

Fontenay-aux-Roses, le 13 novembre 2019

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2019-00250

Objet : EDF - REP - Réacteurs 900 MWe du palier CP0 de la centrale nucléaire du Bugey  
PTD n° 2 - VD4.

À l'identique de la démarche mise en œuvre à l'occasion du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales (VD4) des réacteurs du palier CPY, EDF prévoit, pour les quatre réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey (palier CP0), de déployer des lots de modifications en deux phases. La première phase se déroulera lors de la visite décennale (VD) de chaque réacteur, à l'occasion de l'intégration du palier technique documentaire (PTD) n° 2 aux règles générales d'exploitation (RGE), et la seconde (dite « phase B ») lors de la deuxième visite partielle (VP) de chaque réacteur après sa visite décennale. Cette seconde phase permettra d'intégrer le reliquat des modifications permettant d'atteindre les objectifs de sûreté du réexamen périodique VD4 900.

Dans ce cadre, EDF a soumis à autorisation auprès de l'ASN un premier lot de modifications comprenant 25 modifications matérielles et les évolutions documentaires permettant d'intégrer le PTD n° 2 aux RGE concernant les chapitres III, VI, IX et X, ainsi que quatre modifications temporaires du chapitre III des RGE.

À la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) [1], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a examiné l'acceptabilité, sur le plan de la sûreté et de la radioprotection, de la mise en œuvre de ce lot de modifications, afin de s'assurer de l'absence d'impact négatif pour la sûreté et la radioprotection par rapport aux référentiels de conception et d'exploitation actuels applicables aux réacteurs du Bugey.

La suffisance des modifications vis-à-vis de l'atteinte des objectifs de sûreté associés au réexamen VD4 900 a également été examinée. Toutefois, l'expertise de certaines thématiques du réexamen VD4 900 n'étant pas finalisée, l'IRSN n'a pas toujours été en mesure de statuer sur ce point.

L'expertise menée par l'IRSN s'appuie sur celle menée dans le cadre de la demande d'EDF associée au déploiement du DA VD4 900 phase A CPY, dont les conclusions figurent dans l'avis [10].

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

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

Standard +33 (0)1 58 35 88 88

RCS Nanterre 8 440 546 018

Ainsi, l'IRSN a examiné les modifications matérielles et documentaires devant permettre d'améliorer la gestion :

● des accidents sans fusion du cœur :

- augmentation de la concentration en bore des bâches REA<sup>1</sup>-bore et PTR<sup>2</sup> et variation du volume des bâches REA-bore,
- amélioration de la gestion des fuites sur le RRI<sup>3</sup>,
- installation d'un boremètre sur la ligne de décharge du RCV<sup>4</sup>,
- valorisation de la disposition EAS<sup>5</sup>-u<sup>6</sup> permettant d'injecter de l'eau borée dans le circuit primaire et de contribuer au maintien sous-critique du cœur, au titre des dispositions du domaine complémentaire,
- remplacement du turboalternateur de secours (TAS) du système de production de 380 V secours (LLS)<sup>7</sup> par un diesel d'ultime secours (DUS),
- secours du DUS du réacteur par le DUS du réacteur apparié,
- évolution des fonctionnalités du système RPN<sup>8</sup>,
- évolution du système SIP<sup>9</sup>-protection,
- restauration de marges vis-à-vis du bilan de puissance des groupes électrogène de secours à moteur Diesel,
- restauration de marges vis-à-vis du bilan de puissance électrique sur un tableau de distribution électrique de basse tension secourue en 380 V,
- augmentation de la capacité de décharge à l'atmosphère des vannes réglantes VCD-a<sup>10</sup>,
- réalimentation de la bache ASG<sup>11</sup> par le circuit d'eau incendie JP\*<sup>12</sup> ;

● des accidents avec fusion du cœur :

- valorisation de la disposition EAS-u permettant d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du dispositif d'éventage de l'enceinte de confinement et d'assurer un niveau d'eau suffisant dans les puisards de l'enceinte,
- modifications permettant la gestion des éventuelles fuites de la disposition EAS-u et des effluents issus de l'ébullition de la piscine de désactivation et la détection des fuites RIS<sup>13</sup>-EAS en accident grave,

---

<sup>1</sup> REA : système d'appoint en eau et en bore.

<sup>2</sup> PTR : système de traitement et de refroidissement d'eau des piscines.

<sup>3</sup> RRI : système de réfrigération intermédiaire de l'îlot nucléaire.

<sup>4</sup> RCV : système de contrôle chimique et volumétrique.

<sup>5</sup> EAS : système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement.

<sup>6</sup> EAS-u : système ultime d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement.

<sup>7</sup> Le TAS LLS est actuellement utilisé pour réalimenter, notamment, la pompe de test RIS 011 PO qui assure l'injection aux joints des pompes primaires, nécessaire en situation de perte totale des alimentations électriques pour garantir l'intégrité du circuit primaire lorsque la température primaire en branche froide ( $T_{BF}$ ) est supérieure à 190 °C ou la pression primaire ( $P_{prim}$ ) supérieure à 45 bar.

<sup>8</sup> RPN : mesure de la puissance nucléaire.

<sup>9</sup> SIP : système d'instrumentation des processus.

<sup>10</sup> VCD-a : circuit de contournement vapeur de la turbine à l'atmosphère.

<sup>11</sup> ASG : système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (GV).

<sup>12</sup> JP\* : systèmes de production (JPC) et de distribution (JPD) incendie.

- modification des têtes de soupapes SEBIM® du pressuriseur,
- disposition permettant de réduire le risque de percée du radier du bâtiment réacteur (BR) par stabilisation du corium ;
- **des agressions** :
  - renforcement des dispositions visant à protéger, du grand froid, les matériels qui permettent par pompage la réalimentation en eau des réservoirs ASG via le réseau SER<sup>14</sup>,
  - fiabilisation de l'ouverture commandée des soupapes SEBIM® du pressuriseur vis-à-vis du risque incendie ;
- **des risques de découverture des assemblages de combustible entreposés en piscine de désactivation**, via la création d'un système mobile de refroidissement diversifié.

L'IRSN a également examiné des modifications liées à **la poursuite du fonctionnement après 40 ans d'exploitation** relatives :

- à la maîtrise du vieillissement, via la généralisation des grappes absorbantes en hafnium dans le référentiel VD4 900 Bugey ;
- au maintien de la qualification aux conditions accidentelles, par :
  - remplacement de composants sensibles de certains tableaux source,
  - remplacement des transformateurs basse tension,
  - modification de certains matériels contenus dans les armoires RRC<sup>15</sup> du SIP-protection,
  - ajout d'un registre sur la gaine de ventilation du puits de cuve.

De plus, l'IRSN a examiné d'autres modifications, en lien avec **les dispositions du « noyau dur<sup>16</sup> (ND)** » qui seront valorisées à l'occasion du déploiement de la phase B du réexamen, afin de répondre aux objectifs du réexamen de sûreté VD4 900 qui prennent en compte le retour d'expérience post-Fukushima.

Au-delà de cette répartition fonctionnelle des modifications matérielles, l'expertise de l'IRSN a été menée en considérant que certaines d'entre elles sont susceptibles d'être valorisées dans plusieurs domaines. C'est le cas, notamment, de la disposition EAS-u qui contribue à la gestion des accidents avec et sans fusion du cœur et intervient également dans la maîtrise des situations extrêmes « ND ».

L'IRSN a examiné, en outre, **les modifications documentaires** associées aux :

- chapitre III des RGE : spécifications techniques d'exploitation (STE) ;
- chapitre VI des RGE : conduite incidentelle et accidentelle (CIA) ;
- chapitre IX des RGE : essais périodiques (EP) ;

---

<sup>13</sup> RIS : système d'injection de sécurité.

<sup>14</sup> SER : système de distribution d'eau déminéralisée - partie conventionnelle.

<sup>15</sup> RRC : régulation chaudière nucléaire.

<sup>16</sup> Le « noyau dur » est un ensemble de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté (ECS), à :

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

Le noyau dur est constitué d'une part de nouveaux moyens ultimes, d'autre part de moyens existants dont EDF vérifiera l'adéquation pour appartenir au noyau dur.

- chapitre X des RGE : essais physiques du réacteur.

Enfin, l'IRSN a examiné **la conduite de la ligne de dépressurisation et filtration U5 qui intervient dans la gestion des accidents graves (AG).**

À la fin de l'expertise menée par l'IRSN, EDF a complété et amendé le dossier déposé.

L'IRSN considère nécessaire, sur la base de l'ensemble du dossier déposé par EDF (compléments compris), la prise en compte des recommandations formulées en annexe 1 et en annexe 3. En outre, l'IRSN estime que des compléments, explicités en annexe 2, sont de nature à améliorer la sûreté.

L'expertise par l'IRSN des modifications matérielles ou documentaires met en avant les éléments détaillés ci-après. Lorsque le dossier déposé, les compléments ou les engagements pris au cours de l'expertise par EDF sont satisfaisants, les modifications ne sont pas abordées ci-après (c'est notamment le cas pour le chapitre X des RGE).

À toutes fins utiles, les recommandations spécifiques aux réacteurs du Bugey (c'est-à-dire qui n'ont pas été formulées pour les réacteurs du palier CPY en raison de différences de conception ou de référentiel de sûreté applicable avant le réexamen) sont identifiées en tant que telles dans l'annexe 1. Par ailleurs, les recommandations, transposables aux réacteurs du palier CPY dans le cadre du réexamen de sûreté VD4 900, sont également identifiées. Ceci concerne principalement des modifications pour lesquelles l'analyse de suffisance a été effectuée après l'émission de l'avis sur le DA VD4 900 CPY phase A [10]. Les compléments attendus par l'IRSN, objet de l'annexe 2, ne présentent pas de distinction à cet égard.

## **MODIFICATIONS MATERIELLES ET IMPACTS DOCUMENTAIRES ASSOCIES**

### **Distribution électrique noyau dur**

Dans le cadre de la modification « Distribution électrique noyau dur », trois nouveaux sous-tableaux inverseurs en aval de tableaux secours existants sont mis en place. Ces tableaux inverseurs permettent le basculement de l'alimentation électrique normale vers l'alimentation électrique de secours par le diesel d'ultime secours (DUS).

EDF crée, au titre du chapitre IX des RGE, des essais de périodicité deux rechargements du basculement de ces inverseurs, associés au critère de groupe A<sup>17</sup> « bon fonctionnement ». La règle d'essai proposée par EDF ne prescrit toutefois pas de charge électrique afin de tester ces inverseurs en puissance.

L'IRSN estime que seuls des essais en charge permettent de valider le bon comportement d'une installation électrique afin de vérifier notamment l'absence d'échauffement et la bonne calibration des protections électriques.

**En conséquence, l'IRSN formule la recommandation n° 1 en annexe 1.**

### **Résorption de l'anomalie d'étude relative à l'incomplétude de la méthode de calcul de la consommation d'eau ASG par bilan enthalpique**

En 2017, EDF a déclaré une anomalie d'étude à caractère générique pour le palier CP0, relative à l'incomplétude de la méthode de calcul de la consommation d'eau ASG par bilan enthalpique.

---

<sup>17</sup> Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté.

Le traitement de cette anomalie en VD4 repose sur une modification de conduite (arrêt automatique de deux GMPP<sup>18</sup> sur trois), ainsi que sur deux modifications matérielles, l'augmentation du débit des vannes réglantes VCD-a et la réalimentation de la bêche ASG par le circuit incendie JP\*, détaillées ci-après.

- Augmentation du débit des vannes réglantes VCD-a

EDF augmente la capacité de décharge à l'atmosphère des vannes réglantes VCD-a en procédant au remplacement de pièces internes des vannes.

La modification consiste à allonger la course de ces vannes, afin de permettre une augmentation du débit minimum à pleine ouverture, sans modifier le temps de manœuvre des vannes ni rendre caduque la valeur du débit maximum retenue dans les études de sûreté. L'IRSN considère que la modification « augmentation du débit des vannes réglantes VCD-a », telle que déposée par EDF, ne génère pas de risque de régression sur la sûreté par rapport au référentiel VD3.

- Réalimentation de la bêche ASG par le circuit incendie JP\*

EDF prévoit de créer un lignage depuis les réserves d'eau incendie JPC vers le circuit d'alimentation de la bêche ASG. Grâce à cette modification matérielle, la bêche ASG sera réalimentée, comme auparavant, par le système SER, mais également par le circuit JP\* de la paire de réacteurs ou de la paire de réacteurs voisine.

Compte tenu de sa valorisation dans les études du rapport de sûreté, cette fonction de réalimentation de la bêche ASG par le circuit JP\* est désormais requise disponible par les STE dans les domaines d'exploitation du réacteur dans lesquels la bêche ASG est requise. Pour les réacteurs du Bugey, les études ont montré que, pour gérer l'accident retenu comme dimensionnant dans ces domaines d'exploitation vis-à-vis de la consommation de l'eau ASG, la quantité d'eau nécessaire à la réalimentation de la bêche ASG est supérieure à la capacité d'une seule bêche JP\* (celle associée à la paire de réacteurs). Les réserves d'eau secondaire pourraient donc s'avérer insuffisantes pour atteindre l'état sûr s'il n'est pas possible d'utiliser, en complément, le contenu de la seconde bêche JP\* (celle associée à la paire de réacteurs voisine). **L'IRSN estime nécessaire de requérir dans les STE la disponibilité de ressources en eau suffisantes, ce qui fait l'objet de la recommandation n° 16 en annexe 1.**

Par ailleurs, la logique d'élaboration de l'alarme JPC 002 AA, actuellement non classée de sûreté, est modifiée afin de l'associer à l'atteinte du seuil de niveau bas dans la bêche JPC 002 BA. Cette alarme, reclassée EIPS<sup>19</sup>, est élaborée à partir du capteur de niveau de la bêche JPC qui fait également l'objet d'un classement EIPS. Ce capteur fait déjà l'objet d'essais de validation et d'étalonnage, de périodicité un et huit cycles respectivement, associés à des critères de groupe B.

Ce capteur de niveau de la bêche JPC est utilisé dans l'élaboration d'une grandeur physique correspondant à une condition initiale d'une étude d'accident. **Par conséquent, l'IRSN recommande que les contrôles d'étalonnage et de validation de ce capteur fassent l'objet d'un critère A. Ce point fait l'objet de la recommandation n° 17 en annexe 1. Cette recommandation est par ailleurs transposable aux réacteurs du palier CPY pour lesquels une réserve d'eau est utilisée pour la réalimentation de la bêche ASG par le système JPP (réacteurs des sites de Gravelines et du Blayais).**

---

<sup>18</sup> GMPP : groupes motopompes primaires, également appelés « pompes primaires ».

<sup>19</sup> EIPS : élément important pour la protection des intérêts concernant la sûreté nucléaire.

- Caractère suffisant des modifications « augmentation du débit des vannes réglantes VCD-a » et « réalimentation de la bêche ASG par le circuit incendie JP\* »

Compte tenu de l'absence de transmission, à date, des éléments de justification relatifs à la méthodologie d'évaluation des performances des vannes réglantes VCD-a<sup>20</sup> et des études du rapport de sûreté s'appuyant sur ces performances, l'IRSN n'est pas en mesure, à ce stade, de se prononcer sur le caractère suffisant de ces modifications et donc sur la résorption de l'anomalie d'étude relative à l'incomplétude de la méthode de calcul de la consommation d'eau ASG par bilan enthalpique.

Substitution du turboalternateur de secours (TAS) du système de production de 380 V secouru (LLS) par un diesel d'ultime secours (DUS)

Le TAS LLS participe actuellement à la maîtrise des situations « H3<sup>21</sup> » afin de réalimenter la pompe de secours de l'injection aux joints des pompes primaires (RIS 011 PO), dite pompe de test, en moins de 120 secondes<sup>22</sup> après la perte de tension sur les tableaux LHA<sup>23</sup> et LHB<sup>24</sup>. Cette disposition permet également de rétablir une alimentation électrique pour les informations et le contrôle-commande nécessaires à la conduite du réacteur dans ces situations, ainsi que l'éclairage en salle de commande.

Le retour d'expérience d'exploitation du TAS LLS met en évidence de nombreuses difficultés pour exploiter cet équipement de façon optimale. Ces difficultés importantes conduisent à associer à cet équipement un taux de fiabilité peu satisfaisant. C'est pourquoi EDF prévoit de remplacer le TAS LLS par le DUS. La modification consiste ainsi à substituer les arrivées électriques provenant du TAS LLS au niveau de l'armoire inter-réacteurs<sup>25</sup> LLS par des arrivées électriques provenant de l'architecture électrique associée au DUS de chaque réacteur, dont la puissance est très largement supérieure à la puissance demandée actuellement au TAS, qui est de l'ordre de 80 kWe.

La puissance contractuelle à délivrer par le DUS est de 3050 kWe pour une température d'eau maximale admissible de 54 °C en entrée du réfrigérant d'air de suralimentation. Au regard des informations à sa disposition, l'IRSN estime que l'architecture du circuit de refroidissement du DUS ne permet pas de garantir cette température maximale avec une température extérieure contractuelle d'air extrême de 49 °C (valeur théorique de température retenue pour caractériser une température caniculaire extrême). Cependant, dans le cadre d'expertises relatives au noyau dur [16] et aux agressions pour les VD4 900 [15], l'IRSN a considéré acceptable de retenir pour le DUS une température extérieure d'air maximale égale à la TLD<sup>26</sup> majorée de 3 °C, soit 37 °C dans le cas de la centrale du Bugey. Pour démontrer que, dans ces conditions moins contraignantes que la température contractuelle de 49 °C, le DUS pourra développer en continu une puissance nette utile de 3050 kWe, l'IRSN **estime qu'il est nécessaire qu'EDF procède à des essais d'endurance dans des conditions de température extérieure élevée. Ces essais doivent être menés sur chaque DUS de la centrale nucléaire du Bugey, pour prendre en compte les différentes implantations et les éventuels écarts de réalisation. Ce point fait l'objet de la recommandation n° 2 en annexe 1.**

<sup>20</sup> Pour l'essentiel, il s'agit des valeurs de débit minimales des vannes à pleine ouverture.

<sup>21</sup> H3 : situation de perte totale des sources électriques externes et internes.

<sup>22</sup> Sous peine de défaillance de ces joints, pouvant entraîner soit une fuite, soit une brèche sur le circuit primaire du réacteur.

