

Fontenay-aux-Roses, le 12 août 2015

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN N° 2015-00270

Objet : Réacteurs électronucléaires - EDF
REP - Tous paliers
Écart de conformité relatif à la température dans les locaux LLS (EC 249).

Réf. : [1] Saisine CODEP-DCN-2012-040076 du 11 mars 2013.
[2] Avis IRSN 2015-00218 du 30 juin 2015.
[3] Avis IRSN 2015-00257 du 31 juillet 2015.

En réponse à la saisine citée en référence [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a examiné les récentes déclarations d'évènements significatifs pour la sûreté (ESS), l'environnement ou la radioprotection transmises par EDF. Dans ce cadre, l'IRSN a retenu l'écart de conformité à caractère générique sur les paliers 1300 MWe et N4 relatif à la température importante pouvant régner dans le local du groupe Turbo-alternateur de production de 380 V d'ultime secours (TAS du système LLS).

Cet événement fait suite à un ESS déclaré par l'exploitant de la centrale nucléaire de Fessenheim. En mai 2012, les températures observées dans le local du TAS du système LLS du réacteur n° 2 l'ont amené à soupçonner un risque de dépassement des températures maximales de fonctionnement des matériels les plus sensibles du système LLS. L'état des lieux réalisé sur l'ensemble du Parc à la suite de ce constat a montré que cet écart affectait également tous les autres réacteurs du Parc, ce qui a conduit EDF à déclarer deux ESS à caractère générique classés au niveau 1 de l'échelle INES : le premier, le 28 mars 2014 pour les réacteurs du Bugey et du palier CPY, et le second, le 17 décembre 2014 pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4.

L'IRSN a évalué la pertinence et la suffisance de la stratégie de traitement par EDF de cet écart de conformité sur les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4, mais également sur les réacteurs du Bugey et du palier CPY. Le cas des réacteurs de Fessenheim n'est pas abordé dans cette analyse car la modification matérielle permettant de résorber l'écart a d'ores et déjà été intégrée sur les deux réacteurs.

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

Siège social
31, av. de la Division Leclerc
92260 Fontenay-aux-Roses
Standard +33 (0)1 58 35 88 88
RCS Nanterre B 440 546 018

PRÉSENTATION DE L'ÉCART ET ANALYSE D'EDF

Sur l'ensemble des réacteurs du Parc en exploitation, excepté ceux de Fessenheim, les apports thermiques induits par le conditionnement et le fonctionnement du TAS LLS conduisent à atteindre très rapidement des températures supérieures, dans le local concerné, aux températures admissibles par certains matériels (de 40 à 60 °C selon les équipements) nécessaires au fonctionnement du système LLS.

En cas de perte totale des alimentations électriques (situation H3), pouvant survenir du fait de la perte, pour un réacteur, des deux tableaux secourus de 6,6 kV (LHA et LHB) (situation nommée « DCC-LH »¹) ou des deux sources externes et des deux sources internes (situation nommée « H3 hors DCC-LH »), le TAS LLS assure l'alimentation électrique de la pompe de secours de l'Injection aux joints des pompes primaires (IJPP) (pompe RIS 011 PO pour les réacteurs du palier 900 MWe et RCV 191 PO pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4). Il est démarré automatiquement sur un manque de tension sur les tableaux LHA et LHB, car si l'injection au niveau de ces joints est interrompue sur une durée supérieure à 120 s² lorsque la pression du circuit primaire est supérieure à 45 bar ou la température à 220 °C³, une brèche sera induite au niveau des joints des pompes primaires. Le TAS LLS assure également l'alimentation électrique des coffrets d'éclairage de la salle de commande ainsi que des systèmes d'instrumentation nécessaires à la conduite du réacteur en situation H3.

De plus, sur les réacteurs du Bugey, la Turbo-pompe de secours de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur (TPS ASG) est située dans le même local que le TAS LLS. Or son bon fonctionnement ne peut être garanti au-delà de 50 °C. En plus de son rôle dans les situations de fonctionnement de dimensionnement, la TPS ASG permet, dans les situations H3 où les motopompes ASG sont indisponibles, d'alimenter les Générateurs de vapeur (GV) afin d'assurer le refroidissement du combustible.

En conséquence, du fait de l'écart, sur tous les paliers exceptés Fessenheim, le TAS LLS et la TPS ASG pour les réacteurs du Bugey pourraient ne pas être en mesure d'assurer leur mission durant les 24 heures retenues dans la démonstration de sûreté pour les situations H3. Cependant des dispositions complémentaires⁴ sont prévues dans les Rapports de sûreté (RDS) de tous les paliers pour pallier ces situations.

¹ DCC-LH : Défaillance par cause commune des tableaux LHA/LHB de distribution 6,6 kV secourus.

² En cas d'interruption prolongée de l'injection aux joints, celle-ci ne doit pas être remise en service pour éviter un choc froid au niveau des joints pouvant dégrader leur tenue.

³ Même en absence d'injection aux joints des pompes primaires et de refroidissement de leurs barrières thermiques, l'intégrité de ces joints est assurée dès que la température du circuit primaire est inférieure à 220 °C et la pression à 45 bar.

⁴ Disposition complémentaire : Les initiateurs de type « *défaillance unique* », survenant notamment « *réacteur en puissance* », ont été pris en compte à la conception des réacteurs. Par la suite, le retour d'expérience et les Études probabilistes de sûreté (EPS) ont montré l'intérêt et la nécessité d'étudier également, lors de la vérification du niveau de sûreté des installations, les initiateurs de type « *défaillances multiples* » ainsi que ceux pouvant survenir dans les états d'arrêt (défaillance unique ou défaillances multiples). Ces initiateurs ainsi que certaines séquences accidentelles du type « *défaillance unique suivie par la défaillance d'un système de sauvegarde* » font l'objet des études du « *Nouveau domaine complémentaire (NDC)* ». Ces études du RDS, reprises lors du chaque réexamen de sûreté, permettent donc de compléter la liste des fonctions ou équipements considérés « *nécessaires à la démonstration de sûreté* » : les fonctions ou équipements ainsi rajoutés sont appelés « *dispositions complémentaires* ».

Situation DCC-LH

À la suite de la défaillance des tableaux LHA et LHB puis du TAS LLS du fait de l'augmentation de la température dans le local du TAS, la disposition complémentaire « *fiabilisation de l'injection aux joints des pompes primaires* » permet le basculement automatique de l'alimentation de l'armoire inter-tranches LLS 001 AR (réacteurs de 900 MWe) ou du tableau LLS 001 TB (réacteurs de 1300 MWe ou de 1450 MWe-palier N4) vers les tableaux permanents non secourus LK* de distribution 380 V (LKW pour Bugey, LKI pour le palier CPY, LKE pour le train P4, LKJ pour le train P'4 et le palier N4). Cette disposition permet d'assurer le maintien de l'IJPP, de l'alimentation de l'éclairage de la salle de commande, ainsi que des systèmes d'instrumentation nécessaires à la conduite du réacteur en situation DCC-LH.

