, par les mesures compensatoires prévues, dans le référentiel actuellement applicable, au titre de la conduite à tenir des événements générés en cas de perte de ces tableaux, et pouvant être effectives avant le délai de réparation prévu par la conduite à tenir des événements LLI 1.

Recommandation n° 19

En cas d'indisponibilité du tableau secouru LLC des réacteurs de Bugey, l'IRSN recommande que :

- en AN/RRA et API-Fermé, EDF propose des mesures compensatoires ;
- en API non-fermé, EDF réalise, à l'aide de son propre modèle EPS, spécifique au site du Bugey, une évaluation probabiliste de l'accroissement de risque, prenant en compte la remontée du niveau du circuit primaire au niveau bas de la plage de travail du plan de joint de la cuve et, dans le cas où cet accroissement serait supérieur à la valeur repère de 10^{-7} , propose des mesures compensatoires complémentaires ou modifie la stratégie proposée.

Recommandation n° 20

L'IRSN recommande qu'EDF réalise, à l'aide de son EPS spécifique au site de Fessenheim, une évaluation probabiliste de l'accroissement de risque à la suite de l'indisponibilité pendant 24 heures des tableaux secouru LLA ou LLB des réacteurs de Fessenheim dans chaque domaine d'exploitation et, dans le cas où cet accroissement de risque serait supérieur à la valeur repère de 10^{-7} , propose des mesures compensatoires ou modifie la stratégie proposée.

Suppression de la contrainte sur les EIS lorsque le réacteur est en arrêt pour rechargement du combustible

Recommandation n° 21

L'IRSN recommande qu'EDF précise, dans un référentiel d'exploitation pérenne, que les actions suivantes doivent être réalisées avant et pendant la levée des équipements internes supérieurs de la cuve :

- respect des consignes sur la vitesse de levée des équipements internes supérieurs et surveillance de l'affichage du peson ;
- mise en œuvre d'une inspection télévisuelle lors de la levée des équipements internes supérieurs ;
- arrêt de la levée des équipements internes supérieurs, lorsque la base des internes se situe à environ 400 mm au-dessus de la bride de cuve puis contrôle à la caméra de l'absence d'assemblage(s) ou grappe(s) ;
- en présence d'assemblage ou grappe coincé, application de la conduite à tenir.

Remplacement d'une source électrique interne par la turbine à combustion en cas de fortuit

Recommandation n° 22

L'IRSN recommande qu'EDF ne relaxe pas la conduite à tenir de l'événement de groupe 1 LH1 (amorçage du repli sous trois jours) concernant l'indisponibilité fortuite d'une source électrique interne (diesel de secours).

Permutation des pompes RCV

Recommandation n° 23

L'IRSN recommande qu'EDF prescrive, dans les STE PTD n°2, une durée maximale par année calendaire de mise en indisponibilité d'une voie du système RCV en cas de requalification d'une pompe RCV à la suite d'une maintenance préventive.

Indisponibilité des chaînes neutroniques

Recommandation n° 24

L'IRSN recommande qu'EDF justifie la CB minimale requise en AN/RRA lorsqu'une CNS (respectivement une CNI) doit être rendue indisponible afin de réparer la CNI (respectivement la CNS) indisponible du même fourreau.

ÉVOLUTIONS DES SPÉCIFICATIONS CHIMIQUES

Recommandation n° 25

L'IRSN recommande qu'une limite en teneur en oxygène dans le circuit primaire soit prescrite dans les spécifications techniques d'exploitation (paramètre STE) des réacteurs du palier CP0, dès que la température du primaire rend cela nécessaire.

Recommandation n° 26

L'IRSN recommande que les pH des systèmes DEL et SER soient requis au titre des spécifications techniques d'exploitation (paramètre STE) des réacteurs du palier CP0.

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE VI DES RGE

Recommandation n° 27

L'IRSN recommande qu'EDF mentionne dans la CIA BK les informations qui permettront à l'équipe de conduite d'initier le déclenchement du PUI en cas d'atteinte d'une température de 80 °C lorsque les capteurs de température (PTR 066 MT pour Bugey et PTR 014/013 MT pour Fessenheim) sont dénoyés.

Recommandation n° 28

L'IRSN recommande qu'EDF n'autorise le redémarrage d'une file PTR, quelle que soit la température de la piscine BK, uniquement en cas de niveau en piscine BK supérieur au niveau bas (19,3 m).