<sup>23</sup> LHA : système de distribution de 6,6 kV secouru en voie A.

<sup>24</sup> LHB : système de distribution de 6,6 kV secouru en voie B.

<sup>25</sup> Cette armoire est commune pour deux réacteurs appariés.

<sup>26</sup> TLD : température longue durée ; il s'agit de la température maximale de redimensionnement du référentiel « grands chauds ».

Renforcement de la protection grand froid des matériels assurant la réalimentation en eau par pompage des réservoirs ASG par le SER

Afin de renforcer la protection contre le « grand froid » de la ligne de réalimentation de la bache ASG, EDF prévoit de calorifuger certaines portions de circuit et ou d'assurer un traçage électrique par le système STE<sup>27</sup>.

Selon EDF, les alarmes et signalisations des défauts de la fonction traçage du système STE ne sont pas éligibles à un classement EIPS selon la doctrine de classement du RDS du Bugey à l'édition VD4. Notamment, ces alarmes et signalisations ne sont pas nécessaires pour la surveillance de la disponibilité du traçage de la réalimentation de la bache ASG par le SER puisque cette surveillance est déjà assurée par des essais périodiques. EDF n'estime donc pas nécessaire de réaliser un essai de vérification d'apparition d'alarme au titre des RGE.

Pour sa part, l'IRSN considère que les alarmes et signalisations qui permettent de détecter l'indisponibilité d'un matériel EIP doivent faire l'objet d'un classement de sûreté et faire l'objet d'EP au titre du chapitre IX des RGE. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 3 en annexe 1.**

Concernant les thermostats pilotant le démarrage du traçage électrique, une dérive à la baisse de leur seuil d'enclenchement conduirait à une mise en service retardée du traçage électrique. En l'absence de la réalisation d'un essai d'étalonnage, une telle dérive serait détectée lors du suivi en exploitation, par des rondes en local en situation de « grand froid », et donc uniquement lorsque le fonctionnement du traçage est requis. EDF considère que cela est suffisant pour vérifier le bon fonctionnement de la fonction traçage. Pour sa part, compte tenu de l'impact éventuel sur la sûreté, l'IRSN considère que l'absence de dérive des seuils de ces thermostats devrait être vérifiée périodiquement. Par ailleurs, la réalisation d'un essai d'étalonnage nécessiterait le démontage du calorifuge et de la sonde du thermostat, qui risquerait fortement d'endommager le capteur ou le traceur. Sur la base de ces éléments, l'IRSN estime qu'un remplacement de ces thermostats, avec une périodicité adaptée, permettrait de répondre aux objectifs recherchés. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 4 en annexe 1.**

Gestion des éventuelles fuites de la disposition EAS-u et des effluents issus de l'ébullition de la piscine BK - Détection des fuites RIS-EAS en AG

EDF va mettre en place un dispositif de gestion des fuites en fonctionnement de la disposition EAS-u, constitué d'un nouveau réservoir étanche. Ce réservoir est conçu pour collecter des fuites à des endroits présumés de la disposition EAS-u de façon gravitaire, sur une durée de fonctionnement visée de 12 mois, et sera notamment équipé d'une chaîne de mesure de niveau affectée d'un premier seuil pour détecter la présence d'eau en fonctionnement normal et d'un deuxième seuil pour détecter l'atteinte du niveau très haut du réservoir.

Par ailleurs, en cas de perte prolongée du refroidissement de l'eau de la piscine BK, son ébullition peut occasionner, selon EDF, un volume de condensats important aux niveaux inférieurs des locaux du BW<sup>28</sup>, susceptible de remettre en cause la disponibilité des équipements importants pour la sûreté situés dans ces locaux. Afin d'éviter cette situation, EDF envisage d'orienter ces condensats depuis un puisard vers des galeries, dont l'étanchéité n'est pas garantie, situées sous le BR. Pour assurer le transfert des effluents, EDF compte remplacer une vanne manuelle, installée sur la ligne de trop plein du puisard, par une vanne qualifiée à motorisation électrique. Actuellement, la

<sup>27</sup> Le système STE évite la cristallisation de fluides tels que l'eau, le bore ou la soude, en les maintenant à une température suffisamment élevée grâce à des traceurs électriques, et ce quel que soit l'état du réacteur. Le traçage est constitué par des rubans électriques chauffants fixés sur les tuyauteries et appareils, sous le calorifuge. L'alimentation des traceurs est réalisée par l'intermédiaire d'armoires géographiquement proches des systèmes tracés.

<sup>28</sup> Le bâtiment BW regroupe certains locaux périphériques au BR. En particulier, il constitue le prolongement du BK sous la cote 0.00 m.

vanne manuelle est condamnée en position ouverte car elle est nécessaire pour la réinjection de certains effluents dans le BR dans le cadre de la procédure U2<sup>29</sup>. Dorénavant, EDF souhaite que la nouvelle vanne soit en position fermée en fonctionnement normal, afin de ne pas avoir d'action à réaliser en cas d'ébullition prolongée de la piscine. EDF considère que cette position fermée ne constitue pas une régression de sûreté par rapport à la mise en œuvre de la procédure U2, étant donné le niveau de qualification du robinet et l'absence de valorisation de la réinjection U2 dans l'évaluation des conséquences radiologiques. Néanmoins, en situation d'AG avec des fuites de l'EAS-u, EDF ne considère pas de risque de défaillance à l'ouverture de cette vanne non qualifiée à ces conditions d'utilisation. Dans cette situation, l'IRSN estime qu'il y aurait alors un transfert d'effluents fortement radioactifs sous le BR dans des locaux dont l'étanchéité n'est pas garantie. **Par conséquent, l'IRSN considère que la vanne doit rester ouverte et formule la recommandation n° 5 en annexe 1.**

#### Remplacement des têtes de soupapes SEBIM® du pressuriseur - Tome B

La protection du circuit primaire principal contre les surpressions est assurée par trois lignes de deux soupapes pilotées, appelées soupapes SEBIM®, installées en série sur le pressuriseur. Chaque ligne, comportant une soupape de protection et une soupape d'isolement, est appelée « ligne de décharge du pressuriseur » (LDP).

La modification des soupapes du pressuriseur vise à augmenter leur capacité de décharge à basse pression et à améliorer leur fonctionnement général. En effet, une plus grande ouverture à basse pression en mode d'ouverture commandée est favorable à la fois pour la mise en œuvre d'un appoint de secours au circuit primaire en « gavé ouvert<sup>30</sup> » et pour la gestion d'un accident grave pour limiter les risques de fusion du combustible en pression<sup>31</sup>.

Une première modification des soupapes a fait l'objet d'une évaluation de la part de l'IRSN en vue d'une exploitation de la modification à l'état VD3 des réacteurs de 900 MWe (hormis ceux de Fessenheim) ([6] [7]). Le dossier déposé par EDF dans le cadre de l'intégration du PTD n° 2 VD4 Bugey intègre les évolutions fonctionnelles et matérielles, en vue d'une valorisation des soupapes à l'état VD4, notamment une exigence d'ouverture et de maintien en position ouverte pendant un an en cas d'accident grave, et une exigence de refermeture sous 12 bar imposée par la stratégie de conduite du réacteur dorénavant appliquée en cas de situation H3.

La modification consiste notamment à mettre en place de nouveaux capteurs de position des soupapes de protection et d'isolement, qualifiés aux AG. Ces capteurs sont nécessaires afin de vérifier la course d'ouverture des soupapes. La qualification de ces capteurs n'appelle pas de remarque de l'IRSN. Néanmoins, à ce stade, il n'existe aucun retour d'exploitation sur ce type de matériel. De ce fait, l'IRSN estime qu'EDF doit réaliser, au titre de la requalification, un contrôle d'étalonnage de ces capteurs deux rechargements après l'intégration de la présente modification en vue de s'assurer qu'il n'y a pas de dérive. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 6 en annexe 1.**

Une validation fonctionnelle des mesures fournies par ces capteurs est réalisée sur l'ensemble des soupapes du pressuriseur avec une périodicité d'un cycle. Cette validation fonctionnelle est réalisée sur un seul point lorsque la soupape est fermée et consiste à vérifier que le signal délivré par une carte électronique est celui attendu. Enfin,

<sup>29</sup> La procédure U2 a pour but de surveiller et de restaurer, si besoin est, le confinement de l'enceinte après un accident ayant provoqué une dégradation du combustible et ou du circuit primaire afin de limiter les rejets radioactifs dans l'environnement.

<sup>30</sup> La conduite en « gavé-ouvert » permet l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible par ouverture des soupapes du pressuriseur et injection d'eau froide dans le cœur via le circuit d'injection de sécurité.

<sup>31</sup> Le maintien d'une pression importante dans le circuit primaire peut induire d'une part un phénomène d'échauffement direct de l'enceinte (ou DCH : direct containment heating), par fragmentation du corium lorsque celui-ci est expulsé sous une forte pression hors de la cuve, d'autre part des ruptures de tubes de générateur de vapeur (RTGV).

tous les 10 ans, et non tous les 10 cycles comme proposé initialement par EDF, un contrôle d'étalonnage de ces capteurs sera réalisé.

Or l'IRSN rappelle que ces capteurs de position délivrent des informations importantes et nécessaires à la connaissance de la position des soupapes de protection et d'isolement du pressuriseur. Par ailleurs, l'IRSN estime que le retour d'expérience disponible sur ces capteurs n'est pas suffisant pour réaliser uniquement une validation fonctionnelle de ces capteurs sur un seul point lorsque la soupape testée est fermée. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 7 en annexe 1.**

Enfin, l'IRSN estime qu'un critère de groupe B<sup>32</sup> n'est pas adapté à la vérification des alarmes qui informent les opérateurs d'une position anormale des soupapes. En effet, ces alarmes participent à la surveillance en fonctionnement normal de la disponibilité des soupapes de protection et d'isolement, qui sont requises par les STE. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 8 en annexe 1.**

#### Installation d'un boremètre sur la décharge du RCV

En 2005, EDF a mis en évidence que les chaînes neutroniques niveau source ne permettent pas de détecter une dilution incontrôlée de l'acide borique contenu dans l'eau, dans le circuit primaire, en situation de cœur incomplet lorsque le réacteur est en arrêt pour renouvellement du combustible. Cette insuffisance a conduit l'ASN à prescrire [4], sur tous les réacteurs en exploitation, l'installation d'un dispositif redondant, diversifié et indépendant du système de mesure de la concentration en bore existant.

En réponse à cette prescription, EDF a décidé d'installer un boremètre sur la ligne de décharge du circuit RCV pour tous les réacteurs du parc en exploitation. S'agissant des réacteurs du Bugey, la demande d'autorisation déposée par EDF est relative à tous les réacteurs du site à l'exception du réacteur n° 3, pour lequel la modification sera anticipée et déployée avant sa quatrième visite décennale. Le déploiement de cette modification sur le réacteur n° 3 du Bugey au référentiel VD3 a par ailleurs déjà fait l'objet d'une évaluation de la part de l'IRSN [22].

Pour le réexamen VD4 des réacteurs du Bugey, l'analyse de l'IRSN a porté sur l'acceptabilité de cette modification, en termes d'absence de régression sur le plan de la sûreté, ainsi que sur sa suffisance pour atteindre les objectifs de sûreté, en particulier au regard de la décision de l'ASN [4]. En particulier, la conception de ce nouveau dispositif doit permettre de résoudre l'ensemble des anomalies actuelles affectant l'étude de dilution incontrôlée et de tenir compte de l'ensemble des demandes exprimées par l'ASN<sup>33</sup> en 2012 [2].

À l'issue de son expertise, l'IRSN estime acceptable sur le plan de la sûreté cette modification, telle que déposée et complétée par EDF.

**Toutefois, l'IRSN rappelle, en annexe 3, les recommandations n° 1, 2, 3 et 5 de son avis en référence [3]. Pour les sujets afférents à ces recommandations, des compléments sont attendus de la part d'EDF afin de démontrer l'atteinte des objectifs de sûreté, en particulier au regard de la décision de l'ASN [4].**

---

<sup>32</sup> Sont classés en groupe B les critères d'essais 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 pendant la durée de la mission.

<sup>33</sup> Ces demandes concernent, d'une part, la mise en œuvre de dispositions d'exploitation et d'organisation pour améliorer la sûreté dans l'état de réacteur en APR en situation de cœur incomplet, d'autre part, la reprise des études d'accident cœur incomplet, pour y intégrer deux systèmes de détection indépendants (en tenant compte des demandes formulées relatives aux études fournies à ce jour).

### Disposition EAS-u

De même que pour les réacteurs du palier CPY, la disposition EAS-u contribue au maintien sous-critique du cœur du réacteur en assurant une injection d'eau borée dans le circuit primaire. À ce titre, cette disposition est valorisée dès le déploiement du PTD n° 2 VD4 Bugey, en tant que nouveau moyen d'appoint au circuit primaire en situation H3. En anticipation des situations d'accident grave, la mise en œuvre de la disposition EAS-u permet d'assurer un niveau d'eau suffisant dans les puisards de l'enceinte. En situation d'AG, cette disposition assure l'évacuation de la puissance hors de l'enceinte de confinement sans ouverture de son dispositif d'éventage. Au-delà, la disposition EAS-u doit permettre l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement pour les situations extrêmes dites « noyau dur » ayant pu entraîner, notamment, la perte totale des systèmes RIS et EAS.

Cette disposition est constituée d'une partie fixe comprenant principalement une pompe, un échangeur et différentes lignes de tuyauteries connectées aux systèmes existants RIS et EAS, mais aussi de moyens mobiles permettant l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte grâce à une source froide ultime. EDF prévoit que ces moyens mobiles soient acheminés depuis l'extérieur du site et mis en œuvre par la force d'action rapide nucléaire (FARN).

La modification consiste également, pour les réacteurs du Bugey, à créer une extension au bâtiment combustible (BK) qui accueillera l'échangeur EAS-u. Cette extension sera équipée d'un réseau de ventilation comprenant notamment un ventilateur et un aérotherme.

La conception de la modification envisagée par EDF prévoit que la traversée enceinte de la ligne d'injection vers la zone des puisards du fond du bâtiment réacteur de la pompe EAS-u ne présente qu'un seul organe d'isolement à l'intérieur du BR (un clapet anti-retour) et à l'extérieur BR (une vanne motorisée). Pour pallier le risque de bipasse du confinement, EDF avait indiqué, en 2016, qu'il installerait une garde hydraulique. Cependant, la modification déclarée à l'occasion de l'intégration du PTD n° 2 VD4 Bugey ne prévoit plus une telle garde hydraulique. Sur ce point, EDF a récemment indiqué que la technologie et la qualification du clapet anti-retour permettent finalement de se passer de cette garde hydraulique. Toutefois, EDF n'a transmis ni les notes de qualification du clapet, ni celles de la vanne motorisée. De plus, à faible pression, le risque d'inétanchéité du clapet est significatif, le clapet n'étant plus plaqué par la pression. Or les conditions de fonctionnement prévues engendrent de faibles pressions et par conséquent ne permettent pas, pour l'IRSN, de garantir un plaquage suffisant. De ce fait, l'IRSN considère que la garde hydraulique constitue un dispositif passif de limitation du risque de bipasse du confinement en AG. **Par conséquent, l'IRSN formule la recommandation n° 9 en annexe 1.**

Par ailleurs, un fonctionnement simultané des pompes EAS voie B et EAS-u pourrait conduire à la perte de la pompe EAS-u par cavitation. Par conséquent, EDF a indiqué exclure une utilisation simultanée des pompes EAS voie B et EAS-u, notamment en interdisant l'utilisation de la voie B de l'EAS, en accident grave, lorsque l'EAS-u est disponible. **L'IRSN estime que ceci est satisfaisant pour les situations d'AG, les préconisations de conduite dans le guide d'intervention en cas d'accident grave devant être explicites pour toutes les situations susceptibles d'être rencontrées.**

De même, l'IRSN considère que les situations possibles de concomitance de fonctionnement des pompes EAS voie B et EAS-u lors de l'application du chapitre VI des RGE doivent être éliminées et ce dès le PTD n° 2 VD4 Bugey, ce qui amène l'IRSN à formuler la recommandation n° 10 en annexe 1.

L'IRSN rappelle que la suffisance de la présente modification a été examinée dans le cadre de la préparation de la réunion du groupe permanent réacteur « Accidents graves tous paliers » de 2019 [12]. Dans ce cadre, EDF s'est

engagé à réaliser avant fin 2022 des essais supplémentaires en vue de démontrer le caractère suffisant de la marge vis-à-vis de la pression requise à l'aspiration pour le fonctionnement de la pompe EAS-u.