Cependant, dans le cas des réacteurs du palier 1300 MWe, cette disposition complémentaire ne peut être valorisée car le disjoncteur LLS 011 JA permettant le basculement du tableau LLS 001 TB sur le tableau LKE/J se situe dans le local du TAS LLS. Or au-delà de 40 °C, son ouverture n'est pas assurée ce qui rend inopérante la disposition complémentaire. Le réacteur se trouverait donc en situation de perte des tableaux LHA et LHB avec une brèche au niveau du Circuit primaire principal (CPP) sans moyen permettant de compenser la perte de l'inventaire en eau du CPP, ce qui aboutirait à un découverture du cœur. Pour éviter cette situation, EDF a prévu une modification actuellement en cours d'intégration sur tous les réacteurs du palier 1300 MWe. Celle-ci consiste à modifier le contrôle-commande afin d'alimenter le tableau LLS 001 TB directement par les tableaux 380 V non secourus LK* sans démarrer le TAS LLS, ce qui permet d'éviter l'échauffement des locaux du TAS.

Dans le cas des réacteurs de Bugey, pour pallier la défaillance de la TPS ASG, il existe dans le RDS, une disposition complémentaire « *alimentation des GV par l'Alimentation normale des générateurs de vapeur (ANG) en secours de la TPS ASG* ». Celle-ci permet d'alimenter les GV, partiellement dépressurisés, depuis le condenseur, en contournant les turbopompes alimentaires. Néanmoins, le Rapport de sûreté (RDS) indique que cette disposition ne peut être valorisée que si la TPS ASG a fonctionné préalablement à sa mise en œuvre a minima trois heures⁵ après le début de l'accident, ce qui ne peut être garanti au vu des valeurs de température atteintes dans le local. Les GV n'étant plus alimentés, l'évacuation de la puissance résiduelle ne serait plus assurée. Pour éviter cette situation, EDF a mis en place une modification du chapitre VI des Règles générales d'exploitation (RGE), déjà d'application sur les réacteurs de Bugey, consistant à ouvrir trois portes du local et à les condamner en position ouverte afin de permettre l'évacuation de la chaleur. Les simulations effectuées par EDF montrent que la température atteinte dans le local dans ces conditions serait compatible avec le fonctionnement de la TPS ASG durant les trois heures nécessaires.

Situation H3 hors DCC-LH

À la suite de la perte des alimentations électriques externes et internes, le TAS LLS démarre mais est rapidement perdu du fait de l'augmentation de la température dans le local. Contrairement à la situation DCC-LH, l'armoire LLS 001 AR ou le tableau LLS 001 TB ne peuvent être réalimentés par les tableaux LK*, ceux-ci n'étant plus eux-mêmes alimentés. La pompe qui assure l'IJPP s'arrête ce qui provoque une fuite primaire au niveau des joints des pompes primaires. Cependant, la disposition

⁵ Temps nécessaire à la mise en œuvre de la disposition complémentaire.

complémentaire « *Mise en service manuelle de la Turbine à combustion (TAC)* (pour les réacteurs de Bugey et des paliers 1300 MWe et N4) *ou du Groupe électrogène d'ultime secours (GUS)* (pour les réacteurs du palier CPY) » permet, en couplant la TAC ou le GUS sur un tableau LHA (ou LHB)⁶, de retrouver un moyen d'appoint au circuit primaire (alimentation d'une pompe d'injection de sécurité). Le délai maximal dont dispose l'opérateur, après la première alarme, pour mettre en service cet appoint afin d'éviter le découvrement du cœur, est de plus de 2 heures pour les réacteurs de 900 MWe, et d'environ 4 heures pour les réacteurs de 1300 MWe et N4. Jusqu'à la mise en œuvre de la TAC ou du GUS, EDF considère que l'alimentation électrique des coffrets d'éclairage de la salle de commande et des systèmes d'instrumentation nécessaires à la conduite du réacteur, compte tenu que le TAS LLS ne pourra plus assurer ses missions du fait de l'écart, sera secourue par des batteries de la voie A, disposant d'une autonomie de deux heures. Par ailleurs, pour les paliers 1300 MWe et N4, les moyens minimaux de conduite en local des GV pourront être alimentés depuis une batterie de la voie B (LDC ou LHD, selon le palier), dont la mise en économie est demandée par le chapitre VI des RGE.

Cependant, dans le cas des réacteurs du palier 1300 MWe, la disposition complémentaire « *Mise en service manuelle de la TAC* » du RDS ne peut plus être valorisée. En effet, il a été montré que la puissance électrique délivrée par la TAC ne serait pas suffisante pour mettre en service l'injection de sécurité en situation H3 cumulée avec une brèche aux joints des pompes primaires. Cette anomalie d'étude a fait l'objet d'une déclaration d'ESS. Afin de pouvoir malgré tout valoriser la TAC dans ces situations, EDF a déclaré une Instruction temporaire de sûreté (ITS) du chapitre VI des RGE qui prévoit :

- des délestages des systèmes de sauvegarde permettant, par ailleurs, la reprise par la TAC de la fonction de secours de l'alimentation électrique nécessaire au refroidissement du circuit primaire par les GV ou par le circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt (RRA) ;
- la réalimentation de la pompe de charge voie A du système de Contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire (RCV) et de la ligne de charge pour assurer un appoint au circuit primaire.

Cette ITS a fait l'objet d'un avis de l'IRSN [2] et est d'ores et déjà d'application sur les réacteurs du palier 1300 MWe.

Dans le cas des réacteurs de Bugey, la disposition complémentaire « *Mise en service manuelle de la TAC* » suppose que la TPS ASG soit en service dès le début de l'accident et ce jusqu'à la mise en service de la TAC. Cette dernière permettra alors d'alimenter les motopompes ASG pour assurer le refroidissement du réacteur par les GV et d'alimenter l'injection de sécurité pour pallier la brèche au circuit primaire. Le délai de mise en service de la TAC estimé par EDF étant d'environ deux heures, la TPS ASG doit pouvoir fonctionner durant ce laps de temps. Comme indiqué précédemment, la modification du chapitre VI des RGE consistant à ouvrir trois portes du local et à les condamner en position ouverte afin de permettre l'évacuation de la chaleur doit permettre de répondre à cette exigence.