Recommandation n° 29

L'IRSN recommande qu'EDF prenne les dispositions nécessaires afin que, dans la règle EVK, la réorientation de la séquence de « traitement de la vidange » vers celle de « remise en service du refroidissement », en cas de temps de traitement de la vidange anormalement long, soit possible à la suite d'un accident de vidange de la piscine BK alors qu'un incident ou accident sur la chaudière est en cours de traitement.

Recommandation n° 30

L'IRSN recommande qu'EDF prenne les mesures nécessaires pour les réacteurs du site du Bugey afin d'assurer l'étanchéité de la trappe de la trémie d'accès du combustible au hall piscine BK en l'absence d'alimentation électrique.

Recommandation n° 31

L'IRSN recommande, en cas de perte totale des tableaux LH sur un réacteur du palier CPO, qu'EDF prévoit, dans les états ouverts hors du domaine RCD, le secours du refroidissement PTR par le réacteur apparié.

Recommandation n° 32

L'IRSN considère qu'EDF doit revoir, en cas de perte totale LH à la suite de la perte du transformateur de soutirage et du transformateur auxiliaire, la priorisation de la fermeture des portes entre le hall de la piscine et les locaux adjacents afin de maintenir, dans ces derniers, des conditions d'ambiance acceptables pour la réalisation des actions demandées par les procédures.

Recommandation n° 33

L'IRSN recommande que les demandes de redémarrage d'une file de refroidissement PTR à la suite du retour de tension sur un tableau LH dans les états ouverts et à la suite d'une remise en service du circuit RRI ou SEC dans les états fermés et ouverts doivent être respectivement enlevées de la fiche de remise sous tension de l'EFSO6 6,6 kV, et des fiches de remise en service des EFSO RRI/SEC et placées dans le document adéquat défini par les règles de conception de l'APE⁷. De même, l'IRSN recommande que le module « Redisposition RRI/SEC voie A ou B », demandant la remise en service du RRI-SEC, dans la fiche de remise sous tension de l'EFSO 6,6 kV figure dans ce document.

Recommandation n° 34

En situation de vidange de la piscine BK, l'agent de terrain contrôle que les lignes de vidange situées en fond du compartiment de transfert et du compartiment château de plomb sont bien obstruées par un « bouchon » équipé d'une chaîne de commande. L'IRSN recommande qu'EDF s'assure que cette action pourra être réalisée, ou prévoit une autre possibilité de bouchage de ces lignes de vidange.

⁶ EFSO : état fonction chaudière, circuit primaire ouvert.

⁷ APE : conduite accidentelle par approche par états.

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE IX DES RGE

Évolutions du programme d'essais périodiques du système ETY

Recommandation n° 35

L'IRSN recommande qu'EDF ajoute à la règle d'essais périodiques du système ETY du palier CP0 :

- La valeur du critère de seuil de démarrage relatif à l'essai périodique des RAP ;
- une mesure du délai à partir duquel la recombinaison des RAP est pleinement efficace et définisse un critère de groupe A au délai maximal associé à respecter ;
- un critère relatif à la capacité de recombinaison des RAP en précisant la valeur attendue et définisse un critère de groupe A associé à cette vérification.

Recommandation n° 36

L'IRSN recommande qu'EDF ajoute à la règle d'essais du système ETY de Bugey un essai périodique d'étanchéité des vannes ETY 009, 010 et 121 VA.

Évolutions du programme d'essais périodiques du système ASG

Recommandation n° 37

L'IRSN recommande qu'EDF réalise un essai décennal de démarrage simultané de la TPS ASG et du TAS LLS à une pression secondaire de 11 bar avec démarrage et alimentation électrique de la pompe RIS 011 PO par le TAS LLS. Un critère A devra être associé à cet essai.

Recommandation n° 38

L'IRSN recommande qu'EDF modifie l'essai périodique décennal de réalimentation gravitaire de la bêche du système ASG par le système SER (ETSu) du palier CP0 en cohérence avec le même essai réalisé sur le palier CPY.

Évolutions du programmes d'essais périodiques des systèmes SEB, SEC et CRF

Recommandation n° 39

L'IRSN recommande qu'EDF vérifie, à chaque cycle, le débit minimal dans les échangeurs SEB/DCC de Fessenheim permettant de garantir le bon fonctionnement des utilisateurs DCC. Un critère de groupe A devra être associé à cet essai.

Recommandation n° 40

L'IRSN recommande qu'EDF ajoute, au titre du chapitre IX des RGE de Fessenheim, un essai de périodicité cycle visant à vérifier l'équilibrage du débit SEB entre les différents utilisateurs du système SEB. Un critère de groupe A devra être associé à cet essai.