Dans les RGE, EDF crée un essai de périodicité « cycle » pour vérifier l'absence de dégradation de la pompe EAS-u en utilisant la ligne de retour vers la bêche de stockage PTR. L'absence d'utilisation de la pompe EAS-u pendant un cycle peut remettre en cause sa fiabilité et entraîner un risque de non-détection d'un défaut latent pendant plusieurs mois. Au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à ajouter un nouvel EP de démarrage et d'arrêt de la pompe EAS-u tous les quatre mois afin de renouveler le fluide stagnant dans la pompe et ainsi éviter le marquage au niveau des pistes des roulements. Néanmoins, pour l'IRSN, le respect du bon fonctionnement des séquences de démarrage et d'arrêt de la pompe n'est pas suffisant pour garantir sa disponibilité à remplir la fonction de sûreté qui lui est assignée. Celle-ci ne peut être jugée satisfaisante qu'après la vérification de l'absence de dégradation des paramètres physiques de la pompe. Ainsi, l'IRSN estime qu'EDF doit s'assurer de l'absence d'une telle dégradation de la pompe EAS-u lors de son démarrage tous les quatre mois au titre du chapitre IX des RGE. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 11 en annexe 1.**

En outre, la vérification de l'absence de dégradation de la pompe EAS-u lors de cet essai nécessite l'ouverture des robinets permettant d'isoler la ligne d'essai de la pompe EAS-u. Dans les domaines d'exploitation du réacteur dans lesquels le système EAS-u est requis, l'ouverture de ces robinets provoque l'indisponibilité de l'EAS-u. Toutefois, l'IRSN estime que cette indisponibilité est acceptable si des dispositions sont prises durant l'essai pour reconfigurer le circuit en cas de besoin. Ainsi, conformément à la doctrine du chapitre IX, ces mesures compensatoires doivent être mentionnées dans la règle d'essais périodiques du système EAS. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 12 en annexe 1.**

EDF crée un nouvel essai périodique pour vérifier l'étanchéité interne des deux robinets installés en série sur la ligne d'essai de la pompe EAS-u. Ce nouvel essai, de périodicité décennale, sera réalisé en mesurant la fuite en aval des deux robinets maintenus en position fermée. Pour l'IRSN, ce mode de vérification pourrait conduire à ne jamais détecter un défaut d'étanchéité affectant l'un des deux robinets. Or une défaillance, à moyen ou long terme, du deuxième robinet lors d'un accident entraînerait des rejets de radioéléments issus des puisards du BR dans l'environnement. Ainsi, l'IRSN considère qu'il est nécessaire de vérifier séparément l'étanchéité interne de chacun des robinets. De plus, en l'absence d'élément permettant d'évaluer la cinétique de dégradation des composants internes des robinets, l'IRSN estime que la périodicité de ce nouvel essai doit être diminuée. **Ces deux points font l'objet de la recommandation n° 13 en annexe 1.**

Par ailleurs, EDF envisage de contrôler, tous les dix ans, les performances hydrauliques de la pompe EAS-u via un essai d'injection dans le circuit primaire. Étant donnée la nécessité de garantir la disponibilité de la ligne d'injection dans son ensemble, l'IRSN estime que la fréquence de ce contrôle n'est pas suffisante, notamment vis-à-vis du retour d'expérience d'obstruction de tuyauteries de systèmes EIPS par des corps étrangers. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 14 en annexe 1.**

Enfin, compte tenu du fonctionnement de l'EAS-u en recirculation depuis les puisards du BR en situation accidentelle, son étanchéité est indispensable afin d'éviter tout rejet radioactif en dehors de l'enceinte de confinement. À ce titre, EDF envisage de contrôler, tous les dix ans, l'étanchéité externe des organes du circuit EAS-u, ainsi que les fuites associées au fonctionnement de la pompe afin d'éviter tout rejet radioactif en dehors de l'enceinte de confinement en situation incidentelle ou accidentelle. Pour l'IRSN, la périodicité de ces essais doit être réduite. À titre de comparaison, l'étanchéité des circuits des systèmes RIS et EAS est vérifiée tous les rechargements. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 15 en annexe 1.**

### Création d'un système PTR bis

Il ne peut être exclu qu'une agression affecte durablement le circuit de refroidissement de la piscine du BK dans laquelle le combustible irradié est entreposé du fait de l'absence de séparation physique des voies de refroidissement. Cette perte de refroidissement nécessite, sur le long terme, la restauration du confinement du BK et l'évacuation de l'énergie. Dans ce but, EDF met en place un système de refroidissement mobile à l'extérieur du BK pouvant se raccorder à la piscine BK (dit « PTR bis »). Ce système doit pouvoir être mis en place dans un délai inférieur à quatre jours et doit pouvoir fonctionner sur une durée cible de un an. Le système « PTR bis » doit aussi permettre de restaurer, en moins de 15 jours, le refroidissement de la piscine BK en situation d'agression extrême « noyau dur ».

Ce système « PTR bis » est constitué d'une partie fixe et d'une partie mobile. Les matériels mobiles, constitués d'un échangeur, de pompes et de vannes, seront acheminés sur le site par la FARN. Ils sont regroupés dans un conteneur se connectant d'une part à la source froide ultime par des flexibles, d'autre part à la piscine du BK par des tuyauteries installées en fixe et débouchant en façade du bâtiment combustible. Les connexions de ce système à la piscine du BK s'effectueront via les lignes d'aspiration et de refoulement du circuit PTR existant.

Sur le plan des modifications matérielles, la présente expertise ne concerne que l'aspect « non-régression ». En effet, le caractère suffisant de ces modifications (comprenant notamment le traitement des modes communs liés à l'incendie et à l'inondation) sera abordé dans un avis dédié de l'IRSN. De même, la suffisance des dispositions prévues à la suite d'un séisme de niveau « noyau dur » (SND), notamment des dispositions assurant l'intégrité du circuit de refroidissement PTR, sera étudiée dans un autre cadre.

Dans le cadre de cette modification, EDF ajoute sur la ligne d'aspiration du système PTR une nouvelle vanne motorisée. L'IRSN estime que la motorisation des vannes du tronçon commun de la ligne d'aspiration du circuit PTR augmente le risque d'isolement intempestif et est préjudiciable lors d'un fonctionnement simultané des deux pompes de refroidissement PTR. Ainsi, pour l'IRSN, l'intégration de la présente modification nécessite un arrêt automatique fiable des pompes PTR en cas de détection d'un isolement intempestif de leur ligne d'aspiration. De ce fait, la solution proposée par EDF, à savoir un automatisme de déclenchement des pompes sur basse pression en amont, n'est acceptable qu'à condition que cet automatisme fasse l'objet d'un essai périodique fonctionnel, en réel, avant chaque déchargement du combustible. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 18 en annexe 1.**

De plus, lors de l'expertise réalisée sur les réacteurs du palier CPY, EDF avait mis en avant la cinétique lente, de l'ordre de la minute, de fermeture des vannes de la ligne d'aspiration des pompes PTR pour écarter tout risque de coup de bélier. Or lors d'une inspection récente, il a été constaté que la fermeture d'une de ces vannes était de l'ordre de deux secondes. EDF a alors indiqué que, même avec ce temps de fermeture, le risque de coup de bélier demeure écarté. L'IRSN ne partage pas ce point de vue et considère qu'une fermeture rapide d'un organe d'isolement de la ligne d'aspiration du circuit PTR est susceptible de provoquer des dommages sur cet organe lorsque cette fermeture est intempestive. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 19 en annexe 1. Compte tenu du retour d'expérience récent mentionné supra, cette recommandation s'applique à toutes les vannes motorisées situées à l'aspiration des pompes de refroidissement PTR des réacteurs du parc en fonctionnement.**

EDF s'est engagé à créer un essai de périodicité un cycle associé à un critère de groupe B permettant de vérifier la manœuvrabilité des deux vannes motorisées installées sur le système « PTR bis ». L'IRSN estime que l'ensemble des vannes et tuyauteries installées en fixe sur le système « PTR bis » sont des EIP et doivent faire l'objet d'essais périodiques au titre du chapitre IX des RGE. Étant donnée la remise en cause de la disponibilité de la fonction

« PTR bis » en cas de non-respect d'un de ces essais, les critères associés doivent être de groupe A. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 20 en annexe 1.**

#### Stabilisation du Corium

Dans le cadre du réexamen VD4 900, la stratégie envisagée par EDF pour réduire le risque de percement du radier en cas d'accident grave consiste, en cas de rupture de la cuve, à stabiliser le bain de corium issu de la fusion du cœur hors de la cuve. Dans ce cadre, EDF prévoit notamment un étalement « à sec » du corium avant stabilisation de ce dernier par injection d'eau en surface.

Les spécifications techniques d'exploitation ne fixent pas d'exigence d'absence d'eau dans les zones d'étalement du corium (puits de cuve et local RIC). Or pour l'IRSN, la présence d'eau dans ces zones, en fonctionnement normal, est une situation à interdire en raison des risques associés à une explosion de vapeur en accident grave pouvant conduire à des rejets précoces et importants. **Ces éléments amènent l'IRSN à formuler la recommandation n° 21 en annexe 1, qui concerne tous les réacteurs de 900 MWe.**

À cet égard, pour tous les réacteurs de 900 MWe, EDF s'est engagé, d'ici fin 2019, à analyser la nécessité d'une mesure de niveau d'eau dans le puits de cuve et dans le local RIC pour s'assurer du respect en fonctionnement normal des conditions d'opérabilité de la stratégie de gestion d'un AG.



### **MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE III DES RGE**

L'expertise par l'IRSN des évolutions du chapitre III des RGE dans le cadre du PTD n°2 VD4 Bugey a conduit à des échanges techniques entre EDF et l'IRSN au cours desquels EDF a pris des engagements qui sont jugés satisfaisants par l'IRSN. Toutefois, l'IRSN a estimé que les éléments techniques présentés par EDF dans le cadre de ces échanges n'étaient pas suffisants ou satisfaisants, ce qui le conduit à formuler des recommandations et observations sur les sujets suivants.

#### Suites de l'expertise du chapitre III des RGE du palier technique documentaire du palier CP0 (PTD n° 2 CP0) en 2015

À l'issue de l'expertise des STE du PTD n° 2 CP0, l'IRSN a formulé plusieurs recommandations dans son avis [11]. Ce dossier n'ayant finalement pas fait l'objet d'une autorisation spécifique par l'ASN, EDF a décidé de tenir compte d'une partie de ces recommandations dans les STE du PTD n° 2 VD4 Bugey examinées dans le présent cadre.

L'absence de prise en compte par EDF des autres recommandations de l'avis [11] amène de la part de l'IRSN les commentaires suivants :

- Création du pseudo-système ICPA (informations nécessaires à la conduite post-accidentelle)

Plusieurs recommandations relatives à la création du pseudo-système ICPA ne sont pas intégrées par EDF dans les STE expertisées pour la VD4 du Bugey. L'IRSN souligne qu'EDF n'a pas apporté, dans le cadre de la présente expertise, d'élément nouveau pour justifier sa position, et que ces recommandations, cohérentes avec les prescriptions applicables à ce jour sur d'autres paliers, ne sont pas remises en cause par les modifications matérielles VD4 ou la reprise des études du rapport de sûreté (RDS). **Ces recommandations font l'objet de rappels en annexe 3 et doivent être intégrées dans les STE du PTD n° 2 VD4 Bugey ; il s'agit des recommandations n° 5 à 7 et des recommandations n° 9 à 11.**

- Projet CIA : indisponibilité des tableaux 380 V secours (LLi)

L'IRSN avait formulé, dans l'avis [11], des recommandations relatives à des événements spécifiques à la perte de certains tableaux électriques. EDF n'ayant pas apporté, dans le cadre de la présente expertise, d'élément nouveau, **ces recommandations doivent être intégrées dans les STE du PTD n° 2 VD4 Bugey. Il s'agit des recommandations n° 18 et 19 rappelées en annexe 3.**

- Remplacement d'une source électrique interne par la TAC en cas d'évènement fortuit

Bien que ce sujet ait déjà été expertisé dans le cadre de l'avis [11] et se soit soldé par un avis négatif de la part de l'IRSN, EDF propose à nouveau de relaxer la conduite à tenir définie en cas d'indisponibilité fortuite d'une source électrique interne (groupe électrogène de secours à moteur Diesel) dans les domaines RP et AN/GV en valorisant l'éclissage de la turbine à combustion (TAC) en remplacement du groupe électrogène indisponible. Au vu du surcroît du risque de fusion du cœur engendré par cette indisponibilité présenté par EDF lors de la présente expertise et de son analyse, l'IRSN n'est toujours pas favorable à cette relaxation. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 22 en annexe 1.**

- Modifications des spécifications chimiques concernant le pH des systèmes DEL et SER

Le pH des fluides circulant dans les systèmes DEL et SER n'est pas prescrit par les STE dans le référentiel des spécifications chimiques alors que, pour l'IRSN, le pH est un paramètre important pour la sûreté puisque son contrôle dans ces circuits est le seul levier actif permettant à l'exploitant de garantir leur intégrité. **L'IRSN considère que la recommandation n° 26 de l'avis [11], rappelée en annexe 3, doit être intégrée dans les STE du PTD n° 2 VD4 Bugey.**

#### Nouveau domaine complémentaire

Dans le cadre du réexamen VD4 des réacteurs du Bugey, la liste des dispositions complémentaires retenues dans le rapport de sûreté en version VD3 est revue sur la base de la nouvelle version des études probabilistes de sûreté (EPS) de référence relatives aux réacteurs du Bugey. Les STE sont modifiées pour prendre en compte ces évolutions. Néanmoins, lors de l'expertise réalisée dans le cadre de l'avis [5], EDF s'est engagé à apporter des compléments à cette liste des dispositions complémentaires lors de la phase B du réexamen. L'impact de ces modifications du RDS sur les STE sera donc pris en compte par EDF à cette même échéance.

Dans le cadre du réexamen VD4 des réacteurs du Bugey, l'isolement automatique de la décharge du RCV et la fonction de borication directe sont des dispositions complémentaires dont le rôle est de pallier les situations accidentelles de perte totale de la source froide (situation dite « H1 ») survenant dans certains domaines d'exploitation. L'IRSN constate que les durées maximales de fonctionnement dans l'état initial prévues par EDF en cas d'indisponibilité de ces dispositions sont celles applicables au palier CPY, alors que l'impact sur la sûreté engendré par ces indisponibilités est, du fait des différences de conception, plus pénalisant pour le site du Bugey. **Ces éléments amènent l'IRSN à formuler les recommandations n° 23 et n° 25 en annexe 1.**

Le rôle de la pompe RIS 011 PO, commune à deux réacteurs jumeaux et alimentée électriquement par le DUS, est d'assurer le secours de l'IJPP<sup>34</sup>, et donc le maintien de l'intégrité du circuit primaire, en cas de perte totale des sources électriques survenant dans les domaines d'exploitation RP ou AN/GV lorsque la température est supérieure à 190 °C ou la pression est supérieure à 45 bars abs. De plus, dans tous les états du réacteur pour lesquels le circuit primaire est pressurisable, le DUS assure un rôle au titre de la fonction de refroidissement par les GV. Du fait des

<sup>34</sup> IJPP : injection aux joints des pompes primaires.

différences de conception, ce rôle est plus important pour le site du Bugey que pour le palier CPY. EDF prévoit le déclassement en groupe 2<sup>35</sup> des indisponibilités de la pompe RIS 001 PO et du DUS et présente des éclairages probabilistes en appui. L'IRSN considère que l'analyse d'EDF sous-estime l'importance pour la sûreté de ces équipements et que le déclassement prévu par EDF n'est pas justifié au vu de la valeur repère d'accroissement du risque de fusion du cœur retenue par l'ASN [18]. **Ces éléments amènent l'IRSN à formuler, en annexe 1, les recommandations n° 24, 27 et 28.**

Dans les domaines d'exploitation nécessitant une injection d'eau aux joints des pompes primaires, la partie « appoint » de l'EAS-u participe à la démonstration de sûreté pour ce qui concerne la maîtrise des situations du domaine complémentaire « H3 » avec perte d'intégrité du circuit primaire au niveau des joints des pompes primaires. À ce titre, l'indisponibilité de la nouvelle disposition EAS-u, ainsi que l'indisponibilité des informations utilisées en conduite post-accidentelle pour sa mise en service et son passage en recirculation, doivent être classées en groupe 1 au titre des STE. EDF prévoit le déclassement en groupe 2 de ces indisponibilités et présente, pour appuyer sa proposition, un éclairage probabiliste. L'IRSN constate, au vu de la valeur repère d'accroissement du risque de fusion du cœur retenue par l'ASN [18], que ce déclassement n'est pas justifié. De plus, l'IRSN estime que les résultats d'EDF apparaissent sous-estimés. **Ces éléments amènent l'IRSN à formuler les recommandations n° 26 et 37 en annexe 1.**

#### Prise en compte des accidents graves dans les STE

Lors de la prise en compte des AG dans le PTD n°2 VD4 Bugey, conformément à la demande G2.2 de la lettre de l'ASN en référence [14], EDF devait « *définir une conduite à tenir plus stricte associée à l'indisponibilité totale d'une fonction ou d'un équipement nécessaire pour prévenir les rejets précoces importants, y compris en termes de règles de gestion des indisponibilités simultanées* ». Ceci a notamment amené EDF à identifier des fonctions et matériels qu'il considère nécessaires en accident grave et, à ce titre, à intégrer de nouveaux requis dans les STE ou renforcer des requis existants sur quelques matériels importants pour la sauvegarde du confinement dont les recombineurs passifs. En particulier, EDF s'est engagé à requérir les 25 recombineurs autocatalytiques passifs (RAP) existants dans le domaine d'exploitation RP. En revanche, EDF requiert la disponibilité de 23 RAP dans le domaine d'exploitation AN/GV et de 15 RAP dans les domaines d'exploitation AN/RRA et API, estimant que ce nombre suffit à assurer la fonction de recombinaison de l'hydrogène en cas d'AG. EDF s'appuie sur des calculs réalisés avec une modélisation de l'enceinte dont le maillage n'est pas, selon l'IRSN, suffisamment fin pour apprécier correctement le risque de phénomènes dynamiques susceptibles de menacer l'intégrité de l'enceinte. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 29 en annexe 1.**

Par ailleurs, à l'issue de l'expertise du PTD n° 2 VD4 Bugey, EDF s'est engagé à intégrer l'information de détection de percée de la cuve dans les STE en tant qu'information nécessaire en AG lors de la phase B du réexamen. L'IRSN rappelle que la stratégie d'EDF de gestion des appoints en cuve pour les réacteurs à l'état VD4 900 intègre des actions d'injection d'eau déclenchées sur la base de l'information délivrée par l'instrumentation de détection de percée de la cuve. **Cette information est donc, selon l'IRSN, primordiale pour la conduite en AG. Ce point fait l'objet de la recommandation n° 30 en annexe 1.**

En lien avec la nécessité de renforcer les STE pour les matériels importants en accident grave, il convient de souligner le rôle déterminant de la nouvelle disposition EAS-u qui a pour objectif de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du dispositif U5, préservant ainsi le confinement assuré par

<sup>35</sup> Événements de groupe 2 des spécifications techniques d'exploitation : ce sont les événements qui peuvent compromettre le contrôle, le diagnostic ou la conduite à suivre en cas d'anomalie.

l'enceinte, et de stabiliser le corium, évitant ainsi les rejets par le radier. Pour l'IRSN, la conduite à tenir dans les STE proposée par EDF pour ce matériel n'est pas adéquate. Outre les matériels qu'EDF estime nécessaires pour prévenir les rejets précoces importants, l'IRSN a identifié d'autres matériels « clés » comme l'EAS-u qui méritent de faire l'objet d'exigences renforcées, en raison de leur rôle déterminant vis-à-vis de la sauvegarde du confinement lors d'un accident grave. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 31 en annexe 1.**

À l'issue de la réunion du GPR relative aux accidents graves, EDF s'est engagé à intégrer aux STE des requis concernant le dispositif U5 et la fonction d'aspersion dans l'enceinte en injection directe, à échéance de la phase B du réexamen. Toutefois, l'IRSN estime que, compte tenu de l'importance des équipements U5 et EAS en injection directe pour gérer au mieux les AG, en complément du dispositif EAS-u, l'intégration de ces nouveaux requis mérite d'être réalisée dès le PTD n° 2 VD4. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 32 en annexe 1.**