⁶ Sur chaque site, une TAC pour les paliers CP0, 1300 MWe et N4 ou un GUS pour le palier CPY, permet, après éclissage de celui-ci, de réalimenter un tableau électrique secouru, celui qui a perdu le premier son alimentation électrique depuis les sources externes et internes.

En conclusion, pour EDF, la mise en place de ces mesures compensatoires sur les réacteurs de Bugey et du palier 1300 MWe permet de rendre les conséquences sur la sûreté de l'écart acceptables en situation H3 pour l'ensemble des réacteurs affectés par l'écart.

Par ailleurs, pour le palier 1300 MWe, EDF conforte sa position par un éclairage probabiliste qui conclut que la mise en œuvre des deux mesures compensatoires proposées, la modification matérielle et l'ITS, permet d'abaisser à environ $3 \cdot 10^{-7}$ par an et par réacteur (/a.r) l'accroissement du risque de fusion du cœur, valeur jugée acceptable.

ANALYSE DE L'IRSN DE LA MODIFICATION MATERIELLE DU CONTROLE-COMMANDE DES REACTEURS DU PALIER 1300 MWe

La modification prévoit, dès la détection de manque de tension sur les tableaux LH et si une tension est présente sur les tableaux LK* non secourus, de ne pas démarrer le TAS et d'alimenter la pompe d'IJPP directement par les tableaux LK*. L'IRSN considère qu'en situation H3 hors DCC-LH, l'introduction de ce nouveau signal ne défaitabilise pas le démarrage du TAS, l'évolution du contrôle-commande privilégiant le fonctionnement du TAS en cas de défaut du signal « manque tension LK* ». De plus, la logique de basculement du tableau LLS vers le tableau LK* reste inchangée. Enfin, EDF indique que les tableaux LK*, bien que non classés et sans requis sismique, sont de même type que les tableaux 380 V secourus LL, bénéficient d'un programme de maintenance similaire, sont ancrés au génie civil de manière analogue et sont implantés dans des locaux au même niveau de plancher. Ces dispositions procurent aux tableaux LK*, selon EDF, une bonne robustesse au séisme malgré l'absence de requis sismique.

Toutefois, la modification du contrôle-commande conduit, dès l'entrée en DCC-LH, à alimenter le tableau LLS 001 TB par les tableaux LK* sans possibilité, en cas de perte ultérieure de ceux-ci, de rebasculer automatiquement sur le TAS du fait de la présence d'un verrouillage mécanique. Ce basculement peut être opéré manuellement en local, mais le délai de 120 s au terme duquel l'IJPP doit être restaurée est alors dépassé. Cette conception conduit à se priver de la source électrique issue du TAS LLS, même si sa disponibilité pourrait être limitée en termes de durée. Selon l'IRSN, un basculement automatique de sources depuis les tableaux LK vers le TAS LLS (le commutateur actuel du tableau LLS 001 TB ne permet que le basculement automatique depuis le TAS LLS vers les tableaux LK) permettrait, en cas de perte des tableaux LK en situation de DCC-LH, de prolonger le fonctionnement des équipements alimentés par le système LLS, en particulier la fonction IJPP. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 1 en annexe 2.**

Impact sur le chapitre III des RGE

L'examen des besoins d'évolution des Spécifications techniques d'exploitation (STE), au titre de la présente modification et de manière plus large pour disposer de mesures compensatoires satisfaisantes vis-à-vis de l'écart affectant le LLS, sont traités dans le paragraphe « Renforcement des moyens de substitution du TAS LLS ou de la TPS ASG ».

Impact sur le chapitre VI des RGE

Dans la procédure ECP1⁷ du chapitre VI des RGE, si le tableau LLS n'est pas vu sous tension (dans le cas où l'alimentation du tableau LLS 001 TB par le tableau LK* n'est pas disponible ou que l'automatisme de basculement n'a pas fonctionné), l'opérateur demandera (en cas de défaillance des automatismes) la mise en service du TAS LLS et ne tentera, lors de la mise en service de la pompe RCV 191 PO, l'alimentation du tableau LLS 001 TB par le tableau LK* qu'en cas d'échec de la mise en service du TAS LLS. L'IRSN estime, qu'au regard de l'échauffement induit du local LLS, les situations dans lesquelles le TAS LLS serait en fonctionnement devrait être limitées autant que possible. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 2 en annexe 2.**

Par ailleurs, en situation H3, l'armoire LLS 003 AR, permettant l'alimentation des moyens minimaux de conduite des GV, est réalimentée soit à partir du tableau LLS 001 TB, soit à partir du Groupe électrogène (GE) LLS⁸. Dans les états pour lesquels la mise en service de la pompe RCV 191 PO n'est pas recherchée (c.-à-d. les états pour lesquels la température en branches chaudes est inférieure à 220 °C, le circuit RRA étant connecté ou non, le circuit primaire étant fermé ou non) les procédures de conduite incidentelle et accidentelle prévoient la situation de non fonctionnement de l'automatisme de basculement du tableau LLS 001 TB sur le tableau LK*. Dans le contexte de temps limité en raison de l'épuisement des batteries du tableau LDC, l'IRSN estime qu'il convient pour ces états de tenter en premier une réalimentation de l'armoire LLS 003 AR par le GE LLS plutôt que de confirmer manuellement le basculement qui n'a pas fonctionné de façon automatique (si c'est le cas). **Ce point fait l'objet de l'observation n° 3 en annexe 2.**

Enfin, dans les états pour lesquels le circuit RRA est connecté au circuit primaire, en situation H3 hors DCC-LH, bien que la pression de la vapeur ne soit pas suffisante, les vannes d'admission de la vapeur dans le TAS LLS s'ouvrent. La remontée en pression des GV, demandée par les procédures de conduite, conduira à la mise en service du TAS LLS et donc à l'échauffement du local. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 1 en annexe 1.**

Impact sur le chapitre IX des RGE

La modification impacte la Règle d'essai (RE) du chapitre IX des RGE du système LLS dont les évolutions sont présentées dans une Fiche d'amendement (FA). EDF propose de vérifier périodiquement au titre du chapitre IX des RGE la réalimentation automatique du tableau LLS 001 TB par un tableau LK* en cas de situation DCC-LH.

Cet essai sera réalisé en simulant un manque de tension sur les tableaux LHA et LHB en concomitance avec une présence tension sur le tableau LK*. Les critères vérifiés sont le délai de réalimentation du tableau LLS 001 TB par le tableau LK* et le verrouillage des deux vannes d'alimentation en vapeur du TAS LLS.