Recommandation n° 41

L'IRSN recommande qu'EDF reclasse en groupe A, dans la règle d'essais périodiques du système SEB de Bugey, le critère de l'essai d'équilibrage du débit SEB d'alimentation des systèmes DVNf, DVNc et RCV.

Intégration du dossier SPA/ICPA

Recommandation n° 42

L'IRSN recommande qu'EDF procède au classement en critère de groupe A la validation fonctionnelle des capteurs du système RCP de « Niveau piscine BR ».

Recommandation n° 43

L'IRSN recommande qu'EDF procède au classement en critère de groupe A de la validation fonctionnelle des capteurs de débit de charge et d'IJPP du système RCV.

Recommandation n° 44

L'IRSN recommande qu'EDF procède au classement en critère de groupe A de la validation des capteurs délivrant les mesures de débit de l'injection de sécurité haute pression.

Recommandation n° 45

L'IRSN recommande qu'EDF procède, à l'instar du Bugey, à la modification nécessaire à la mise en place d'un capteur de niveau de la bache d'expansion du système RRI de Fessenheim sur lequel il procédera à un essai de validation fonctionnelle à chaque cycle, ou à défaut justifie l'absence de ce capteur. Cette validation fonctionnelle sera sanctionnée par un critère de groupe B en cohérence avec les paliers CPY et 1300 MWe.

Annexe 2 à l'Avis IRSN/2017-00245 du 20 juillet 2017

Observations

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE III DES RGE

Déclinaison du nouveau domaine complémentaire (NDC)

Observation n° 1

L'IRSN estime qu'EDF devrait étudier à l'échéance des DA VD4 des paliers CP0 et CPY le gain pour la sûreté qui pourrait être apporté par l'introduction dans les STE d'un délai de restitution de la pompe RIS 011 PO lors des activités de maintenance préventive les plus fréquentes.

Observation n° 2

EDF s'engage à analyser la nécessité de reclasser en groupe 1 l'indisponibilité de l'« arrêt automatique des GMPP sur haute température des paliers/butées des moteurs », lorsque le PTD n° 2 du palier CP0 et les dossiers d'amendement au chapitre VI des RGE « Perte partielle de la source froide » auront été approuvés.

Disponibilité des recombineurs auto catalytiques passifs (RAP)

Observation n° 3

L'IRSN estime que, dans les STE du PTD n°2 du palier CP0, la conduite à tenir en cas d'indisponibilité d'un ou deux recombineurs auto-catalytique passifs devrait mentionner que les deux RAP susceptibles de remplacer les RAP requis doivent être suffisamment espacés l'un de l'autre.

ÉVOLUTIONS DU CHAPITRE IX DES RGE

Évolutions des programmes d'essais périodiques des systèmes SEB, SEC et CRF

Observation n° 4

L'IRSN estime qu'EDF devrait préciser, dans la règle d'essais du système RRI du palier CP0, les valeurs attendues des débits RRI et SEC et de température de la source froide lors de l'essai vérifiant la puissance thermique des échangeurs RRI/SEC.

Intégration du dossier « surveillance post-accidentelle »

Observation n° 5

L'IRSN considère qu'EDF devrait mettre à jour le programme d'essais périodiques du système SIP du chapitre IX des RGE des sites du Bugey et de Fessenheim pour indiquer la possibilité de mise en position « sûre » des chaînes de protection lors de la réalisation des essais faisant intervenir l'information SPA « Pression enceinte ».

Annexe 3 à l'avis IRSN/2017-00245 du 20 juillet 2017

Terminologie

Domaine d'exploitation : un domaine d'exploitation du réacteur regroupe des états du réacteur qui présentent des caractéristiques thermohydrauliques et neutroniques voisines, ainsi que des conditions ou finalité d'exploitation similaires.

Événement : on désigne par événement toute non-conformité aux règles associées à chaque domaine d'exploitation (indisponibilité d'une fonction requise, franchissement des limites définies en fonctionnement normal).

Événement de groupe 1 : non-conformité remettant en cause le respect des exigences et des hypothèses d'étude de la démonstration de sûreté.

Événement de groupe 2 : non-conformité défiabilisant une fonction importante pour la sûreté.

Critère d'essais de groupe A : critère dont le non-respect met en cause directement un ou plusieurs objectifs de sûreté.

Critère d'essais de groupe B : critère dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans que pour cela ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, systématiquement remises en cause. Le non-respect de ce critère ne compromet pas directement les objectifs de sûreté.