Dans les états du réacteur nécessitant une injection d'eau aux joints des pompes primaires, la partie « appoint » de l'EAS-u est valorisée dans la démonstration de sûreté pour prévenir, tout d'abord, la fusion du cœur en situation de perte totale des alimentations électriques avec brèche induite aux joints des GMPP, puis pour prévenir la perte du confinement par pressurisation ou percée du radier, si l'entrée en AG ne peut, malgré tout, être évitée. Les STE doivent prescrire, pour la partie « appoint » de l'EAS-u, un délai d'amorçage du repli du réacteur dans l'état sûr tenant compte de son double rôle vis-à-vis de la prévention et de la mitigation des AG. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 33 en annexe 1.**

Enfin, l'IRSN considère que, pour le domaine d'exploitation d'arrêt pour intervention lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert, ses conclusions relatives aux exigences à associer dans les STE du PTD n° 2 VD4 Bugey à l'indisponibilité de l'EAS-u sont directement applicables à l'indisponibilité des tableaux LHC et LUU, compte tenu du fait que ces sources électriques sont nécessaires au fonctionnement de l'EAS-u. Il en est de même pour l'indisponibilité cumulée des sources assurant l'alimentation électrique de ces tableaux, à savoir le DUS du réacteur concerné et celui du réacteur voisin. **Ces points font l'objet de la recommandation n° 34 en annexe 1.**

#### Le DUS et la sûreté des assemblages de combustible dans le BK

La perte des sources électriques dans les domaines d'exploitation arrêt pour rechargement (APR) et réacteur complètement déchargé (RCD) a une contribution dominante au risque de découverture des assemblages de combustible entreposés dans la piscine BK. En effet, les STE y autorisent à rendre indisponibles pour maintenance une source électrique externe et une source électrique interne. Pour l'IRSN, la mise en place du DUS doit être mise à profit pour améliorer la disponibilité des sources électriques en APR et RCD. Ceci permettrait de rendre le risque de découverture extrêmement improbable avec un haut degré de confiance ainsi que de diminuer la probabilité d'entrée en ébullition de l'eau de la piscine BK. Par sa lettre [13], l'ASN a déjà demandé que les exigences d'exploitation associées au DUS en APR et RCD soient renforcées. Dans le cadre de la présente expertise, EDF conclut à l'absence de nécessité de ce renforcement en s'appuyant notamment sur une étude probabiliste, déjà analysée par l'IRSN dans l'avis [10]. L'IRSN constate que les résultats d'EDF ne permettent toujours pas de considérer extrêmement improbable avec un haut degré de confiance le risque de découverture d'assemblages de combustible dans la piscine BK. De plus, certaines hypothèses retenues par EDF ne tiennent pas compte du retour d'expérience et ceci conduit à sous-estimer ce risque. **Ces éléments amènent l'IRSN à formuler la recommandation n° 35 en annexe 1.**

#### Évolutions relatives aux conséquences radiologiques

L'injection de soude par le système d'aspersion de l'EAS permet de limiter les conséquences radiologiques des accidents de dimensionnement avec ruptures de gaine et mise en service de la recirculation. Dans le PTD n° 2 VD4

Bugey, EDF a renforcé les exigences associées à cette fonction. Toutefois, la recommandation n° 5 émise lors de l'expertise du DA REX 2010 [17], rappelée en annexe 3, reste d'application pour les réacteurs du Bugey et se traduit par la recommandation n° 36 en annexe 1.

#### Introduction des informations SRRC

En réponse à la demande de l'ASN d'étendre le concept d'informations SPA (informations nécessaires à la surveillance de l'état global de l'installation en situations incidentelle et accidentelle) aux états du circuit primaire « non fermé » et à la piscine BK d'entreposage du combustible usé, EDF a proposé d'établir une liste de mesures utilisées dans les procédures de conduite incidentelle et accidentelle qui caractérisent les fonctions fondamentales de sûreté (refroidissement, réactivité, confinement) et d'associer des exigences d'exploitation à celles dont la disponibilité n'est, à ce jour, pas requise par ailleurs au titre des STE. Ces informations sont regroupées dans un pseudo système sous l'appellation SRRC pour « Surveillance-Réactivité-Refroidissement-Confinement ».

L'IRSN a déjà expertisé l'introduction du pseudo-système SRRC dans les STE, dans le cadre de l'expertise des DA RGE VD2 N4 [8] et VD4 900 CPY [10]. Cette analyse ayant un caractère générique tous paliers, au terme de la présente expertise, l'IRSN maintient certaines des réserves formulées précédemment. Ainsi, l'IRSN considère que les STE doivent être renforcées en ce qui concerne la conduite à tenir en cas de perte totale ou de perte de redondance d'un certain nombre d'informations qu'EDF verse à la liste SRRC, et formule les recommandations n° 38 et 39 en annexe 1.

#### Prise en compte du volet « redimensionnement » du référentiel « grands chauds »

Le référentiel « grands chauds » prend en compte d'une part les conditions de fonctionnement de référence du RDS en « redimensionnement », d'autre part l'agression canicule. Seul le volet « redimensionnement » est spécifiquement décliné dans les STE et fait ici l'objet de commentaires de l'IRSN. L'agression canicule est, quant à elle, traitée au paragraphe suivant « Prise en compte des agressions dans le référentiel d'exploitation ».

- Température maximale admissible en fonctionnement normal

Dans le PTD n°2 VD4 des réacteurs du Bugey, la conduite à tenir en cas de perte partielle ou totale des systèmes de ventilation/climatisation des locaux contenant des matériels utilisés en fonctionnement normal et ou en situation accidentelle a été modifiée pour prendre en compte le référentiel « grands chauds ». Pour l'IRSN, et tel que demandé par l'ASN dans sa lettre [21] concernant le palier CPY, dans les locaux abritant des matériels utilisés en fonctionnement normal et en situation accidentelle, la température prise en compte doit être celle des hypothèses des études du référentiel « grands chauds » au moment de l'entrée en situation accidentelle, à savoir la  $T_d^{36}$  et non pas la  $T_r^{37}$  de ces matériels. En effet, le rôle des STE est de faire respecter en exploitation les hypothèses du rapport de sûreté, y compris celles des études thermiques du référentiel « grands chauds ». EDF ne respecte pas systématiquement ce principe dans les STE pour les matériels électriques, électroniques ou encore des matériels de la station de pompage, utilisés aussi bien en fonctionnement normal qu'en situation accidentelle. Ce point fait l'objet de la recommandation n° 40 en annexe 1.

<sup>36</sup> La température de disponibilité (Td) est la température ambiante maximale que le matériel ne doit pas dépasser en régime permanent, c'est-à-dire en fonctionnement normal ou en situation incidentelle/accidentelle de redimensionnement pour les matériels « EIPS participant au maintien en l'état sûr ».

<sup>37</sup> Pour EDF, la température exceptionnelle (Tr) est la température acceptable par le matériel pour un fonctionnement limité à quelques centaines d'heures par an et ce, chaque année jusqu'à la fin de vie des réacteurs concernés.

– Système de conditionnement des bâtiments diesels

Le système de ventilation LH assure le conditionnement des bâtiments diesels (local électrique et hall diesel). Ces locaux sont caractérisés par une charge thermique qui augmente en situation accidentelle. La température enregistrée lors du fonctionnement normal n'est donc pas représentative de la température qui sera atteinte lors de la situation accidentelle. Pour pouvoir définir les seuils de température maximale à prescrire dans les STE, des études thermiques ont dû être réalisées.

Au vu des résultats de ces études, si le climatiseur du local électrique est indisponible, le diesel ne peut plus assurer sa fonction lors d'une situation accidentelle dès lors que la température extérieure dépasse une certaine valeur. Pour autant, les STE ne requièrent pas de déclarer cette indisponibilité au-delà de ce seuil de température. **Ceci fait l'objet de la recommandation n° 41 en annexe 1.**

De même, si trois ventilateurs du hall diesel sont indisponibles, le diesel ne peut plus assurer sa fonction lors d'une situation accidentelle dès lors que la température extérieure dépasse une certaine valeur. Le seuil prévu par EDF d'être prescrit est estimé de manière à pouvoir respecter en situation accidentelle la  $T_r$  des matériels. Or, pour les matériels qui doivent fonctionner sur une durée indéfinie, l'ASN a demandé à EDF de retenir la  $T_d$  et non la  $T_r$  (demande A10 de la lettre [19]). La réponse apportée par EDF à cette demande a conduit l'IRSN à recommander [20] « *qu'EDF démontre que les équipements sollicités au-delà de leur température  $T_d$  de qualification ou de conception permettent d'assurer les fonctions requises sur le long terme* ». Or pour les matériels situés dans les halls diesels, EDF n'a pour l'instant pas apporté de démonstration particulière quant à leur bon comportement lors d'un fonctionnement d'une dizaine de jours au-delà de leur  $T_d$ . **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 42 en annexe 1.**

– Système DUV<sup>38</sup>

Le système DUV doit assurer des conditions de température compatibles avec le fonctionnement des matériels du bâtiment du DUS (hall du DUS et locaux électriques). L'IRSN estime que la conduite à tenir en cas d'indisponibilité totale du DUV dans le hall du DUS ou dans les locaux électriques doit être cohérente avec celle relative à l'indisponibilité du DUS. En outre, le délai de réparation alloué à l'indisponibilité partielle de la ventilation de conditionnement des locaux électriques ne doit pas dépasser le délai prescrit systématiquement par EDF en cas de perte partielle d'un système de conditionnement valorisé dans la démonstration de sûreté. **Ces points font l'objet des recommandations n° 43 et 44 en annexe 1.**

– Systèmes DVLD et DVLE

Les systèmes DVLD et DVLE conditionnent notamment les locaux électriques de moyenne et basse tension, du relaying et des batteries. En cas d'indisponibilité de ces systèmes engendrant une montée en température des locaux jusqu'à la valeur maximale prescrite, les STE requièrent de considérer indisponibles les matériels électriques concernés et d'appliquer les événements correspondants. Or le retour d'expérience a mis en évidence que ce type de conduite à tenir n'est pas suffisamment précis pour orienter correctement l'opérateur en temps réel dans la salle de commande. Ce manque de précision des STE pourrait être comblé par une évolution du document justificatif des STE, pour que celui-ci précise au moins les matériels par local à considérer indisponibles. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 45 en annexe 1.**

---

<sup>38</sup> DUV : conditionnement du hall et du local électrique du DUS.

Par ailleurs, chaque local de batteries n'est muni que d'un ventilateur d'extraction. Néanmoins, selon EDF, sa perte n'entraîne qu'une perte partielle du conditionnement thermique du local de la batterie car, dans cette situation, les portes du local sont maintenues ouvertes, ce qui justifie un délai de réparation de 14 jours. Pour l'IRSN, cette condition doit être prescrite dans les STE. Ainsi, l'IRSN formule la recommandation n° 46 en annexe 1.

– Système DVNd

Le système DVNd assure le conditionnement du bâtiment combustible. Le matériel du BK le plus sensible thermiquement est la machine de manutention de combustible, dont le bon fonctionnement n'est pas garanti au-delà de 40 °C. Pour EDF, tout risque d'accident de manutention lié au dépassement de cette limite de température peut être écarté compte tenu du fait que la règle particulière de conduite « grands chauds » demande, dès que la température du hall BK atteint 35 °C, d'interrompre les manutentions de combustible. L'IRSN estime que, en l'absence de conditionnement du BK, il n'est pas exclu que la limite de 40 °C puisse également être atteinte en dehors de la période annuelle d'application de cette règle particulière de conduite, notamment lors des opérations de déchargement du combustible. Or les STE ne demandent ni de surveiller la température des locaux ventilés par le DVNd, ni d'interdire les manutentions de combustible lorsque le bon fonctionnement de la machine de manutention n'est plus garanti. Ce point fait l'objet de la recommandation n° 47 en annexe 1.

Prise en compte des agressions dans le référentiel d'exploitation

Les réacteurs du Bugey qui seront exploités au-delà de leur VD4 coexisteront avec le réacteur EPR de Flamanville, dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées, notamment en ce qui concerne la protection contre les agressions.

La poursuite de l'exploitation des réacteurs du Bugey après leur VD4 exige donc de pouvoir garantir la conformité et la disponibilité des dispositions de protection contre les agressions existantes ou renforcées à l'occasion des VD4. Dans cet objectif, les STE et leurs documents supports devront permettre d'identifier les dispositions de protection contre les agressions nécessaires à la démonstration de sûreté dans les différentes configurations de fonctionnement envisageables en fonctionnement normal. Ces configurations de fonctionnement doivent couvrir les différents domaines et états d'exploitation d'un réacteur en prenant en considération, lorsque cela est pertinent, des niveaux de vigilance ou d'alerte vis-à-vis d'une agression à caractère prédictible. La surveillance en exploitation de ces dispositions reposera notamment sur les programmes d'essais périodiques (chapitre IX des RGE) et sur les programmes de maintenance préventive.

Quelques dispositions de protection contre les agressions sont intégrées dans les STE actuelles, principalement pour l'incendie et l'explosion interne. Pour couvrir les autres agressions, EDF propose l'ajout dans le chapitre « Généralités » des STE d'un paragraphe requérant la disponibilité des équipements de dispositions agressions (EDA) et prescrivant une conduite à tenir générique en cas d'indisponibilité. Celle-ci demande que la disponibilité d'un EDA requis soit retrouvée sous un mois.

Ce prescriptif est nettement moins précis et détaillé que celui proposé sur le réacteur EPR de Flamanville. En effet, sur ce nouveau réacteur, les prescriptions d'exploitation associées en fonctionnement normal aux dispositions de protection contre les agressions font l'objet d'un chapitre dédié dans les RGE, se rapprochant dans ses objectifs, sa structure et sa forme, des STE du parc électronucléaire en fonctionnement.

La proposition d'EDF actuelle ne peut donc être considérée comme acceptable que s'il s'agit d'une première étape vers une construction d'un prescriptif « agressions » intégré aux RGE à l'image de celui proposé sur l'EPR de Flamanville. Dès à présent, l'IRSN estime qu'EDF devra avoir identifié, au sein de la démonstration de sûreté

nucléaire<sup>39</sup>, l'ensemble des fonctions (FCT) et des systèmes, structures et composants (SSC) valorisés pour la prévention, la maîtrise ou la limitation des effets d'une agression<sup>40</sup>. Sur ce point, EDF s'est engagé à identifier dans les rapports de sûreté VD4 900 les « FCT<sub>AGR</sub> » valorisées au titre des études d'agression et à compléter les listes d'équipements « SSC<sub>AGR</sub> ». L'IRSN considère que cet engagement est satisfaisant dans son principe. Cependant, l'IRSN note, dès à présent, que certains des SSC<sub>AGR</sub> ne sont pas identifiés comme tels par EDF. **Toutes les dispositions permettant de prévenir et de limiter les effets d'une agression devront être considérées au titre des FCT<sub>AGR</sub> ou des SSC<sub>AGR</sub>.**

Les exigences associées à ces FCT<sub>AGR</sub> et des SSC<sub>AGR</sub> devront ensuite être définies de façon détaillée, dans le but notamment de surveiller le maintien de la qualification et de la disponibilité de ces FCT<sub>AGR</sub> et SSC<sub>AGR</sub> lors de l'exploitation d'un réacteur. **À cet égard, l'IRSN formule la recommandation n° 48 en annexe 1.**

EDF s'est engagé à compléter les STE par une règle d'application des spécifications agressions (RASA) précisant notamment les conditions d'exploitation dans lesquelles une FCT<sub>AGR</sub> est requise disponible. L'IRSN estime que ce document doit être identifié comme faisant partie de la démonstration de sûreté nucléaire et, à ce titre, doit être cité ou référencé dans le RDS ou dans les RGE. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 49 en annexe 1.**

En outre, l'IRSN estime qu'EDF devra identifier les FCT<sub>AGR</sub> revêtant un fort enjeu de sûreté. Ces fonctions devront faire l'objet de prescriptions spécifiques dans les STE VD4 900 imposant des mesures conservatoires appropriées en cas d'indisponibilité. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 50 en annexe 1.**

L'IRSN considère que la spécificité des agressions prédictibles, dont le risque d'occurrence augmente en fonction du niveau d'alerte dans laquelle le site se trouve, mérite un traitement particulier. Sur ce sujet, EDF indique que, en situation de mise en défaut d'un matériel agression valorisé dans une agression prédictible, l'exploitant réalisera une analyse d'impact et appliquera des délais de réparation proportionnés aux enjeux de sûreté. Cet engagement peut être jugé satisfaisant. Pour autant, l'IRSN signale que la RASA récemment rédigée par EDF pour les réacteurs 900 MWe CPY à l'état VD4 ne répond pas encore à ce principe : elle définit des délais standards de réparation pour les dispositions de protection contre une agression prédictible sans préciser que cette conduite à tenir doit être revue en fonction du niveau d'alerte en cours. **Il incombe donc à EDF de faire évoluer cette règle d'application des spécifications agressions afin de se conformer à son engagement.**

Le non-respect d'une condition d'exploitation prise en compte dans une étude d'agression peut engendrer un accroissement significatif de risque d'accident ou de ses conséquences. **Aussi, l'IRSN estime que ces conditions doivent être identifiées de façon exhaustive afin de faire l'objet de prescriptions adaptées.** EDF s'est engagé à lister dans la RASA les prescriptions complémentaires issues des études d'agression, en particulier celles relatives au respect d'actions préventives, de limites de sûreté ou de configurations de SSC, de façon à garantir des conditions d'exploitation conformes aux études d'agression.

Cet engagement d'EDF pourrait être jugé satisfaisant. Cependant, l'IRSN a signalé à EDF que, en application de ce principe, la disponibilité et les conditions de mise en œuvre des dispositifs amortisseurs<sup>41</sup> permettant de garantir

<sup>39</sup> La démonstration de sûreté nucléaire comprend l'ensemble des éléments contenus ou utilisés dans les RDS qui justifient que les risques d'accident, radiologiques ou non, et l'ampleur de leurs conséquences sont maîtrisés.

<sup>40</sup> Fonctions et SSC notés respectivement FCT<sub>AGR</sub> et SSC<sub>AGR</sub> dans la suite de cet avis.