Concernant la vérification de ce deuxième critère, la fiche d'amendement ne mentionne pas en quoi consiste ce contrôle et notamment si la non-ouverture des deux vannes d'alimentation en vapeur du

⁷ ECPi : règle de conduite du circuit primaire (i=1 à 4)

⁸ Le GE LLS appelé également « mini-DUS » a été récemment installé pour répondre à une prescription technique de l'ASN à la suite des ECS post-Fukushima (modification matérielle post-Fukushima PNPP 0/1/2/3/4682) afin de réalimenter l'armoire ou le tableau LLS.

TAS LLS et le non-démarrage du TAS LLS sont vérifiés. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 4 en annexe 2.**

Enfin, compte tenu de cette modification, les libellés des contrôles déjà existants mentionnés dans le tableau du chapitre IX des RGE ne sont plus adaptés. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 5 en annexe 2.**

L'examen des autres besoins d'évolution du chapitre IX des RGE, au titre de la présente modification et de manière plus large pour disposer de mesures compensatoires satisfaisantes vis-à-vis de l'écart affectant le LLS, sont traités dans le paragraphe « Renforcement des moyens de substitution du TAS LLS ou de la TPS ASG ».

ANALYSE PAR L'IRSN DE L'ÉCART AFFECTANT LE TAS LLS OU LA TPS ASG

Conséquences potentielles de l'indisponibilité du TAS LLS (réacteurs de Bugey, des paliers CPY, 1300 MWe et N4)

En situation H3, le TAS LLS participe, comme fonction support, au maintien de l'intégrité du circuit primaire en assurant l'alimentation de l'injection aux joints des pompes primaires. En cas d'interruption de cette alimentation, les Études probabilistes de sûreté (EPS) considère que :

- dans la majorité des cas, cette brèche sera d'une taille faible (débit initial de fuite à la brèche de 5 t/h par pompe) et conduira au découvrement du combustible au bout de quelques dizaines d'heures ;
- dans un nombre réduit de cas, la brèche induite sera, par contre, d'un débit suffisamment important (60 t/h par pompe pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe ou 127 t/h par pompe pour les réacteurs de 1450 MWe) pour conduire au découvrement du cœur sous un délai de quelques heures.

Deux dispositions complémentaires sont prévues dans le RDS pour pallier ces situations :

- pour la situation DCC-LH, le basculement automatique sur un tableau permanent LK* du tableau LLS 001 AR/TB, dont le rôle est également de maintenir l'intégrité du circuit primaire ;
- pour la situation H3 hors DCC-LH, la mise en service manuelle de la TAC (paliers CP0, 1300 MWe et N4) ou du GUS (palier CPY), dont le rôle est d'alimenter un moyen d'appoint au circuit primaire.

Le TAS LLS participe également, grâce à sa fonction de secours de réalimentation électrique du contrôle-commande, au refroidissement du circuit primaire en situation H3. En effet, pour les paliers CP0 et CPY, le TAS LLS permet la conduite des GV depuis la salle de commande. Pour les paliers 1300 MWe et N4, la conduite des GV depuis la salle de commande n'étant possible qu'en voie B, le TAS LLS alimente aussi les mesures de niveau des GV retransmises dans les locaux des TPS ASG, nécessaires à la conduite des GV en local. En effet, lorsqu'une turbopompe alimente en eau des GV, son débit doit être réglé (en réglant, depuis la salle de commande ou en local, soit la position des vannes ASG, soit la vitesse de la TPS ASG) pour que, d'une part la puissance résiduelle puisse être évacuée, d'autre part le remplissage des GV et l'arrivée d'eau dans la turbine soient évités.

Cependant, si le TAS LLS est indisponible, des alimentations électriques de substitution permettent, dans des cas particuliers, d'assurer cette fonction :

- le basculement automatique sur un tableau permanent LK* de LLS 001 AR/TB. Cette disposition peut assurer les deux fonctions du TAS LLS (confinement et refroidissement), mais uniquement en situation DCC-LH ;
- pour la situation H3 hors DCC-LH, la mise en service manuelle de la TAC (paliers CP0, 1300 MWe et N4) ou du GUS (palier CPY) permettant de remettre en service le système de contrôle-commande nécessaire à la conduite des GV ou même d'alimenter une motopompe ASG ;
- pour toute situation H3, mais uniquement pour le palier CPY, le basculement manuel de l'alimentation du coffret nécessaire à la conduite des GV (LNE 360 CR, normalement alimenté depuis les tableaux secourus et alimentable depuis l'armoire LLS 001 AR), sur le coffret LNE 360 CR du réacteur jumeau ;
- pour toute situation H3, le basculement manuel de l'armoire ou coffret nécessaire à la conduite des GV (LLS 200 AR pour Bugey, LNE 360 CR pour le palier CPY ou LLS 003 AR pour les paliers 1300 MWe et N4) sur le GE LLS ;
- pour toute situation H3, mais uniquement pour les paliers 1300 MWe et N4 et pour une courte durée, l'alimentation électrique des mesures de niveau GV gamme large depuis le tableau LDC (pour le palier 1300 MWe) ou les tableaux LDH et LCB (pour le palier N4), alimentés par leur batteries, mises en économie.

Cependant, si le rôle du TAS LLS en situation H3 est de préserver l'intégrité du circuit primaire, ses moyens de substitution ne peuvent assurer cette fonction que dans le cas particulier d'une situation DCC-LH. En effet, en situation H3 hors DCC-LH, la perte du TAS LLS avant que la TAC ou le GUS puisse être mis en service conduira de façon certaine à une brèche au niveau des joints des GMPP. L'écart affectant le TAS LLS induit donc systématiquement des conséquences radiologiques lors d'une situation H3 hors DCC-LH.

De plus, cet écart provoque, sur chaque réacteur affecté, la perte d'une ou de deux dispositions complémentaires du RDS. L'écart a donc un impact sur la démonstration de sûreté apportée pour les « événements internes » en suivant l'approche probabiliste.

Enfin, une situation H3 hors DCC-LH peut aussi être induite par un séisme. En effet, les alimentations électriques externes, non qualifiées au séisme, sont susceptibles d'être affectées par cette agression externe. En cas de séisme, la démonstration de sûreté valorise, tout d'abord, les sources internes, puis le TAS LLS et les TPS ASG, qualifiés. Dans l'attente du déploiement sur les sites des dispositions du noyau dur⁹ prévues dans le cadre des Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées à la suite de l'accident de Fukushima, le TAS LLS contribue donc la robustesse de la démonstration sûreté en cas de séisme. Or parmi les moyens de substitution du TAS LLS cités ci-avant vis-à-vis de ses

⁹ À la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a prescrit la mise en place, sur l'ensemble des réacteurs du Parc, d'un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS (cumul de perte totale de la source froide et des sources électriques externes et internes dû à une agression ou cumul d'agressions), à :

- a) prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression ;
- b) limiter les rejets radioactifs massifs ;
- c) permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

fonctions de confinement ou de refroidissement, un seul est qualifié au séisme, à savoir le basculement manuel de l'alimentation du coffret LNE 360 CR sur le coffret LNE 360 CR du réacteur jumeau, utilisable, sur le palier CPY, pour la conduite des GV. L'écart affectant le TAS LLS a donc un impact sur la démonstration de sûreté en cas de séisme.