<sup>41</sup> Ces dispositifs comprennent un amortisseur hydraulique placé en fosse de chargement, attenante au compartiment d'entreposage du combustible de la piscine BK, et un dispositif d'absorption d'énergie (DAE) constitué d'un matelas en béton cellulaire. Pour être efficace, ces dispositions nécessitent que la fosse de chargement soit pleine d'eau lorsqu'un emballage est manutentionné à sa verticale et que le DAE soit disposé sous l'emballage dès lors que sa hauteur de manutention est supérieure à 5,5 m.

que les conséquences de la chute d'un emballage de transport manutentionné dans un BK resteront acceptables doivent faire l'objet de prescription d'exploitation. En effet, la chute d'un emballage de transport dans le BK peut conduire à l'ébranlement de la piscine de désactivation et à une fusion de combustible dans un bâtiment non confiné. Cette situation doit pouvoir être jugée extrêmement improbable avec un haut degré de confiance. Sur ce point particulier, EDF estime que le niveau de fiabilité des ponts lourds équipant les BK du site du Bugey permet de considérer que la probabilité de chute d'un emballage est résiduelle. En conséquence, selon EDF, les dispositifs amortisseurs précités ne sont pas des éléments importants pour la sûreté nucléaire et les conditions d'exploitation de ces dispositifs n'ont vocation à figurer ni dans les STE, ni dans la RASA.

Or l'étude de fiabilité réalisée par EDF, ancienne, ne prend pas en compte de nombreux enseignements importants issus du retour d'expérience. EDF a d'ailleurs reconnu que cette étude devait être mise à jour. **Au regard des événements marquants de chute de charge depuis des ponts de manutention du parc électronucléaire d'EDF, ainsi que des conséquences d'une chute d'un emballage de transport en l'absence des dispositifs prévus à cet effet, l'IRSN émet la recommandation n° 51 en annexe 1.**

Au travers de ce cas particulier, l'IRSN constate qu'EDF ne prend pas la mesure des enjeux de sûreté associés à certaines hypothèses structurantes des études d'agression. **Ce constat, qui remet potentiellement en cause les objectifs du réexamen VD4 900, nécessite au minimum une identification exhaustive des conditions d'exploitation à associer aux hypothèses structurantes d'une étude d'agression lorsque celles-ci permettent de réduire à un niveau jugé acceptable un risque d'accident non maîtrisé.**

Enfin, EDF s'engage, à l'échéance de la phase B du réexamen, à prédéfinir des mesures conservatoires permettant de réduire les risques liés à l'indisponibilité d'une fonction  $FCT_{AGR}$  dans des documents prescriptifs internes d'exploitation, à chaque fois que cela est pertinent. À la même échéance, EDF spécifiera dans les STE qu'un cumul d'indisponibilités de  $FCT_{AGR}$  devra faire immédiatement l'objet d'une analyse de sûreté afin de définir les mesures compensatoires ou conservatoires appropriées au risque. L'IRSN estime que ces engagements sont satisfaisants.

#### Pression primaire requise dans le domaine API-EO<sup>42</sup>

Dans le PTD n° 2 VD4 Bugey, EDF a souhaité introduire une précision indiquant que la pression primaire peut être inférieure à la pression atmosphérique lors de la connexion des événements du circuit primaire au système EBA<sup>43</sup>. Cette configuration d'exploitation normale vise à éviter un risque de contamination lors des opérations d'ouverture du pressuriseur ou du couvercle cuve, et nécessite effectivement, notamment en raison des pertes de charge au niveau de l'événement, une pression à la surface libre du circuit primaire légèrement inférieure à la pression du BR. C'est pourquoi l'IRSN estime qu'EDF devrait préciser que la pression à la surface libre du primaire n'est alors que légèrement inférieure à la pression du BR. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 1 en annexe 2.**

◇ ◇ ◇

---

<sup>42</sup> API-EO : Arrêt pour intervention, circuit primaire entrouvert.

<sup>43</sup> EBA : système de ventilation de balayage du BR à l'arrêt.

## MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE VI DES RGE (CIA)

L'IRSN a examiné les évolutions de conduite du chapitre VI des RGE prévues par EDF dans le PTD n° 2 VD4 CP0 Bugey.

Les évolutions de conduite appelant des remarques de la part de l'IRSN sont présentées ci-après.

### Études de dilution

L'IRSN estime que les évolutions de conduite prévues par EDF, dans le cadre de la reprise des études de dilution en puissance, ne répondent pas aux demandes de l'ASN formulées dans la lettre [9]. Ainsi, bien qu'apportant des améliorations, **ces évolutions ne sont pas jugées suffisantes.**

### Transitoires OISS<sup>44</sup> et RTGV3<sup>45</sup>

Dans le cadre de la VD4 900 CP0 Bugey, les études du RDS des transitoires OISS et RTGV3 ont été reprises pour prendre en compte la possibilité de blocage en position fermée d'une vanne du système de contournement turbine à l'atmosphère (VCD-a) sur un générateur de vapeur « sain ». Le choix de cet aggravant dans les études a conduit EDF à prévoir une évolution des règles de conduite qui, dans cette situation, ne permettraient pas de replier le réacteur aux conditions de connexion et de mise en service du RRA. À la suite de son expertise, l'IRSN considère que les modifications des règles de conduite prévues par EDF n'apportent pas de régression de sûreté, mais qu'elles pourraient néanmoins être améliorées. **Ce point fait l'objet des observations n° 2 et 3 en annexe 2.**

### Transitoire H1<sup>46</sup> pour un réacteur du site

Dans le cadre du réexamen VD4 CP0 Bugey, EDF propose une nouvelle conduite de la situation de perte totale RRI afin de résorber les écarts de conformité « physique du dôme » et « contrôle de la réactivité », cette situation étant considérée comme le transitoire enveloppe des situations H1 affectant un réacteur du site. Pour justifier la pertinence de sa nouvelle stratégie de conduite, EDF s'appuie sur les résultats de l'étude thermohydraulique qu'il a réalisée en support à la démonstration de sûreté. Toutefois, cette étude présentant des incohérences avec la nouvelle conduite proposée, EDF prévoit de transmettre à fin 2019 une nouvelle étude cohérente avec les procédures de conduite. EDF s'engage également à transmettre en mars 2020 une étude de sensibilité au gradient de refroidissement du couvercle de la cuve, cette étude étant nécessaire pour évaluer la robustesse de la conduite. **Ainsi, bien que les évolutions de conduite proposées par EDF ne présentent pas de risque régression de la sûreté et présentent une amélioration de la gestion des transitoires H1, l'IRSN estime qu'EDF n'a pas apporté à ce jour la démonstration que la nouvelle stratégie de conduite en cas de perte totale du RRI permet d'atteindre l'état de repli visé.**

### Transitoire d'APRP<sup>47</sup> sans ISHP<sup>48</sup>

Dans le cadre du réexamen VD4 CP0 Bugey, EDF a révisé les études du RDS du transitoire d'APRP sans ISHP du domaine complémentaire. Dans ces études, EDF prévoit une modification de conduite permettant de garantir la maîtrise de la réactivité dans ces situations. En cas d'indisponibilité de l'ISHP (secondaire utilisable) et d'inventaire

<sup>44</sup> OISS : transitoire d'ouverture intempestive d'une soupape au secondaire.

<sup>45</sup> RTGV3 : accident de rupture de tube de générateur de vapeur de troisième catégorie.

<sup>46</sup> Situation de perte totale de la source froide dite « H1 ».

<sup>47</sup> APRP : accident de perte de réfrigérant primaire.

<sup>48</sup> ISHP : injection de sécurité haute pression.

en eau suffisamment dégradé pour être orienté dans la procédure ECP4<sup>49</sup>, EDF prévoit l'ouverture d'une ligne de décharge du pressuriseur (LDP) dès le lancement du refroidissement maximal et sans critère de niveau cuve. Cette ouverture est maintenue tout au long des actions de refroidissement. Elle vise à dépressuriser rapidement le circuit primaire pour atteindre les moyens d'appoint en eau borée à moyenne et basse pression (accumulateurs, puis ISBP à terme) tout en garantissant la maîtrise de la réactivité (absence de retour critique) grâce à l'augmentation du taux de vide dans le cœur.

La modification de conduite prévue par EDF permet d'améliorer la gestion de la réactivité des transitoires d'APRP sans ISHP. Elle induit néanmoins des dégradations de l'état thermohydraulique du circuit primaire pour tous les transitoires d'APRP sans ISHP, y compris ceux non concernés par le risque de retour en criticité (taille de brèche importante). Les conséquences de ces dégradations sur l'inventaire en eau restent cependant limitées puisque les LDP ne relâchent que de la vapeur à cet instant du transitoire. **Ainsi, globalement, l'IRSN estime cette modification de conduite acceptable.** Cependant, dans l'objectif de réduire autant que possible les dégradations thermohydrauliques et, pour certaines tailles de brèche, de réduire le recours à l'ouverture d'une LDP, l'IRSN considère que tous les moyens d'injection d'eau borée disponibles doivent être mis en œuvre dans la conduite. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 52 en annexe 1.**

Par ailleurs, l'IRSN souligne qu'EDF ne prévoit aucune action de conduite dédiée à la maîtrise de la réactivité avant l'entrée dans la règle de conduite ECP4 sur critère de dégradation de l'inventaire en eau. Ainsi, pour les très petites brèches primaires (de diamètre équivalent inférieur à 3/8<sup>ème</sup> de pouce) associées à la perte du circuit RCV, le cœur pourrait redevenir critique avant l'entrée dans ECP4 et **la modification de conduite prévue par EDF pourrait de ce fait ne pas être suffisante.** À cet égard, EDF a précisé pour le palier CP0, comme pour le palier CPY, que la démonstration de la suffisance de la conduite vis-à-vis de la maîtrise de la réactivité serait apportée à échéance de la phase B<sup>50</sup> de la VD4. Cette échéance avait été jugée acceptable pour le palier CPY compte tenu des marges disponibles pour la gestion « PARITE MOX ». Pour le palier CP0 en gestion CYCLADES, un risque de retour critique ayant d'ores et déjà été identifié, l'IRSN considère que cette échéance est trop tardive. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 53 en annexe 1.**

#### Transitoires H3 de tranche et DCC-LH<sup>51</sup>

L'état de repli actuellement visé par les procédures de conduite en situation H3/DCC-LH avec le secours de l'injection aux joints des pompes primaires (IJPP) est un état qui garantit l'intégrité des joints des GMPP sans injection à ces joints. La nouvelle stratégie de conduite prévue par EDF pour ces mêmes situations consiste à rejoindre une température branche froide de 240 °C et à stabiliser le réacteur à cette température tant que le tableau électrique LHA n'a pas été récupéré. La motivation principale de ce changement est la nécessité de contrôler la réactivité dans ces situations.

Comme mentionné pour le palier CPY, l'IRSN estime que ce nouvel état de stabilisation ne peut pas être considéré comme un état de repli et comporte un risque de régression par rapport à la conduite actuelle au moins vis-à-vis du maintien de l'intégrité du circuit primaire. En effet, à cette température, l'intégrité du circuit primaire repose sur le bon fonctionnement de l'IJPP. Or le risque de perdre l'IJPP est élevé du fait de la mauvaise fiabilité de la pompe de test. Pour cette raison, l'IRSN estime qu'EDF doit viser une température de stabilisation inférieure à 200 °C,

<sup>49</sup> ECP4 : État conduite primaire 4. Cette procédure couvre les états physiques fortement dégradés.

<sup>50</sup> Les études en support à la déclaration des modifications « phase B » seront transmises par EDF au plus tard en 2022.

<sup>51</sup> DCC-LH : Défaillance de mode commun des tableaux du système de distribution électrique de 6,6 kV secouru (LHA et LHB).

permettant de maintenir l'intégrité du circuit primaire, même sans injection aux joints des pompes primaires. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 54 en annexe 1.**

Par ailleurs, EDF n'a pas apporté la démonstration que la pression et le débit de la pompe de test pourront être réglés et stabilisés aux valeurs requises pour maintenir le niveau du pressuriseur à 80 % en situation H3/DCC-LH et ainsi éviter la dégradation des joints des pompes primaires ou une montée en pression du circuit primaire. Or l'IRSN estime que, dès lors que la pompe RIS 011 PO est valorisée dans la stratégie de conduite, EDF doit démontrer que les intervenants pourront régler le débit d'injection de cette pompe aux valeurs préconisées dans les procédures de conduite. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 55 en annexe 1.**

En réponse aux interrogations de l'IRSN quant à la suffisance des actions prévues par EDF pour assurer le contrôle de la réactivité, EDF a prévu d'introduire, dans la stratégie de conduite de la situation de perte des tableaux LHA et LHB cumulée à la perte de l'IJPP, un critère « filet » qui conduise, via une réorientation vers ECP4 au plus tard 17 heures après l'arrêt automatique du réacteur, à l'ouverture d'une soupape du pressuriseur afin de dépressuriser le circuit primaire et ainsi atteindre la pression d'injection en bore des moyens disponibles. Bien que satisfaisant sur le principe, ce critère « filet » tel que défini ne laisse qu'une heure à l'équipe de conduite pour réaliser l'ensemble des actions permettant de prévenir le retour critique. Or EDF n'a pas justifié la faisabilité de ces actions dans le délai imparti. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 4 en annexe 2.**

Enfin, EDF prévoit d'introduire ce critère filet dans une seule procédure de conduite. L'IRSN estime qu'il serait préférable de conserver la redondance de l'appel de ce critère dans les procédures. **Ce point fait également l'objet de l'observation n° 4 en annexe 2.**

#### RTGV4<sup>52</sup>

La conduite par l'opérateur prévue en cas de rupture d'un tube de générateur de vapeur 4<sup>ème</sup> catégorie, qui est présentée par EDF, implique un nombre important de démarrages et d'arrêts du système d'injection de sécurité avec des délais très réduits entre chaque opération. Cette conduite apparaît difficile, voire impossible, à mettre en œuvre en pratique. **EDF n'a pas apporté à ce jour la démonstration d'une conduite opérationnelle permettant d'atteindre l'état sûr en cas de rupture d'un tube de générateur de vapeur de 4<sup>ème</sup> catégorie.** À cet égard, EDF s'est engagé à proposer une nouvelle conduite par l'opérateur à l'échéance des études associées à la phase B des VD4 900. Cette action est satisfaisante sur le principe mais l'IRSN estime qu'EDF devra la mettre en œuvre sans attendre.

#### Informations SRRC

Lors de l'expertise des DA RGE VD2 N4 [8] et VD4 900 CPY [10], l'IRSN s'est déjà positionné sur l'introduction du pseudo système SRRC. Au terme de l'expertise du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN maintient certaines des réserves formulées dans ce cadre.

Ainsi, pour l'IRSN, l'introduction des informations SRRC telle que proposée par EDF n'apporte pas une réponse suffisante à la demande de l'ASN, que ce soit en termes d'informations retenues ou d'exigences associées. Pour ce qui concerne la liste des informations SRRC retenues, si EDF s'est engagé à la compléter pendant l'expertise, l'IRSN considère néanmoins que, pour certaines informations SRRC, EDF doit encore apporter des précisions, des justifications ou des compléments. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 56 en annexe 1.**

---

<sup>52</sup> RTGV4 : accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie.

Par ailleurs, l'IRSN maintient qu'il n'est pas justifié de considérer que les informations SRRC n'ont pas le même rôle ni la même utilité que les informations SPA. L'objectif est de disposer, en toute circonstance, d'un outil adapté à la surveillance et à la réalisation d'un diagnostic efficace de l'état de l'installation. À ce titre, comme pour les informations SPA, les informations SRRC doivent avoir un niveau d'exigence garantissant la disponibilité de ces informations dans les situations incidentelles et accidentelles susceptibles d'être rencontrées dans les états non-fermés du circuit primaire ou pour la piscine BK. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 57 en annexe 1.**

◇ ◇ ◇

### **MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE IX DES RGE (EP)**

L'expertise par l'IRSN des évolutions du chapitre IX des RGE dans le cadre du PTD n° 2 VD4 du Bugey a conduit EDF à prendre des engagements pour certains sujets qui sont jugés satisfaisants par l'IRSN. Il s'agit notamment :

- du contrôle, avec une périodicité un rechargement, des alarmes représentatives de la perte partielle des tableaux électriques de tension 48 volts repérées DOS dans le présent réexamen ;
- de l'ajout d'un critère de groupe A relatif au contrôle du fonctionnement des batteries froides des systèmes DVNc et DVNf en vérifiant une différence de température entre l'entrée et la sortie ;
- de la mise en application, sous cinq ans après le déploiement du plan d'action ventilation (PAV), d'un programme de pérennisation des réglages qui reposera, entre autres, sur la réalisation d'EP non RGE permettant d'assurer le maintien en position des registres ayant fait l'objet d'un repérage à l'issue des réglages initiaux ;
- de l'ajout d'un contrôle de manœuvrabilité des clapets coupe-feu, valorisés comme EDA au titre de l'agression « incendie » du système DCMc ;
- de l'ajout d'un contrôle de performance des ventilateurs d'extraction des systèmes DVLD et DVLe valorisés comme EDA ;
- du reclassement en critères de groupe A des essais périodiques du système DUV de mise en service des quatre ventilateurs du hall diesel et du groupe froid sur une température ambiante très haute.

Toutefois, sur les sujets suivants, l'IRSN a estimé que les éléments techniques présentés par EDF dans le cadre de l'expertise n'étaient pas suffisants ou satisfaisants, ce qui le conduit à formuler des recommandations et observations.

#### **Systeme CRF**

En 2015, EDF a renforcé la robustesse des systèmes de filtration d'eau brute de la centrale nucléaire du Bugey. De nouvelles chaînes de mesure de niveau d'eau ont été installées en amont et en aval des tambours filtrants afin que les pompes non classées de sûreté (notamment les pompes CRF) soient déclenchées automatiquement en cas de niveau bas en aval des tambours filtrants ou en cas de perte de charge élevée au niveau des tambours filtrants. Ces deux signaux de protection sont nécessaires afin de couvrir tous les types de colmatage envisageables du système de filtration et de préserver le fonctionnement des systèmes de refroidissement de sauvegarde. À cette occasion, la technologie des capteurs de mesure de perte de charge des tambours filtrants ainsi que la logique de déclenchement des pompes CRF sur  $\Delta P$  max ont également été modifiées.

Au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à modifier la règle d'essais (RE) du système CRF pour préciser que la vérification des automatismes des sondes de mesure de niveau d'eau en aval des tambours filtrants sera réalisée à

partir d'un basculement physique des sondes. Cependant, EDF n'envisage pas d'étendre ce mode de vérification au contrôle des automatismes des capteurs de mesure de perte de charge des tambours filtrants. Pour l'IRSN, ce mode de validation est une condition nécessaire à la représentativité de l'essai de vérification de l'automatisme des capteurs de perte de mesure de perte de charge des tambours filtrants et doit être précisé, conformément à la doctrine du chapitre IX des RGE, dans la RE du système CRF soumise à l'approbation de l'ASN. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 63 en annexe 1.**

Par ailleurs, la prise en compte du retour d'expérience de l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais a conduit EDF à mettre en place en 2012 un automatisme de protection contre le risque d'inondation de la centrale nucléaire du Bugey à la suite d'une rupture sur le circuit CRF. Cette protection est assurée par des capteurs de niveau, installés en station de pompage des réacteurs n° 2 et n° 3, qui entraînent le déclenchement des pompes et l'isolement du circuit CRF, sur un niveau haut.

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4, EDF prévoyait la suppression des EP actuellement réalisés sur ces capteurs du fait que ceux-ci ne seraient pas valorisés dans le référentiel « inondation interne » applicable au site du Bugey. Il s'avère qu'EDF s'engage finalement à étudier de manière plus approfondie le rôle de ces capteurs de niveau vis-à-vis de l'inondation interne et à rétablir, en fonction des conclusions de l'analyse, les EP les concernant. L'IRSN estime que le contrôle des capteurs et des actionneurs associés doit être maintenu au titre du chapitre IX des RGE en attendant les conclusions définitives de l'analyse des nouvelles études d'inondation d'EDF. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 64 en annexe 1.**

#### Systeme EAS

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4, EDF a défini un nouveau critère de sûreté basé sur la vérification des caractéristiques minimale et maximale des pompes EAS. La méthodologie d'élaboration de ce nouveau critère est similaire à celle appliquée sur les paliers N4 et CPY. À l'issue de l'expertise des dossiers d'amendement relatifs aux réexamens des réacteurs des paliers N4 (VD2) et CPY (VD4), l'IRSN a mis en évidence que cette méthodologie n'intègre pas les incertitudes liées aux coefficients de perte de charge des équipements implantés sur le circuit EAS.

Au cours de la présente expertise, EDF n'a pas apporté d'élément nouveau. À ce titre, l'IRSN estime que la recommandation formulée sur les paliers N4 et CPY est également applicable au palier CP0. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 59 en annexe 1.**

Par ailleurs, EDF envisage de vérifier tous les dix ans ce nouveau critère lorsque les pompes fonctionnent sur leur ligne d'essai. Or le débit de fonctionnement de ces pompes sur leur ligne d'essai (environ 400 m<sup>3</sup>/h) est significativement inférieur au débit requis en situation accidentelle. La configuration de vérification du nouveau critère de sûreté des pompes EAS n'est donc pas cohérente avec la doctrine du chapitre IX des RGE qui demande à ce que les essais soient réalisés dans les conditions aussi représentatives que possible du fonctionnement des matériels ou systèmes en situation incidentelle ou accidentelle. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 58 en annexe 1.**

#### Systeme LHG/H

Dans le cadre des études d'agression, EDF a défini des critères de débits minimaux et maximaux de ventilation. Cependant, les performances des ventilateurs du local diesel des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey ne peuvent pas être contrôlées car le circuit de ventilation ne présente pas une longueur de gaine suffisante pour réaliser une mesure de débit. Sur ce point, EDF examine la possibilité de déterminer les débits des ventilateurs via une mesure indirecte. Dans l'attente des résultats de ces investigations, EDF s'est engagé à ajouter, dans le

programme de maintenance préventive des motoventilateurs LHG et LHH du site du Bugey, un contrôle visuel des pales à échéance de mars 2021.

L'IRSN souligne que cette échéance est postérieure aux premières VD4 des réacteurs du Bugey et estime que le contrôle des pales devrait être réalisé au plus tard lors des VD4 des réacteurs du Bugey. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 6 en annexe 2.**

#### Systeme ETY

##### ➤ **Contrôle des RAP**

Dans le cadre de la prise en compte du référentiel AG, EDF crée les essais suivants pour l'ensemble des 25 RAP :

- un essai de périodicité « rechargement » du contrôle visuel de l'enveloppe externe des RAP ;
- un test d'efficacité décennal de trois plaques de chaque RAP avec un matériel d'essai adapté ainsi qu'une inspection visuelle de ces trois plaques.

Concernant le test d'efficacité, EDF s'est engagé à prescrire, dans la règle d'essais périodiques ETY, à l'échéance du PTD n° 2 VD4 Bugey :

- une vérification, à chaque arrêt pour rechargement de type VP ou VD, de l'efficacité d'au moins cinq RAP issus de niveaux différents du BR, de manière à tester 100 % des RAP en 10 ans maximum ;
- un contrôle visuel de l'ensemble des plaques de chaque RAP faisant l'objet d'un test d'efficacité.

**Cet engagement est satisfaisant.** Toutefois, l'IRSN estime qu'EDF devrait préciser que ces vérifications sur les RAP sont à planifier à la fin de chaque arrêt, quel que soit le type d'arrêt, afin de s'assurer de leur bon fonctionnement avant tout nouveau cycle de fonctionnement. En effet, le risque de pollution des RAP est particulièrement présent lors d'un arrêt pour renouvellement du combustible compte tenu des nombreuses activités dans le BR. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 5 en annexe 2.**

##### ➤ **Contrôle de validation des capteurs de pression enceinte**

La mesure des capteurs de pression enceinte ECF 039 à 042 MP est utilisée pour mettre automatiquement en service l'aspersion de l'enceinte de confinement dans certaines conditions accidentelles. Ces capteurs sont étalonnés lors de la visite décennale, avant l'épreuve sous pression de l'enceinte, sans pour autant être requalifiés à la suite de cette intervention intrusive. Selon l'IRSN, l'épreuve enceinte de périodicité décennale doit impérativement être mise à profit pour réaliser la validation fonctionnelle de ces quatre capteurs de mesure. En effet, c'est le seul moment où cette validation est réalisable sur quasiment leur pleine échelle. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 60 en annexe 1.**

#### Pseudo système 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 ou du DC, dans le respect des critères de sûreté du transitoire considéré. Le dossier ICPA a conduit à l'introduction de nouvelles exigences dans les STE du PTD n° 2 du palier CP0.

Dans ce cadre, EDF classe, en critère de groupe A, les contrôles d'étalonnage des capteurs des systèmes RCP, RIS et RRI associés à des informations ICPA. Les contrôles de validation fonctionnelle de ces capteurs sont classés en critère de groupe B par EDF.

L'IRSN rappelle qu'il existe deux catégories de critères de validation d'une chaîne de mesure : le critère de validation matérielle, dont le non-respect est représentatif d'un écart de précision attendue (dégradation de la performance du capteur), et le critère de validation fonctionnelle, dont le non-respect est représentatif d'un écart sur la tolérance fonctionnelle du capteur vis-à-vis d'un critère de sûreté. Par conséquent, le non-respect d'un critère de validation fonctionnelle d'un capteur ICPA remet en cause la validité de l'information délivrée, ce qui est redevable d'un critère de groupe A. **Le reclassement du critère de validation fonctionnelle de ces capteurs fait l'objet de la recommandation n° 61 en annexe 1, qui porte sur tous les réacteurs de 900 MWe.**

#### Systeme RIS

Sur les réacteurs du site du Bugey, les caractéristiques des pompes ISBP, les temps d'établissement du plein débit, le déséquilibre entre les lignes d'injection ainsi que l'absence de fuite au niveau des lignes situées à l'aspiration de la bache PTR et au refoulement des pompes ISBP, sont vérifiés tous les trois rechargements (soit environ tous les quatre ans), lors des essais fonctionnels en injection vers la cuve ouverte (EFCO). À titre de comparaison, ces mêmes essais sont réalisés tous les rechargements sur les réacteurs des paliers 1300 MWe et 1450 MWe.

L'IRSN souligne que, à ce jour, aucun essai fonctionnel de requalification n'est programmé pour dédouaner l'introduction de corps étranger dans un circuit important pour la sûreté après une intervention de maintenance intrusive. De plus, comme en témoigne le retour d'expérience, des corps migrants peuvent être libérés dans les circuits à la suite de la dégradation d'un matériel, sans lien avec une intervention de maintenance. Au vu de ces éléments, l'IRSN estime que les EFCO des pompes ISBP du site du Bugey doivent être réalisés à une périodicité plus rapprochée, n'excédant pas deux rechargements. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 62 en annexe 1.**

#### Points génériques

##### Critères des contrôles tenant lieu d'EP

EDF a précisé que les contrôles ou manœuvres tenant lieu d'essai périodique sont listés dans la règle d'essais, conformément à la section 1 du chapitre IX des RGE. La règle d'essais liste les EIPS qui font l'objet de ces contrôles ou de manœuvres. Il n'est pas précisé le groupe A ou B associé au critère. EDF s'est engagé à préciser les critères de « bon fonctionnement » dans les notes d'analyse des essais périodiques concernées. Ces notes d'analyse préciseront que la périodicité annuelle réalisée au titre des RPC<sup>53</sup>/RCN<sup>54</sup> est suffisante.

**L'IRSN estime que les règles d'essais devraient contenir l'ensemble des éléments permettant de valider ou d'invalider un contrôle tenant lieu d'EP (périodicité, précision du ou des critères à respecter, groupe du ou des critères).** Le fait de préciser ces éléments ailleurs que dans les règles d'essais peut amener à leur modification induite et pourrait conduire les rédacteurs des documents opératoires de classe 4 à produire des prescriptions inappropriées pour les contrôles à réaliser. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 7 en annexe 2.**

##### Critère d'essais des capteurs à seuils

###### ➤ Classement des critères d'essais

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, plusieurs capteurs sont identifiés « EDA » vis-à-vis de l'agression « inondation ». Ces capteurs font l'objet d'un contrôle d'étalonnage, de basculement et ou de validation associé à un critère de groupe B.

<sup>53</sup> RPC : règle particulière de conduite.

<sup>54</sup> RCN : règle de conduite normale.

De façon générale, l'IRSN estime qu'un mauvais étalonnage d'un capteur assurant le basculement d'un seuil logique valorisé dans une étude d'accident est susceptible de retarder une action automatique ou manuelle et de remettre en cause son efficacité. Sans justification particulière, cet essai périodique doit être affecté d'un critère de groupe A. EDF peut toutefois justifier que le seuil réglé sur un capteur est « éloigné » de la limite de sûreté prise en compte dans une étude d'accident pour éviter que n'apparaissent des effets indésirables ou inacceptables. Cette « distance » entre un seuil réglé et une limite physique doit s'apprécier au regard de la plage de réglage acceptée sur le seuil logique, de l'incertitude de mesure et de la cinétique de l'évolution du paramètre surveillé.

Si cette « distance » peut être jugée comme significative, la détection d'une dérive d'un instrument de mesure pourrait être considérée comme une dégradation de sa fonction ne remettant pas en cause sa disponibilité. **L'IRSN considère que le critère de détection de cette dérive pourrait alors être classé en groupe B.**

Actuellement, les plages acceptables de réglage des seuils de déclenchement d'un automatisme ou d'une alarme ne sont généralement pas précisées dans la démonstration de sûreté nucléaire. Il n'est donc pas possible de juger si ces seuils sont suffisamment « éloignés » d'une limite de sûreté d'une étude d'accident. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 65 en annexe 1.**

➤ Plage de réglage sur les sites de la mise en service des automatismes

L'analyse par l'IRSN d'un événement survenu récemment a mis en évidence que le seuil de réglage fonctionnel des capteurs tout-ou-rien (TOR) pouvait dépasser de plusieurs degrés le seuil retenu dans les études thermiques. Le risque est une mise en service retardée des matériels, comme des ventilateurs, alors que leur fonctionnement a été considéré survenant plus tôt dans les études thermiques. Ainsi, pour un exemple analysé, compte tenu du fait que la doctrine de réglage sur les sites des capteurs TOR prescrit une tolérance fonctionnelle de plus ou moins dix pour cent de l'étendue de mesure du capteur concerné, le réglage du capteur sur site sera compris entre 39 °C et 51 °C pour la mise en service d'un ventilateur alors que sa mise en service est considérée à 45 °C dans les études thermiques. EDF a toutefois indiqué que, pour l'exemple considéré, la température de disponibilité des matériels ventilés par le ventilateur étant supérieure à la valeur haute de réglage du capteur, il n'y avait pas d'impact sur les conclusions des études thermiques.

Au cours de l'expertise, EDF s'est néanmoins engagé à réaliser des études complémentaires pour s'assurer que les conclusions des études thermiques n'étaient pas remises en cause compte tenu de cette doctrine de réglage des capteurs TOR. **Cet engagement d'EDF n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.** L'IRSN constate toutefois que cette vérification est réalisée a posteriori, ce qui n'est pas une démarche satisfaisante.

Par ailleurs, cette doctrine étant applicable à l'ensemble des capteurs et pour l'ensemble des systèmes, cette problématique concerne également tous les autres automatismes mis en service ou déclenchés sur l'atteinte de seuils, comme par exemple l'apparition d'alarmes. **Pour rappel, la recommandation formulée par l'IRSN sur ce point dans le cadre de l'expertise du DA VD4 CPY mentionne également le palier CP0 (recommandation n° 53 [10]).**

Essai en réel des capteurs de niveau à flotteur

Lors des EP des capteurs de niveau à flotteur, EDF ne précise pas si leur sollicitation, dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, se fait par remplissage en réel du puisard associé ou par une sollicitation en manuel de ceux-ci.

Or une manœuvre en manuel de ces capteurs pourrait masquer un point dur qui pourrait empêcher leur basculement dans une situation réelle d'inondation. En conséquence, lorsque cela est possible, la vérification du basculement d'un capteur de niveau de type flotteur devrait être réalisée sur une montée d'eau dans la cavité concernée.

Au cours de l'expertise, EDF a précisé que, sur les réacteurs du Bugey, le basculement via une évolution réelle du niveau d'eau des capteurs TOR de niveau valorisés en VD4 est possible pour tous les capteurs. Selon l'IRSN, la montée du niveau d'eau en réel est une condition nécessaire à la représentativité de l'essai et doit donc apparaître dans la RE des systèmes concernés, en application de la section I du chapitre IX des RGE. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 66 en annexe 1.**

◇ ◇ ◇

## **CONDUITE U5**

Les radiers des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey sont différents des radiers des réacteurs du palier CPY du fait de leur structure alvéolaire. Cette particularité a conduit par le passé EDF à opérer certaines modifications physiques sur ces radiers (bouchage des alvéoles internes) et à adapter la ligne de dépressurisation de l'enceinte de confinement et de filtration des rejets, dite « U5 », avec des différences matérielles et de conduite, pour limiter les rejets dans l'environnement en cas d'accident grave avec percée du radier.

À l'état VD4, il est prévu, sur les centrales du parc EDF, en cas d'accident grave, d'étaler le corium dans le puits de cuve et le local RIC, puis de le noyer par le dessus. Dans le cas particulier des réacteurs du Bugey, l'étalement du corium dans le local RIC conduit à une configuration où du corium est relocalisé au-dessus des alvéoles externes du radier qui sont en contact direct avec l'environnement par l'intermédiaire de trémies communiquant avec les bâtiments périphériques. Un échec de la stratégie de renoyage du corium est donc susceptible d'entraîner des rejets non filtrés importants dans l'environnement et ce, indépendamment de la règle de conduite U5 appliquée. Au cours de l'expertise, **EDF a pris l'engagement d'analyser, au titre de la robustesse, d'ici fin 2019, la pertinence de dispositions complémentaires permettant de réduire les risques de rejets pour la configuration du Bugey. L'IRSN considère cet engagement acceptable.**

Concernant les aspects de conduite de la ligne de dépressurisation et filtration U5, la règle de conduite présentée par EDF pour l'état VD4 a évolué au cours de l'expertise et est finalement identique à celle des réacteurs du palier CPY. L'IRSN partage l'analyse d'EDF selon laquelle, en cas de succès du renoyage du corium après étalement et évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte, cette conduite est adaptée pour le palier CP0. EDF considère également que, en cas de perte de refroidissement du corium et de reprise de l'ablation du radier, la conduite mise en œuvre sur les réacteurs du palier CPY est adaptée, car elle permet de limiter les rejets aériens. Pour justifier cette analyse, EDF se base sur des considérations physiques, en particulier sur la cinétique de l'accident (l'ouverture du dispositif U5 ayant lieu bien avant la percée du radier), le piégeage des produits de fission et la valeur de pression réduite dans l'enceinte au moment de la percée du radier. EDF n'ayant pas transmis les éléments sur lesquels se base cette justification, l'IRSN ne peut pas se prononcer, dans le cadre de la présente expertise, sur la meilleure conduite à adopter. **Dans l'attente des éléments d'EDF et de leur expertise, l'IRSN considère néanmoins que la conduite CPY, plus simple que la conduite CP0, et couvrant la majorité des situations d'utilisation du dispositif U5, est acceptable.** De plus, cette conduite devra être réévaluée à terme au regard des nouvelles dispositions proposées par EDF pour rétablir une capacité de rétention des produits de fission dans le radier.

**Au final, l'IRSN a identifié, à ce stade de l'analyse, des situations pour lesquelles les rejets sont significativement plus élevés sur les réacteurs du palier CP0 que sur les réacteurs du palier CPY, ce qui n'est pas satisfaisant. EDF s'est engagé à étudier des dispositions pour gérer ces situations d'ici fin 2019. Ces dispositions, et la conduite associée, devront être de nature à rapprocher les niveaux de risques de rejets sur les deux paliers.**

## **CONCLUSION**

Sous réserve de la prise en compte des recommandations formulées en annexe 1 et en annexe 3 et de l'obtention de l'ensemble des qualifications de matériels attendues, l'IRSN estime acceptables, sur le plan de la sûreté et de la radioprotection, les modifications relevant du dossier dit « Palier technique documentaire » (PTD) n° 2 VD4 Bugey, telles que déposées et complétées par EDF.