Conséquences potentielles de l'indisponibilité de la TPS ASG (réacteurs du Bugey)

En situation DCC-LH, si l'on suppose que le basculement de l'armoire LLS 001 AR sur le tableau LKW s'est effectué avec succès, la fusion du cœur est provoquée par la perte du refroidissement du circuit primaire. Cette situation est palliée par la mise en œuvre de la disposition complémentaire « *alimentation des GV par l'ANG en secours de la TPS ASG* ».

En situation H3 hors DCC-LH, si la perte de l'inventaire en eau du circuit primaire est rapide (cas d'une brèche de taille importante, peu probable), la fusion du cœur découle de cette perte d'inventaire. Sinon (cas d'une brèche de taille faible), celle-ci est provoquée par la perte du refroidissement du circuit primaire. La mise en œuvre de la disposition complémentaire « *mise en service manuelle de la TAC* » intervenant avant la perte de la TPS ASG permet de pallier cette situation.

Cependant, l'écart affectant la TPS ASG augmente la fréquence de fusion du cœur des séquences fonctionnelles que deux dispositions complémentaires doivent pallier. Cet écart a donc un impact sur la démonstration de sûreté apportée pour les « événements internes » en suivant l'approche probabiliste.

De plus, la TPS ASG est également nécessaire pour pallier une situation H3 induite par le séisme. En effet, dans l'attente du déploiement sur les sites des dispositions du noyau dur prévues dans le cadre des ECS post-Fukushima, la TPS ASG contribue, avec le TAS LLS, à la robustesse de la démonstration sûreté en cas de séisme. Or parmi les moyens de substitution de la TPS ASG, aucun n'est qualifié au séisme. L'écart affectant la TPS ASG a donc un impact sur la démonstration de sûreté en cas de séisme.

Renforcement des moyens de substitution du TAS LLS ou de la TPS ASG

Vis-à-vis des enjeux de sûreté précités, l'IRSN estime que les analyses de risque fournies par EDF sont incomplètes. En effet :

- EDF s'attache uniquement à démontrer l'existence d'un chemin sûr¹⁰ capable d'éviter la fusion du cœur :
 - en situation H3 provoquée par un « événement interne ». Mais EDF n'a pas examiné de manière approfondie le niveau de fiabilité à exiger en terme de sûreté de ce chemin sûr, ni l'existence de moyens de substitution pouvant pallier sa défaillance éventuelle,
 - en situation de Manque de tension externe (MDTE) induite par un séisme. Mais EDF n'analyse pas la situation H3 qui pourrait être induite alors que le TAS LLS et la TPS ASG contribuent à la robustesse de la démonstration sûreté en cas de séisme, cette

¹⁰ Enchaînement d'actions de conduite associées à une liste de matériels dont l'efficacité et la suffisance pour ramener un réacteur électronucléaire depuis une situation d'accident définie vers un état sûr est démontrée.

robustesse étant notamment valorisée par EDF dans ses Évaluations complémentaires de sûreté ;

- une appréciation probabiliste par EDF a été réalisée pour le palier 1300 MWe de manière partielle ; celle-ci n'analysant que les situations de brèches aux joints des pompes primaires de 60 t/h uniquement induites par des « événements internes » ;
- aucune approche probabiliste n'a été fournie par EDF pour les réacteurs de Bugey en considérant la perte simultanée de la TPS ASG et du TAS LLS.

À cet égard, l'IRSN considère que les mesures compensatoires identifiées et mises en place par EDF sont insuffisantes. En particulier, l'IRSN estime que, jusqu'à la résorption de l'écart, EDF doit renforcer ses exigences d'exploitation¹¹ et/ou de maintenance sur les Équipements importants pour la protection des intérêts (EIP) constituant des moyens de substitution du TAS LLS et de la TPS ASG (Bugey) en situation H3, à savoir :

- la fonction de basculement automatique du LLS 001 AR/TB sur le tableau permanent LK* sur les réacteurs du Bugey et des paliers CPY, 1300 MWe et N4. **Ce point fait l'objet des recommandations n° 2 à 7 en annexe 1 ;**
- le GUS ou la TAC sur les réacteurs du Bugey et des paliers CPY, 1300 MWe et N4. **Ce point fait l'objet des recommandations n° 8 à 11 en annexe 1.** Pour rappel, la puissance à satisfaire de la TAC du palier N4 fait déjà l'objet d'une recommandation de la part de l'IRSN dans son avis [3] relatif à l'analyse du Palier technique documentaire (PTD) du palier N4 : *L'IRSN recommande qu'EDF mette en cohérence les chapitres II.10 et III.4.4 du RDS en ayant préalablement réévalué le critère de la puissance délivrée par la TAC à vérifier au titre du chapitre IX des RGE, au regard de la puissance nécessaire pour gérer une situation H3 hors DCC-LH avec une brèche primaire. Cette puissance sera calculée pour les conditions de pression et de température les plus contraignantes avec une fréquence d'alimentation des moteurs électriques de 50,5 Hz ;*
- le coffret LNE 360 CR des réacteurs du palier CPY. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 12 en annexe 1 ;**
- la fonction d'alimentation des GV par l'ANG en secours de la TPS ASG sur les réacteurs du Bugey. **Ce point fait l'objet des recommandations n° 15 et 16 en annexe 1.**

De plus, pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4, jusqu'à la résorption de l'écart relatif au TAS LLS, l'IRSN estime qu'EDF doit examiner les conséquences pour la sûreté de toute indisponibilité du GE LLS. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 13.**

Dans la démonstration de sûreté fournie par EDF pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4, des actions de conduite sont nécessaires, lors des premières heures après l'entrée en situation H3 cumulée à une perte du TAS LLS, dans le local de la TPS ASG en voie B. La conduite des GV peut s'avérer être nécessaire en local sur toute la durée de la situation H3, en cas d'indisponibilité ou de perte de la TAC. L'IRSN en déduit que, lors des 10 premières heures, l'opérateur peut être amené à séjourner dans les locaux des TPS ASG de manière quasi-continue. Or en situation H3, les

¹¹ Les exigences STE font par ailleurs l'objet d'évolutions dans le cadre de la prise en compte du NDC sur les différents paliers.

températures de ces locaux, ventilés par un système de ventilation indisponible dans cette situation, sont susceptibles d'évoluer à la hausse. Des études réalisées par EDF montrent que, pour une température extérieure égale à la TLD¹² retenue dans le cadre du projet Grands Chauds et dans l'hypothèse enveloppe du maintien en position fermée des portes des locaux des TPS ASG, la température de ces locaux ne dépasserait pas 50° C. L'IRSN souligne que le bon fonctionnement des TPS ASG est essentiel dans la gestion d'une situation H3. Le réglage en local de ces équipements est ainsi indispensable pour les réacteurs des 1300 MWe et de 1450 MWe. Les conditions d'intervention ayant un impact direct sur la performance humaine, **ce point fait l'objet de la recommandation n° 14.**

Enfin, lors de la période transitoire jusqu'à la résorption des écarts affectant le TAS LLS ou la TPS ASG pour Bugey, certains moyens de substitution du TAS LLS ou de la TPS ASG feront l'objet d'essais fonctionnels qui ne relèvent pas du chapitre IX des RGE. Par ailleurs, lors de l'indisponibilité prolongée d'un des moyens de substitution du TAS LLS, sous couvert d'une modification temporaire des STE, d'autres parades peuvent être valorisées par EDF au titre des mesures compensatoires. L'IRSN estime que le caractère opérationnel de ces moyens de substitution et de ces parades mériterait d'être vérifié par l'ASN lors d'inspections.

Prise en compte des cumuls d'écarts de conformité

Dans son analyse, EDF n'a pas identifié d'écarts de conformité présents actuellement sur les réacteurs du Parc dont les effets pourraient se cumuler avec ceux de l'écart affectant le LLS ou la TPS ASG pour Bugey. En effet, il ne considère pas comme plausibles les situations H3 induites par un séisme et ne retient que les situations de MDTE induites par un séisme. Ainsi, pour EDF, seuls les écarts de conformité liés à la qualification sismique des diesels doivent être retenus dans l'analyse de cumul car eux seuls affectent le chemin sûr. Pour l'IRSN, tout écart de conformité qui serait susceptible d'affecter la robustesse du chemin sûr doit être considérée, même s'il ne remet pas directement en cause l'existence de ce chemin sûr.

L'IRSN a notamment relevé un écart de conformité générique dont l'impact sur la sûreté se cumule avec celui de l'écart relatif au TAS LLS. Cet écart de conformité a été déclaré en 2012 et concerne le palier CPY. Dans le cadre des contrôles réalisés à la suite de l'accident de Fukushima, il a été détecté que la fonctionnalité en cas de séisme d'intensité supérieur ou égal au Séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) du coffret LNE 360 CR n'était pas garantie alors que ce matériel fait l'objet d'une exigence de classement au séisme. Or du fait de la défaillance rapide du TAS LLS, seule la qualification au séisme du coffret LNE 360 CR garantit l'existence d'un chemin sûr pour assurer la fonction de refroidissement du réacteur en situation H3 induite par un séisme, grâce à la réalimentation électrique possible par le réacteur apparié. Celle-ci constitue donc un élément essentiel de la démonstration de la robustesse des réacteurs du palier CPY en cas de séisme, notamment valorisé par EDF dans le cadre des ECS. EDF a indiqué que le déploiement de la modification permettant de résorber cet écart de conformité ne serait achevé que fin 2017. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 17.**

¹² TLD : Température de longue durée. C'est la température considérée dans le cadre du projet Grands Chauds comme une température de fonctionnement normal de la centrale en régime permanent.

De manière plus générale, l'IRSN souligne que, sur la période transitoire jusqu'à la résorption de l'écart concernant le TAS LLS et la TPS ASG, qui va perdurer plusieurs années, des écarts (génériques ou locaux, de conformité ou autres) affectant les sources électriques internes ou la distribution électrique secourue de puissance pourraient être détectés. Ces écarts sont de nature à accroître le risque d'entrer en situation H3 à la suite d'une perte des sources électriques externes, provoquée par un séisme ou par d'autres causes, alors que la parade H3 est déjà défiabilisée du fait de l'écart faisant l'objet de la présente analyse. De même, lors de cette période transitoire, des écarts affectant les moyens de substitution du TAS LLS ou de la TPS ASG pourraient être détectés, remettant en cause l'existence ou la robustesse du chemin sûr identifié dans la présente analyse. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 18.**

À cet égard, l'IRSN constate que plusieurs écarts ont été relevés récemment concernant des ancrages ou des supports de ligne des diesels, dont certains remettent directement en cause la tenue au séisme du diesel. Ces écarts ont notamment été détectés à la suite de contrôles réalisés au titre des Programmes base de maintenance préventive (PBMP). Or ces PBMP, qui ont pourtant été formalisés pour la majorité d'entre eux en juin 2009, n'ont été mis en œuvre que très récemment sur certains sites. L'IRSN estime que ces contrôles doivent être réalisés au plus tôt afin de fiabiliser les diesels de secours des sites qui ne les auraient pas encore effectués. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 19.**

Délais de résorption de l'écart

Des modifications matérielles d'ampleur sont nécessaires pour résorber l'écart de conformité affectant le TAS LLS, et la TPS ASG pour Bugey. Les délais de remise en conformité annoncés par EDF sont ainsi importants :

- fin 2019 pour les réacteurs du Bugey ;
- fin 2020 pour les réacteurs des paliers P'4 et N4 ;
- premier semestre 2021 pour les réacteurs du palier P4 ;
- fin 2021 pour les réacteurs du palier CPY.

Malgré la mise en place des mesures compensatoires proposées par EDF et des renforcements des exigences recommandées par l'IRSN, l'IRSN considère que ces délais de résorption de l'écart ne sont pas acceptables. En effet :

- le surcroît de risque de fusion du cœur généré par les écarts de conformité relatifs au TAS LLS ou à la TPS ASG, tel qu'estimé par l'IRSN sur la base d'une EPS « événements internes », reste non négligeable ;
- des conséquences radiologiques en situation H3 hors DCC-LH sont induites systématiquement, l'occurrence d'une brèche sur le circuit primaire ne pouvant être évitée;
- il n'existe plus de chemin sûr qualifié au séisme capable de pallier une situation H3 excepté pour les réacteurs du palier CPY et sous réserve que la situation H3 n'induisse qu'une brèche de faible débit aux joints des pompes primaires.