Pour le Directeur général et par délégation,

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

Annexe 1 à l'avis IRSN/2019-00250 du 13 novembre 2019

Recommandations

**MODIFICATIONS MATERIELLES ET DOCUMENTAIRES ASSOCIEES**

- Distribution électrique noyau dur (PNPE 0068)

**Recommandation n° 1**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF réalise, tous les quatre rechargements, un essai de réalimentation des tableaux inverseurs de source par le tableau LHC avec une puissance appelée par les utilisateurs permettant de confirmer l'absence de défaut électrique au niveau de l'arrivée noyau dur des tableaux inverseurs. Un critère de groupe A sera associé à cet essai périodique.

- Substitution du TAS LLS par le DUS (PNPE 0152)

**Recommandation n° 2**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF procède, pour chaque DUS de la centrale nucléaire du Bugey, à un essai d'endurance d'une durée de 24 heures par une température extérieure élevée. Cet essai sera à réaliser dès que les prévisions météorologiques annonceront des températures maximales de l'ordre de la température longue durée (TLD) du site.

- Renforcement de la protection grand froid des matériels assurant la réalimentation en eau par pompage des réservoirs ASG par SER (PNPE 0186 tome A)

**Recommandation n° 3 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF retienne un classement EIPS pour les alarmes et signalisations des défauts de la fonction traçage STE et à ce titre conserve l'essai périodique relatif à la vérification de leur apparition. L'IRSN estime également nécessaire qu'EDF complète la règle d'essais périodiques pour préciser que l'apparition de l'alarme représentative d'un défaut sur l'armoire de traçage STE doit être vérifiée pour l'ensemble des défauts conduisant à son apparition.

**Recommandation n° 4 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF remplace de manière préventive les thermostats pilotant la mise en service du traçage électrique de la réalimentation de la bache ASG par SER selon une périodicité à définir en fonction du REX d'exploitation.

- Gestion des éventuelles fuites de la disposition EAS-u et des effluents issus de l'ébullition de la piscine BK / Détection des fuites RIS-EAS en AG (PNPP 0541)

**Recommandation n° 5 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF ne modifie pas, dans le cadre de la mise en œuvre de la modification relative à la gestion des éventuelles fuites de la disposition EAS-u et des effluents issus de l'ébullition de la piscine BK, la position de la vanne RPE 968 VE actuellement condamnée ouverte.

➤ Remplacement des têtes des soupapes SEBIM® du pressuriseur (PNPP 0595 tome B)

**Recommandation n° 6**

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF réalise, au titre de la requalification, un contrôle d'étalonnage des capteurs de position des soupapes d'isolement et de protection deux rechargements après l'intégration de la modification.

**Recommandation n° 7**

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF complète la validation fonctionnelle des capteurs des soupapes SEBIM® du pressuriseur en prenant en compte une ouverture à 100 % de celles-ci. La mesure obtenue sera également comparée à celle de l'arrêt précédent.

**Recommandation n° 8**

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF associe un critère de groupe A à l'essai périodique de l'apparition des alarmes de position des soupapes SEBIM® du pressuriseur, respectivement calées à 0,5 mm pour les soupapes de protection et à 6 mm pour les soupapes d'isolement.

➤ Disposition EAS-u (PNPP 0811)

**Recommandation n° 9** (spécifique CP0 Bugey)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF équipe la ligne d'injection vers les puisards de l'EAS-u dans le BR d'une garde hydraulique (en « U inversé ») en aval du clapet anti-retour, en vue de limiter les risques de bipasse du confinement en AG.

**Recommandation n° 10**

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF s'assure de l'interdiction du fonctionnement simultané des pompes EAS voie B et EAS-u, en situation d'application du chapitre VI des RGE.

**Recommandation n° 11**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF vérifie, tous les quatre mois, l'absence de dégradation des caractéristiques et des paramètres physiques de la pompe EAS 520 PO garantissant son bon fonctionnement.

**Recommandation n° 12**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que les dispositions organisationnelles prévues par l'exploitant pour retrouver, en quelques minutes, la disponibilité du système EAS-u à la suite de l'ouverture de la ligne d'essai de la pompe EAS 520 PO soient explicitement mentionnées dans la règle d'essais soumise à l'approbation de l'ASN.

**Recommandation n° 13**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF vérifie les caractéristiques (débit, HMT) et les paramètres physiques (températures, vibrations) de la pompe EAS 520 PO, lignée en injection vers le circuit primaire dépressurisé, tous les deux arrêts pour rechargement dans le cadre des essais périodiques du chapitre IX des RGE.

#### Recommandation n° 14

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF réduise à deux arrêts pour rechargement la périodicité du contrôle de l'absence de fuite sur les lignes du circuit EAS-u ainsi que celle du contrôle du débit d'arrosage des garnitures mécaniques de la pompe EAS 520 PO.

#### Recommandation n° 15

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF vérifie alternativement, lors des essais périodiques réalisés au titre du chapitre IX des RGE, l'étanchéité interne d'un seul robinet d'isolement de la ligne d'essai du circuit EAS-u, tous les deux arrêts pour rechargement.

- Réalimentation de la bache ASG par le circuit incendie JP\* (PNPP 0864)

#### Recommandation n° 16

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, lorsque le réacteur est en production ou en arrêt normal sur les générateurs de vapeur, la fonction de réalimentation de la bache d'eau alimentaire de secours (ASG) par les circuits des systèmes de production, distribution et protection incendie (JP) soit considérée indisponible dès l'indisponibilité de la réalimentation via le circuit JP de la paire de réacteurs ou de la paire de réacteurs voisine (chacune de ces deux indisponibilités devra être classée en groupe 1, sans possibilité de déclassement). Le cumul de l'une d'entre elles avec l'indisponibilité de la réalimentation de la bache ASG par le système de distribution d'eau déminéralisée conventionnel (SER) devra être considéré comme une indisponibilité totale de la fonction de réalimentation de la bache ASG par les circuits JP et SER.

#### Recommandation n° 17

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF reclasse en critère de groupe A les contrôles d'étalonnage et de validation du capteur JPC 008 MN afin que les opérateurs disposent de la bonne information concernant le niveau d'eau dans la bache JPC qui fait l'objet d'un requis dans les STE.

- Création d'un système diversifié de refroidissement mobile diversifié PTR (PNPP 0907)

#### Recommandation n° 18

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que l'automatisme permettant l'arrêt des pompes de refroidissement PTR en cas d'isolement intempestif de leur ligne d'aspiration fasse l'objet d'un essai fonctionnel en réel, avant chaque déchargement du combustible, au titre du chapitre IX des RGE. La disponibilité de cette protection devra conditionner l'utilisation d'un mode de fonctionnement simultané des deux pompes de refroidissement PTR.

#### Recommandation n° 19

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'un temps de fermeture minimal des vannes motorisées situées à l'aspiration des pompes de refroidissement PTR (PTR 001 VB et PTR 017 VB) soit défini en tant que critère de groupe A du chapitre IX des RGE, afin de s'affranchir d'un risque de détérioration d'un de ces organes ou d'une tuyauterie en cas de fermeture intempestive. Ce critère devra être vérifié lors d'un essai fonctionnel réalisé à chaque cycle, avant déchargement du combustible.

### Recommandation n° 20

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF intègre à la règle d'essai PTR du chapitre IX des RGE :

- un essai de manœuvrabilité de chacune des vannes manuelles PTR 294 et 295 VB, de périodicité 4 cycles ;
- un essai de libre écoulement via les lignes fixes d'aspiration et de refoulement PTR, de périodicité décennale ;
- un essai de manœuvrabilité des vannes motorisées PTR 017 et 293 VB de périodicité cycle.

Ces contrôles devront être associés à des critères de groupe A.

- Stabilisation du corium (PNPP 0976 tome A)

### Recommandation n° 21

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'une prescription générale, requérant que les zones d'étalement du corium soient à sec dans les domaines de fonctionnement RP à API-SO, soit intégrée dans les STE. Un événement de groupe 1 et une conduite associée devront être définis en cas de non-respect de la prescription générale.

## MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE III DES RGE

### Recommandation n° 22 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF maintienne la conduite à tenir de l'événement de groupe 1 LH1 concernant l'indisponibilité fortuite d'une source électrique interne (diesel de secours) requérant un amorçage du repli sous trois jours, dans les états RP et AN/GV.

### Recommandation n° 23 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en RP et en AN/GV, lorsque la température primaire est supérieure à 190 °C ou la pression primaire supérieure à 45 bar abs, EDF réduise, de sept jours à 24 heures, le délai d'amorçage du repli dans l'état sûr en cas d'indisponibilité de l'isolement automatique de la décharge sur critère de très haute température en aval de l'échangeur non régénérateur.

### Recommandation n° 24

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en RP et en AN/GV, lorsque la température primaire est supérieure à 190 °C ou la pression primaire supérieure à 45 bar abs, EDF maintienne en groupe 1, sans possibilité de déclassement, l'indisponibilité de la pompe RIS 011 PO, en allouant à cette indisponibilité un délai maximal pour l'amorçage du repli dans l'état sûr de sept jours.

### Recommandation n° 25 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en cas d'indisponibilité de la borication directe en RP et en AN/GV, lorsque la CB primaire est inférieure à la CB requise en arrêt à froid, EDF réduise de trois jours à une heure le délai d'amorçage du repli vers l'état sûr (si le réacteur est en RP) ou de borication du primaire à la CB requise en arrêt à froid (si le réacteur est en AN/GV).

### Recommandation n° 26

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en RP et en AN/GV, lorsque la température est supérieure à 190 °C ou la pression supérieure à 45 bar abs, EDF classe en groupe 1, sans possibilité de déclassement, l'indisponibilité de la partie « appoint » de l'EAS-u, en allouant à cette indisponibilité un délai d'amorçage du repli dans l'état sûr d'au plus sept jours, au titre du domaine complémentaire.

### Recommandation n° 27

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en RP et en AN/GV, lorsque la température est supérieure à 190 °C ou la pression supérieure à 45 bar abs, EDF classe en groupe 1, sans possibilité de déclassement, l'indisponibilité du DUS, en allouant à cette indisponibilité un délai d'amorçage du repli dans l'état sûr d'au plus sept jours, au titre du domaine complémentaire.

### Recommandation n° 28 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, de l'état AN/GV, lorsque la température est inférieure à 190 °C et la pression inférieure à 45 bar abs, jusqu'en API-EO, EDF classe en groupe 1, sans possibilité de déclassement, l'indisponibilité du DUS, en allouant à cette indisponibilité un délai de réparation d'au plus sept jours, au titre du domaine complémentaire.

### Recommandation n° 29 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF démontre l'acceptabilité de ne requérir disponibles que 23 RAP en AN/GV et 15 RAP dans les domaines AN/RRA à API, sur la base d'études s'appuyant sur une modélisation suffisamment fine de l'enceinte.

### Recommandation n° 30

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF inclue l'information de percée de la cuve à la liste des IAG.

### Recommandation n° 31

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF classe en groupe 1 l'indisponibilité :

- du MMS d'alimentation autonome des soupapes SEBIM®, dans les domaines RP à API-EO ;
- du nombre de RAP correspondant à la perte totale de la fonction, dans les domaines RP à API-SO ;
- de la disposition EAS-u (parties appoint et refroidissement), dans les domaines RP à API SO ;
- de l'information de niveau dans la bêche PTR, dans les domaines RP à API-SO ;
- de l'information de pression enceinte en gamme large dans les domaines RP à API-SO ;
- de l'information de débit de dose de l'enceinte utilisée en situation accidentelle dans les domaines d'exploitation API-EO et API-SO.

Si le réacteur est en RP ou AN/GV, la conduite à tenir de ces événements devra requérir, sous sept jours, l'amorçage du repli en AN/GV aux conditions de connexion du RRA.

### Recommandation n° 32

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF intègre dans le chapitre III des RGE des requis, concernant le dispositif U5 dans les domaines RP à API-SO, et la fonction d'aspersion dans l'enceinte en injection directe dans les domaines API-F à API-SO.

### Recommandation n° 33

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF alloue un délai maximal d'amorçage du repli dans l'état sûr de trois jours en cas d'indisponibilité de la partie « appoint » de l'EAS-u, en RP et en AN/GV, lorsque la température primaire est supérieure à 190 °C ou la pression primaire est supérieure à 45 bar abs.

### Recommandation n° 34

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en API-SO, EDF reclasse en groupe 1, avec un délai de sept jours pour la réparation :

- l'indisponibilité du tableau LHC 001 TB ;
- l'indisponibilité du tableau LUU 003 TB ;
- l'indisponibilité cumulée du DUS et du DUS du réacteur voisin.

### Recommandation n° 35

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que les prescriptions applicables aux domaines d'exploitation APR et RCD soient modifiées afin que :

- deux sources électriques parmi les deux sources internes et le DUS soient requises disponibles ;
- l'événement de groupe 1 actuellement associé à la situation « les deux sources internes indisponibles » soit dédié à la situation « les deux sources internes et le DUS indisponibles » ;
- un nouvel événement de groupe 1 soit associé à la situation « deux sources électriques indisponibles parmi les deux sources internes et le DUS », dont la conduite à tenir requerra l'arrêt sous une heure des manutentions combustibles et la restauration d'une des deux sources électriques indisponibles sous un délai suffisamment court.

### Recommandation n° 36

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en RP et AN/GV :

- la conduite à tenir, en cas d'indisponibilité totale de l'injection de soude du système d'aspersion de l'enceinte, requière d'amorcer le repli du réacteur dans un état sûr dans un délai ne pouvant excéder huit heures ;
- l'indisponibilité partielle de la fonction d'injection de soude du système d'aspersion de l'enceinte soit sanctionnée d'un événement de groupe 1 dont la conduite requiert d'amorcer le repli du réacteur dans un état sûr dans un délai ne pouvant excéder sept jours.

### Recommandation n° 37

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, en RP et AN/GV, lorsque la température primaire est supérieure à 190 °C ou la pression primaire supérieure à 45 bar abs, l'IRSN recommande que les informations ICPA « Température BF » et « Niveau bache PTR » soient associées à la liste des « informations ICPA spécifiques au domaine complémentaire du 1<sup>er</sup> groupe », sans possibilité de déclassement en groupe 2.

### Recommandation n° 38

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que l'indisponibilité totale des informations suivantes, qui figurent dans la liste des informations SRRC, soit systématiquement classée en groupe 1 :

- l'information de niveau de réfrigérant du circuit primaire en APR fournie par le capteur qualifié aux conditions d'ambiance accidentelles entrant dans l'élaboration de la mesure de niveau cuve ;
- l'information de température en sortie cœur délivrée par les thermocouples RIC, dans toutes les configurations de l'API-EO et de l'API-SO pour lesquelles ils sont connectés ;
- l'information de pression dans le circuit primaire en API-EO ;
- l'information de pression enceinte, d'API-EO à APR ;
- l'information de débit de dose dans l'enceinte d'API-EO à APR.

### Recommandation n° 39

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'un événement STE et une conduite à tenir soient systématiquement associés à l'indisponibilité partielle des informations suivantes qui figurent dans la liste des informations SRRC :

- l'information de température en sortie cœur délivrée par les thermocouples RIC, dans toutes les configurations de l'API-EO et de l'API-SO pour lesquelles ils sont connectés ;
- l'information de pression dans le circuit primaire en API-EO ;
- l'information de débit de dose dans l'enceinte, d'API-EO à APR ;
- l'information de pression enceinte d'API-EO à APR.

### Recommandation n° 40

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, pour tout matériel utilisé en fonctionnement normal et en situation accidentelle, les STE requièrent, en cas d'évolution à la hausse de la température ambiante, de considérer le matériel indisponible au plus tard lorsque cette température ambiante dépasse la Td (et non la Tr) du matériel. Si, pour un local ou plusieurs locaux, une seule valeur de température maximale est prescrite par les STE, au-delà de laquelle les matériels s'y trouvant sont déclarés indisponibles, cette valeur devra être au plus égale à la Td du matériel le plus sensible à la température ambiante. La surveillance des températures et la mise en place des mesures palliatives seront faites de manière à éviter d'atteindre cette valeur de température. Les systèmes DCC, DVLd, DVLe et DCMc sont en particulier concernés.

### Recommandation n° 41 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que les STE prescrivent, en cas d'indisponibilité du climatiseur du local électrique d'un bâtiment diesel dans les domaines allant de RP à RCD, de considérer le diesel correspondant indisponible dès que la température extérieure dépasse le seuil de 25 °C.

### Recommandation n° 42 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que, en cas d'indisponibilité de trois ventilateurs d'un hall diesel dans les domaines allant de RP à RCD, EDF modifie à la baisse la température extérieure maximale au-delà de laquelle le diesel devra être déclaré indisponible, afin de respecter une température maximale de 50 °C dans le hall diesel au bout de dix jours de fonctionnement du diesel en situation accidentelle avec une température extérieure égale à la TLD.

### Recommandation n° 43

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF fasse évoluer les prescriptions associées au système DUV pour que, en cas d'indisponibilité totale du conditionnement du hall DUS, elles soient cohérentes avec celles du DUS :

- dans les domaines RP à API-EO : l'indisponibilité totale sera de groupe 1, sans possibilité de déclassement ;
- dans les domaines APR et RCD : l'indisponibilité totale sera de groupe 1, si au moins un des deux diesels de secours est également indisponible.

### Recommandation n° 44

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF fasse évoluer les prescriptions des STE pour que :

- en API-SO, le délai de réparation en cas d'indisponibilité partielle du conditionnement des locaux électriques du DUS soit égal à 14 jours ;
- en APR et RCD, lorsqu'au moins un des deux diesels de secours est également indisponible, le délai de réparation en cas d'indisponibilité partielle du conditionnement des locaux électriques du DUS soit égal à 14 jours ;
- en APR et RCD, les prescriptions associées à l'indisponibilité totale du conditionnement des locaux électriques du DUS évoluent en cohérence avec celle du tableau LHC (groupe 1, si au moins un des deux diesels de secours est également indisponible).

### Recommandation n° 45 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF précise, dans la partie relative aux systèmes de ventilation des locaux électriques de moyenne et basse tension, relayage et batteries (DVLd et DVLe), du DA justificatif aux STE, les matériels par local à considérer indisponibles à la suite du dépassement du seuil de température maximale admissible provoqué par l'indisponibilité des systèmes de ventilation.