En conséquence, l'IRSN estime qu'EDF doit prendre les mesures nécessaires afin de disposer, avant fin 2018, d'un chemin sûr en cas de situation H3 induite par un séisme. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 20.** Cette recommandation de l'IRSN fait notamment mention au groupe électrogène « Diesel d'ultime secours » (DUS) devant être mis en œuvre par EDF avant le

31 décembre 2018 en réponse à une Prescription technique de l'ASN formalisée à la suite des ECS post-Fukushima. En effet et moyennant des adaptations nécessaires, ce diesel pourrait être valorisé pour rétablir un chemin sûr en situation H3 induite par un séisme.

Pour le Directeur général, par ordre,
Franck BIGOT
Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

Recommandations

MODIFICATION MATÉRIELLE DU CONTRÔLE-COMMANDE DES RÉACTEURS DU PALIER 1300 MWE

Impact sur le chapitre VI des RGE

Recommandation n° 1 :

Le fonctionnement du TAS LLS n'étant pas privilégié dans les états dans lesquels le circuit RRA est connecté au circuit primaire, l'IRSN recommande qu'EDF s'assure, dans le cadre des procédures du chapitre VI des RGE, de son arrêt dans ces états, son démarrage ayant pu être réalisé de manière automatique.

ÉCART AFFECTANT LE TAS LLS OU LA TPS ASG

Renforcement des moyens de substitution du TAS LLS ou de la TPS ASG

Recommandation n° 2 :

Pour les réacteurs du Bugey, du palier CPY, de 1300 MWe et de 1450 MWe, l'IRSN recommande que, jusqu'à la résorption de l'écart relatif au TAS LLS, indépendamment de toute autre évolution des STE concernant, sur cette période, le basculement automatique du LLS 001 AR/TB sur un tableau permanent LK* :

- l'indisponibilité de cette fonction soit classée en groupe 1 en RP et dans les états de l'AN/GV dans lesquels l'injection aux joints des pompes primaire est nécessaire ;
- la conduite à tenir de cette indisponibilité requière d'amorcer le repli ou la baisse de la température et de la pression du circuit primaire sous sept jours. Pour les réacteurs de 900 MWe concernés, si la fonction est requise sur les deux réacteurs jumeaux, ce délai ne dépassera pas trois jours.

L'IRSN recommande que ces exigences deviennent prescriptives sous un délai maximal de deux mois.

Recommandation n° 3 :

L'IRSN recommande qu'EDF réalise, lors du prochain arrêt de chaque réacteur de 1300 MWe, un essai du tableau LLS 001 TB, alimenté par un tableau LK*, en charge en alimentant la pompe volumétrique RCV 191 PO et l'ensemble des utilisateurs du tableau LLS 001 TB. Lors de cet essai, la séquence d'injection, le débit d'injection et les caractéristiques électriques du tableau LK* (tension, fréquence) devront également être vérifiés.

En complément, l'IRSN recommande que les essais réalisés au titre du chapitre IX des RGE soient complétés par ce même essai lors des arrêts décennaux des réacteurs. Ces essais seront affectés d'un critère RGE de groupe A.

Recommandation n° 4 :

L'IRSN recommande qu'EDF réalise, lors du prochain arrêt de chaque réacteur du palier CPY, un essai de basculement automatique de l'alimentation de l'armoire LLS 001 AR sur le tableau LKI. Lors de cet essai, l'ensemble des utilisateurs du coffret LNE 360 CR devra être alimenté, y compris les SIP Protection II et IV et la pompe RIS 011 PO. Les caractéristiques électriques du tableau LK* (tension, fréquence) devront être également vérifiées.

En complément, l'IRSN recommande que les essais réalisés au titre du chapitre IX des RGE soient complétés par ce même essai lors des arrêts décennaux des réacteurs. Ces essais seront affectés d'un critère RGE de groupe A.

Recommandation n° 5 :

L'IRSN recommande qu'EDF réalise, lors du prochain arrêt de chaque réacteur du Bugey, un essai pour vérifier la réalimentation des SIP Protection et Contrôles via l'armoire de distribution LLS 200 AR. Lors de cet essai, les caractéristiques électriques de la tension devront être également vérifiées (tension, fréquence...).

En complément, l'IRSN recommande que les essais réalisés au titre du chapitre IX des RGE soient complétés par ce même essai lors des arrêts décennaux des réacteurs. Ces essais seront affectés d'un critère RGE de groupe A.

Recommandation n° 6 :

L'IRSN recommande qu'EDF réalise, lors du prochain arrêt de chaque réacteur du palier N4, un essai de la reprise par le tableau LLS 001 TB de tous les utilisateurs de ce tableau, et en particulier du secours de l'IJPP par la pompe RCV 191 PO. Les caractéristiques du réseau électrique seront également vérifiées.

En complément, l'IRSN recommande que les essais réalisés au titre du chapitre IX des RGE soient complétés par ce même essai lors des arrêts décennaux des réacteurs. Ces essais seront affectés d'un critère RGE de groupe A.

Recommandation n° 7 :

Pour les réacteurs du palier N4, l'IRSN recommande qu'EDF, à l'instar de ce qu'il prévoit sur le palier 1300 MWe, intègre les relais de tension 101, 102 et 103 XU dans son programme de maintenance préventive applicable à ce type de relais.

Recommandation n° 8 :

Pour les réacteurs de Bugey, du palier CPY, de 1300 MWe et de 1450 MWe, l'IRSN recommande que, jusqu'à la résorption de l'écart relatif au TAS LLS et à la TPS ASG, indépendamment de toute autre évolution des STE concernant, sur cette période, la TAC ou le GUS, le délai de réparation prescrit en cas de son indisponibilité soit limité à sept jours. L'IRSN recommande que ces exigences deviennent prescriptives sous un délai maximal de deux mois.

Recommandation n° 9 :

Pour les réacteurs de Bugey, du palier CPY, de 1300 MWe et de 1450 MWe, l'IRSN recommande que, jusqu'à la résorption de l'écart relatif au TAS LLS et à la TPS ASG, indépendamment de toute autre évolution des STE concernant, sur cette période, le délai d'amorçage du repli du réacteur dans l'état sûr, prescrit en cas d'indisponibilité fortuite d'une source interne en RP ou AN/GV, soit limité à trois jours. L'IRSN recommande que ces exigences deviennent prescriptives sous un délai maximal de deux mois.

Recommandation n° 10 :

L'IRSN recommande que, pour chaque site du palier 1300 MWe et avant fin 2015, EDF redéfinisse le critère de la puissance délivrée par la TAC vérifié au titre du chapitre IX des RGE, au regard de la puissance nécessaire pour gérer une situation H3 hors DCC-LH avec une brèche primaire et ceci quel que soit l'état du réacteur. Ces puissances seront recalculées pour les conditions de pression atmosphérique et de température les plus contraignantes considérées dans le chapitre IX des RGE et une fréquence d'alimentation des moteurs électriques de 50,5 Hz.