### Recommandation n° 46 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF fasse évoluer les prescriptions des STE pour que, en cas d'indisponibilité d'un ventilateur d'extraction des systèmes DVLd et DVLe d'un local des batteries, la conduite à tenir prescrive un délai de réparation de 14 jours si et seulement si les portes du local affecté sont maintenues ouvertes.

### Recommandation n° 47 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF requière la disponibilité du système DVNd lors des manutentions de combustible dans l'ensemble des domaines d'exploitation. En cas d'indisponibilité, l'événement STE correspondant devra requérir l'arrêt de la manutention de combustible si la température ambiante atteint 35 °C.

### Recommandation n° 48

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF identifie l'ensemble des exigences assignées aux SSC<sub>AGR</sub> pour leur fonction de protection contre une agression. Le cas échéant, EDF pourra justifier qu'un SSC<sub>AGR</sub> est soumis pour sa fonction de protection contre une agression à des sollicitations équivalentes ou moins sévères que celles prises en compte dans son (ses) autre(s) fonction(s) de sûreté nucléaire et ne requiert donc aucune qualification particulière.

#### Recommandation n° 49

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande que la règle d'application des spécifications « agressions » soit identifiée comme faisant partie de la démonstration de sûreté nucléaire.

#### Recommandation n° 50

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF identifie, pour les réacteurs du Bugey, les fonctions FCT<sub>Agr</sub> dont l'indisponibilité partielle ou totale conduit à une augmentation significative d'un risque d'accident non maîtrisé sur la base de considérations déterministes ou probabilistes. L'évaluation déterministe devra prendre en compte un aggravant. Ces indisponibilités devront faire l'objet d'événements de groupe 1 des STE, au plus tard lors de la phase B du réexamen VD4 900. La conduite à tenir associée à ces événements devra imposer des mesures conservatoires propres à réduire rapidement l'accroissement de risque lié à l'écart.

#### Recommandation n° 51 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF requière, dans les STE applicables aux réacteurs du Bugey, la disponibilité et les conditions de mise en œuvre des dispositions permettant de garantir que les conséquences de la chute d'un emballage de transport manutentionné dans un BK sont acceptables.

### **MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE VI DES RGE (CIA)**

#### Recommandation n° 52 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF étudie, pour la gestion des transitoires d'APRP sans ISHP (y compris les pertes RCV), la possibilité de mettre en service au plus tôt (dans ECP1 ou ECP2) un moyen d'injection de bore haute pression (RIS 011 PO) et qu'il étudie la possibilité d'un recours à l'EAS-u pour assurer la maîtrise de la réactivité.

#### Recommandation n° 53 [\(spécifique CP0 Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF démontre l'absence de risque de retour critique en situation d'APRP sans ISHP (y compris les pertes RCV) lors de l'application des règles ECP1 ou ECP2. Au besoin, EDF définira dans ces règles un critère permettant de s'assurer de la maîtrise de la réactivité par la mise en œuvre de moyens adaptés lors des replis associés à ces situations.

#### Recommandation n° 54

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF prévoie une conduite permettant le repli à une température en branches froides inférieure à la température de 200 °C sous laquelle les joints conservent leur intégrité même sans injection aux joints des groupes motopompes primaires.

#### Recommandation n° 55

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime qu'EDF doit démontrer la faisabilité technique et la fiabilité d'un réglage de la pompe de test RIS 011 PO aux valeurs préconisées par les procédures de conduite lorsque celle-ci fonctionne en mode injection aux joints en cas de situation de perte des tableaux LHA et LHB.

### Recommandation n° 56

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande :

- qu'EDF démontre que les informations retenues pour assurer la surveillance de la réactivité ont les performances suffisantes pour assurer le suivi de l'installation en situation accidentelle, y compris à long terme et en conditions d'ambiance accidentelle ;
- qu'EDF justifie que les mesures proposées dans le système de surveillance de la réactivité, du refroidissement et du confinement (SRRC) pour caractériser le niveau d'eau dans la cuve (et dans la piscine du réacteur) sont compatibles avec l'amplitude de la gamme de mesure requise et les différents états du primaire devant être couverts ;
- qu'EDF propose une mesure de température primaire lorsque le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt est indisponible et que l'état du circuit primaire ne permet plus la disponibilité de la mesure de température en sortie du cœur ;
- qu'EDF examine l'aptitude des chaînes d'activité existantes à surveiller également le confinement hors BR, dans les bâtiments de l'îlot nucléaire. Notamment, EDF doit examiner l'introduction dans le SRRC, des mesures d'activité à la cheminée du BAN.

### Recommandation n° 57

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF retienne, pour les informations du système de surveillance de la réactivité, du refroidissement et du confinement dans les états non fermés du circuit primaire ou pour le BK, des exigences semblables à celles du pseudo-système SPA dans les états fermés. Le non-respect d'une exigence pour une information SRRC devra être justifié.

## **MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE IX DES RGE (EP)**

### Recommandation n° 58 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF vérifie tous les dix ans les caractéristiques hydrauliques des pompes EAS 001 et 002 PO lorsque celles-ci fonctionnent à un débit proche des débits requis en situation accidentelle.

### Recommandation n° 59

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF démontre que les incertitudes associées aux coefficients de perte de charge sont couvertes par les conservatismes des hypothèses considérées pour :

- l'élaboration des courbes « critères » minimale et maximale du chapitre IX des RGE permettant de vérifier les caractéristiques de fonctionnement (débit, HMT) des pompes EAS ;
- la définition du débit maximal d'aspersion de l'enceinte à considérer dans la démonstration de sûreté.

À défaut, EDF devra prendre explicitement en compte ces incertitudes.

### Recommandation n° 60 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF prescrive, dans la règle d'essais du système ETY, qu'un essai de validation fonctionnelle des capteurs ECF 039 à 042 MP soit réalisé lors de l'épreuve décennale de l'enceinte de confinement, et ceci sur toute leur gamme de mesure jusqu'à la pression d'épreuve.

### Recommandation n° 61

Dans le cadre du DA VD4 CPY et du cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF reclasse en groupe A le critère associé à l'essai de validation fonctionnelle des capteurs valorisés ICPA.

### Recommandation n° 62

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF réduise la périodicité de réalisation des essais fonctionnels « cuve ouverte » des pompes d'injection de sécurité basse pression du site du Bugey, à deux arrêts pour rechargement.

### Recommandation n° 63 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF précise dans la règle d'essais des systèmes SEC, CRF et SDS que la vérification des automatismes associés aux capteurs CRF 511 à 513 MN doit être réalisée à partir d'un basculement réel par sollicitation physique de ces capteurs.

### Recommandation n° 64 [\(spécifique CPO Bugey\)](#)

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF maintienne dans la règle d'essais du système SEC, CFR et SDS, les essais périodiques actuellement réalisés sur les capteurs CRF 269 à 274 SN en attendant les conclusions de l'analyse du classement EDA de ces capteurs vis-à-vis de l'inondation interne du site du Bugey.

### Recommandation n° 65

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF associe par défaut un critère de groupe A à tout essai de validation ou d'étalonnage d'un capteur engendrant le basculement d'un seuil logique de sûreté tant que la plage de réglage acceptable pour ce seuil n'est pas précisée par la démonstration de sûreté nucléaire.

### Recommandation n° 66

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN recommande qu'EDF mentionne dans les règles d'essais des systèmes concernés et soumises à autorisation de l'ASN que l'essai de basculement des capteurs de niveau TOR doit être réalisé par une évolution réelle du niveau d'eau.

Annexe 2 à l'avis IRSN/2019-00250 du 13 novembre 2019

**Observations**

**Observation n° 1**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime qu'EDF devrait amender les prescriptions relatives à la mise en dépression par le système EBA des événements du circuit primaire de manière à préciser que la pression à la surface libre du primaire est alors légèrement inférieure à la pression du BR.

**Observation n° 2**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime qu'EDF devrait compléter les conditions de sortie de la fiche RFLE 179, utilisée en cas de manœuvre de la vanne VCD-a en local ou au panneau de repli, afin de s'assurer que le refroidissement demandé par l'opérateur est bien terminé avant d'arrêter la dépressurisation.

**Observation n° 3**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime qu'EDF devrait préciser dans la règle de conduite SPE le besoin de contrôler les fiches locales en application dans le DSAL pour répondre au test « VCD-a manœuvrable sur les trois GV ».

**Observation n° 4**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime que, en complément du critère filet prévu par EDF qui permet, 17 heures après l'AAR en situation de perte des tableaux LHA et LHB et de l'IJPP, de mettre en service l'EAS-u et d'ouvrir une LDP, EDF devrait justifier que l'équipe de conduite aura un délai suffisant pour mettre en œuvre les actions nécessaires au contrôle de la réactivité. De plus, l'IRSN estime qu'EDF devrait prévoir la redondance de ce critère en y faisant appel dans les documents de conduite d'au moins un autre acteur de l'équipe de conduite en plus de l'ingénieur sûreté.

**Observation n° 5**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN considère qu'EDF devrait stipuler au titre des précautions d'essais que les contrôles des RAP sont à programmer en fin d'arrêt.

**Observation n° 6**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime qu'EDF devrait réaliser, au plus tard lors des quatrièmes visites décennales des réacteurs du Bugey, un point zéro de contrôle des pales des ventilateurs LHG et LHH.

**Observation n° 7**

Dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey, l'IRSN estime que, pour les contrôles tenant lieu d'essai périodique de l'ensemble des systèmes modifiés, EDF devrait indiquer dans les règles d'essais associées la périodicité de leur réalisation ainsi que les précisions concernant les critères à vérifier (éléments qualitatifs ou quantitatifs à respecter, groupe des critères).

Annexe 3 à l'avis IRSN/2019-00250 du 13 novembre 2019

Rappel de recommandations issues d'avis antérieurs de l'IRSN

**Recommandation issue de l'avis IRSN - 2012-00217 du 21 mai 2012**

**Recommandation n° 5**

L'IRSN recommande que l'indisponibilité, partielle ou totale, de l'injection de soude du système d'aspersion de l'enceinte soit reclassée, pour tous les paliers, en événement de groupe 1. Le délai de réparation toléré avant d'amorcer le repli du réacteur dans un état sûr devra être fixé en fonction de la nature de l'indisponibilité (partielle ou totale).

**Recommandations issues de l'avis IRSN - 2017-00245 du 20 juillet 2017**

**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° 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 domaine complémentaire du premier groupe de RP jusqu'en API-SO.

**Recommandation n° 11**

L'IRSN recommande, 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 des STE découlant 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 API-SO.

#### Recommandation n° 18

L'IRSN recommande qu'EDF complète, dans le document standard des STE du PTD n° 2 du palier CP0, 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 secours LLC des réacteurs du 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, une évaluation probabiliste de l'accroissement de risque, prenant en compte la remontée du niveau du circuit primaire au NBPTJC et, dans le cas où cet accroissement serait supérieur à la valeur repère de  $10^{-7}$ , propose des mesures compensatoires ou modifie la stratégie proposée.

#### Recommandation n° 26

L'IRSN recommande dans le cadre du PTD n° 2 VD4 Bugey que les pH des systèmes DEL et SER soient requis au titre des spécifications techniques d'exploitation (paramètre STE).

### Recommandations issues de l'avis IRSN - 2018-0196 du 13 juillet 2018

#### Recommandation n° 1

Dans le cadre de la modification « Boremètre RCV » sur les réacteurs de 900 MWe, l'IRSN recommande qu'EDF retienne, comme condition de fonctionnement de dimensionnement, le scénario de dilution homogène et incontrôlée d'acide borique par rupture franche doublement débattue d'un tube de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP) dans l'état d'arrêt normal sur le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (sans pompes primaires en service).

#### Recommandation n° 2

L'IRSN recommande qu'EDF détermine, pour l'ensemble des scénarios de dilution retenus pour la phase de hiérarchisation, le délai nécessaire pour réaliser les actions de conduite permettant de mettre fin au transitoire incidentel. Pour les scénarios dont les actions de conduite ne peuvent raisonnablement pas être réalisées dans les délais forfaitaires du référentiel d'étude en vigueur (20 minutes pour les actions réalisées depuis la salle de commande et 35 minutes pour celles réalisées en local), EDF devra vérifier que le temps de retour en criticité reste supérieur au temps nécessaire pour arrêter la dilution.

### Recommandation n° 3

L'IRSN recommande qu'EDF mette en œuvre les dispositions qui permettront de démontrer, en utilisant les règles d'étude de dimensionnement et en tenant compte des délais opérateur de l'EPR FA3, le respect du critère de sûreté pour les études de dilution incontrôlée valorisant le boremètre RCV sur l'ensemble des paliers.

### Recommandation n° 5

L'IRSN recommande que les situations particulières en arrêt normal pour lesquelles les grappes ne sont pas formellement requalifiées (les groupes requis extraits ne sont pas à leur position requise ou l'essai de mesure du temps de chute n'est pas encore réalisé après un rechargement) intègrent la valorisation d'un moyen de détection d'une dilution homogène robuste à la règle de l'aggravant. À défaut, ces situations devront relever d'une condition limite des spécifications techniques d'exploitation plutôt que d'une prescription particulière.

## Références

- [1] Lettre ASN - CODEP-DCN-2019-010595 du 29 mars 2019 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe - Palier CP0 Bugey - EDF - Demande d'autorisation de mise en œuvre du dossier PTD n° 2 VD4 900 - Palier CP0 - Bugey ».
- [2] Lettre ASN - CODEP-DCN-2012-039293 du 3 octobre 2012 : « Réacteurs électronucléaires - EDF - Tous paliers - Risque de criticité en cas de dilution à l'arrêt ».
- [3] Avis IRSN - 2018-0196 du 13 juillet 2018 : « EDF - REP - Palier CPY - États techniques VD3 et VD4 - Palier 1300 MWe - États techniques VD2 et VD3 - Palier N4 - État technique VD2 - Modifications PNPP i797 - Installation d'un boremètre sur la décharge RCV ».
- [4] Décision ASN n° 2012-DC-0318 du 27 septembre 2012 au vu des conclusions de l'examen des études de prévention de la criticité en cas de dilution homogène en situation de cœur incomplet.
- [5] Avis IRSN - 2019-00245 du 25 octobre 2019 : « EDF - Réacteurs 900 MWe du palier CP0 en gestion CYCLADES - Analyse des études d'accidents associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs du Bugey (VD4 900 MWe CP0) ».
- [6] Avis IRSN - 2017-00075 du 2 mars 2017 : « REP - Palier 900 MWe CPY - Modification matérielle associée au remplacement des têtes de soupapes SEBIM du pressuriseur et de leurs capteurs de déplacement ».
- [7] Avis IRSN - 2018-00074 du 23 mars 2018 : « EDF - REP - Mars 2018 - Classement des modifications matérielles soumises à autorisation au titre de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007 modifié ».
- [8] Avis IRSN - 2018-00193 du 13 juillet 2018 : « EDF - REP - Réexamen périodique associé aux deuxièmes visites décennales des réacteurs du palier N4 (VD2 N4) ».
- [9] Lettre ASN - CODEP-DCN-2018-021074 du 24 mai 2018 : « EDF - Réacteurs de 900 et 1300 MWe - Accident de dilution homogène en puissance ».
- [10] Avis IRSN - 2019-00042 du 1<sup>er</sup> mars 2019 : « EDF - REP - Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe du palier CPY - Examen des modifications matérielles et des dossiers d'amendement des RGE associés à la phase A du réexamen soumis à autorisation au titre de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007 modifié ».
- [11] Avis IRSN - 2017-00245 du 20 juillet 2017: « REP - Palier CP0 - Modifications du rapport de sûreté et des règles générales d'exploitation - Palier technique documentaire n° 2 ».
- [12] Avis IRSN - 2019-00051 du 13 mars 2019 : « Réacteurs nucléaires du parc EDF en exploitation - Maîtrise des accidents graves après le déploiement des modifications post-Fukushima ».
- [13] Lettre ASN - CODEP-DCN-2018-023685 du 15 juin 2018 : « Réacteurs électronucléaires de la centrale nucléaire du Bugey - EDF - Autorisation de modifications notables - PNPP 0666 Tome F « Raccordement électrique du bâtiment HDU à l'îlot nucléaire - Partie 2 - Phase de mise en service - Palier CP0 Bugey » - Modification des chapitres III et IX des RGE : « Traitement temporaire de l'écart LLS » ».
- [14] Lettre ASN - CODEP-DCN-2014-053522 du 26 novembre 2014 : « Réacteurs électronucléaires - EDF - Palier 1300 MWe - P4 - État technique VD2 - Accord sous réserve à la mise en œuvre de la modification « Dossier d'amendement DA VD3 1300 MWe - P4 lot A » ».

- [15] Avis IRSN - 2019-00019 du 6 février 2019 : « EDF - Quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe - Examen des études relatives aux agressions internes et externes ».
- [16] Avis IRSN - 2019-00421 du 22 décembre 2015 : « Agressions externes extrêmes retenues pour la mise en place du « noyau dur » des réacteurs à eau sous pression d'EDF ».
- [17] Avis IRSN - 2012-00217 du 21 mai 2012 : « EDF - REP - Tous paliers - Modification générique du chapitre III des règles générales d'exploitation « DA REX 2010 » ».
- [18] Lettre ASN - CODEP-DCN-2012-037586 du 26 juillet 2012 : « Réacteurs électronucléaires du palier CPY - EDF - Déclinaison des études des accidents du nouveau domaine complémentaire dans les spécifications techniques d'exploitation ».
- [19] Lettre ASN - CODEP-DCN-2012-068588 du 9 janvier 2013 : « Réacteurs électronucléaires - EDF - Palier 900 MWe CPY - État documentaire PTD n° 2 - Référentiel « grands chauds ».
- [20] Avis IRSN - 2018-00004 du 8 janvier 2018 : « Instruction des réponses EDF aux demandes de l'ASN et aux engagements d'EDF formulés dans le cadre du réexamen périodique associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe (VD3 1300) ».
- [21] Lettre ASN/DCN - CODEP-DCN-2019-019878 du 31 mai 2019 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe du palier CPY - EDF - Autorisation de modifications notables des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées - Dossiers d'amendement aux règles générales d'exploitation (DA VD4-900-CPY Phase A et DA « Spécificités du site du Tricastin ») ».
- [22] Avis IRSN - 2018-00315 du 3 décembre 2018 : « EDF - REP - Novembre 2018 - Classement des modifications matérielles soumises à autorisation au titre de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007 modifié ».