Recommandation n° 11 :

Pour le palier CPY, l'IRSN recommande qu'EDF définisse avant fin 2015 un critère de la puissance active des GUS vérifiée au titre du chapitre IX des RGE en cohérence avec la puissance appelée lors d'une situation H3 hors DCC-LH avec une brèche primaire et vérifie cette puissance lors des essais périodiques. Cette puissance sera recalculée pour une fréquence d'alimentation des moteurs électriques de 50,5 Hz.

Recommandation n° 12 :

Pour la fonction de secours du coffret LNE 360 CR par le coffret correspondant du réacteur jumeau des réacteurs du palier CPY, l'IRSN recommande que, jusqu'à la résorption de l'écart relatif au TAS LLS :

- la fonction soit requise disponible par les STE dans tous les états du réacteur dans lesquels le circuit primaire est pressurisable ;
- son indisponibilité soit classée en groupe 1, le délai d'amorçage du repli ou de réparation associé à l'événement de groupe 1 étant, au plus, égal à sept jours.

L'IRSN recommande que ces exigences deviennent prescriptives sous un délai maximal de deux mois.

Recommandation n° 13 :

Pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, l'IRSN recommande qu'EDF examine les conséquences pour la sûreté de tout dysfonctionnement du GE LLS et de toute mise en indisponibilité volontaire du GE LLS pour des activités programmées de maintenance curative en présence de l'écart relatif au TAS LLS et informe l'ASN de ses conclusions.

Recommandation n° 14 :

Pour les réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe, l'IRSN recommande qu'EDF définisse les dispositions à mettre en œuvre pour assurer, dans les locaux des TPS ASG non ventilés, des conditions d'intervention permettant à l'opérateur de réaliser la conduite des GV avec le niveau de qualité requis.

Recommandation n° 15 :

Pour les réacteurs de Bugey, compte tenu de l'écart affectant la TPS ASG et dans l'attente de la mise en application du PTD n°2, l'IRSN recommande qu'EDF vérifie la disponibilité de l'« *alimentation des GV par l'ANG en secours de la TPS ASG* » par un essai fonctionnel réalisé lors du premier arrêt pour rechargement de chaque réacteur.

Recommandation n° 16 :

L'IRSN recommande qu'EDF réalise des contrôles des tuyauteries ANG du site de Bugey qui seraient sollicitées dans le cas de la mise en œuvre de la disposition complémentaire, relative à la réalimentation des GV en cas de défaillance de l'ASG.

Prise en compte des cumuls d'écarts de conformité

Recommandation n° 17 :

L'IRSN recommande que le remplacement du coffret LNE 360 CR non qualifié au séisme par un coffret qualifié soit effectué avant fin 2016 sur l'ensemble des réacteurs du palier CPY.

Recommandation n° 18 :

L'IRSN recommande qu'EDF résorbe, au plus tard dès le premier arrêt du réacteur, l'ensemble des écarts susceptibles de compromettre la fiabilité :

- du basculement automatique du LLS 001 AR/TB sur le tableau permanent LK* sur les réacteurs du Bugey et des paliers CPY, 1300 MWe et N4 ;
- du GUS ou de la TAC sur les réacteurs du Bugey et des paliers CPY, 1300 MWe et N4 ;
- du coffret LNE 360 CR des réacteurs du palier CPY ainsi que des matériels impliqués dans la fonction de secours de ce coffret ;
- des diesels sur les réacteurs du Bugey et des paliers CPY, 1300 MWe et N4 ;
- de la distribution électrique secourue de puissance sur les réacteurs du Bugey et des paliers CPY, 1300 MWe et N4.

En outre, EDF s'assurera que les opérations de maintenance prévues sur l'ensemble de ces matériels soient réalisées conformément aux programmes établis (aucune dérogation générique ou spécifique ne pourra être accordée).

Recommandation n° 19 :

Sur l'ensemble des réacteurs (hors Fessenheim), l'IRSN recommande qu'EDF réalise les contrôles à effectuer au titre des PBMP relatifs aux ancrages des matériels dont l'indisponibilité pourrait remettre en cause la disponibilité du diesel, notamment en cas de séisme, si ces contrôles n'ont pas déjà été

réalisés. Ces contrôles et les remises en conformité nécessaires devront être effectués au plus tard dès le premier arrêt du réacteur.

Acceptabilité des délais de résorption

Recommandation n° 20 :

L'IRSN recommande qu'EDF prenne les mesures nécessaires afin de disposer, avant fin 2018, d'un chemin sûr en cas de situation H3 induite par un séisme. Ces mesures pourront viser la résorption de l'écart ou l'utilisation du DUS.

Observations

MODIFICATION MATÉRIELLE DU CONTRÔLE-COMMANDE DES RÉACTEURS DU PALIER 1300 MWE

Amélioration de la modification

Observation n° 1 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait étudier, sous six mois, la faisabilité, sur le palier 1300 MWe, d'un basculement automatique de l'alimentation du tableau LLS 001 TB par le TAS LLS, en cas de perte des tableaux LK* en situation DCC-LH, dans un délai compatible avec le maintien de l'IJPP. Si la faisabilité technique de cette modification est acquise ainsi que l'absence de régression associée, EDF devrait rapidement mettre en œuvre cette modification dans l'attente du traitement pérenne de l'écart relatif à la température dans les locaux du TAS LLS.

Impact sur le chapitre VI des RGE

Observation n° 2 :

L'IRSN estime, qu'afin de limiter autant que possible les situations dans lesquelles le TAS LLS serait en fonctionnement, au regard de l'échauffement induit du local LLS, EDF devrait modifier la procédure ECP1 du chapitre VI des RGE pour privilégier la réalimentation du tableau LLS 001 TB par le tableau LK* lorsque cela est possible.

Observation n° 3 :

L'IRSN estime que, dans les états pour lesquels la mise en service de la pompe RCV 191 PO n'est pas recherchée, EDF devrait se réinterroger sur le moyen permettant de réalimenter l'armoire LLS 003 AR à privilégier en premier.

Impact sur le chapitre IX des RGE

Observation n° 4 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait expliciter, dans la fiche d'amendement du chapitre IX des RGE relative au système LLS, la manière dont est vérifié le verrouillage logique des vannes d'alimentation en vapeur du TAS LLS.

Observation n° 5 :

L'IRSN estime qu'EDF devrait mettre en cohérence les évolutions du chapitre IX des RGE du système LLS avec les évolutions de contrôle-commande apportées par la modification matérielle PNPP 2/3818.