

Monsieur le Directeur de la Direction des centrales nucléaires

Fontenay-aux-Roses, le 3 juillet 2025

AVIS D'EXPERTISE N° 2025-00073 DU 03 JUILLET 2025

Objet : EDF – REP – Quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe – Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation associés au lot A du réexamen.

Références :
[1] Décisions n° 2012-DC-0274 à 0292 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 26 juin 2012.
[2] Décisions n° 2014-DC-0394 à 0412 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 21 janvier 2014.
[3] Saisine ASNR – CODEP-DCN-2025-010871 du 18 février 2025.

Le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe (RP4 1300) s'inscrivant dans la continuité de celui des réacteurs de 900 MWe, les objectifs de sûreté à atteindre en sortie de réexamen sont similaires et sont pour l'essentiel les suivants :

- pour les accidents sans fusion du cœur : viser des conséquences radiologiques inférieures au seuil de mise en œuvre de mesures de protection des populations (prise de comprimés d'iode, mise à l'abri, évacuation) et viser un risque de fusion du cœur calculé dans l'étude probabiliste (EPS) interne de niveau 1 de quelques 10^{-6} /année.réacteur ;
- pour les situations accidentelles associées à la piscine d'entreposage du combustible usé : rendre extrêmement improbable le risque de découvrement des assemblages de combustible et vérifier que, en cas de situation d'agression, d'incident ou d'accident, un retour à l'absence d'ébullition de la piscine d'entreposage peut être atteint et maintenu ;
- pour les accidents avec fusion du cœur : rendre le risque de rejets importants précoce extrêmement improbable et éviter les effets durables dans l'environnement ;
- pour les agressions d'origine interne ou externe : vérifier la capacité des installations à faire face à des niveaux d'agression réévalués à l'occasion du réexamen, vérifier la prise en compte des préconisations internationales (WENRA¹) et tirer les enseignements des EPS relatives aux agressions.

De plus, le RP4 1300 MWe intègre l'ensemble du retour d'expérience acquis à la fois par EDF, l'ASN et l'IRSN à l'occasion de l'expertise idoine du RP4 900.

Par ailleurs, EDF prévoit d'introduire, sur certains réacteurs à l'état RP4 1300, à la place d'assemblages de combustible composés d'uranium naturel enrichi (UNE), des assemblages de combustible composés d'uranium de retraitement enrichi (URE) ou d'un mélange d'oxydes constitué de dioxyde de plutonium et de dioxyde d'uranium appauvri (MOX).

¹ WENRA : Western European Nuclear Regulators Association.

Enfin, la finalisation du déploiement des dispositions dites « noyau dur » (ND), conçues en réponse aux prescriptions techniques de l'ASN émises en 2012 et 2014 ([1], [2]) à la suite de l'accident survenu sur la centrale nucléaire de Fukushima-Daïchi en 2011, s'inscrit également dans le cadre de ce réexamen.

EDF procédera au déploiement des modifications matérielles et intellectuelles qui résultent des conclusions des études qu'il a menées, complétées le cas échéant des demandes formulées par l'ASNR, en deux lots en raison de contraintes industrielles particulièrement prégnantes :

- un lot A, qui correspond à l'intégration des dispositions présentant un « fort enjeu de sûreté », à l'occasion des arrêts pour visite décennale (VD) ;
- un lot B, qui permettra le déploiement des dispositions qui n'auront pas été déployées au lot A, à l'occasion des arrêts pour visite partielle suivant la VD.

Conformément à la saisine en référence [3], la Direction de l'expertise en sûreté de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) a examiné le caractère acceptable pour la sûreté du dossier d'amendement comprenant les modifications du lot A évoqué ci-dessus, dit « DA RP4 1300 lot A », transmis par EDF. Ce dossier comprend des modifications matérielles et intellectuelles, auxquelles sont associées des modifications documentaires relevant des chapitres III², VI³, IX⁴ et X⁵ des règles générales d'exploitation (RGE), ainsi que des modifications temporaires des STE.

À l'issue de l'expertise menée par l'ASNR, EDF a complété et amendé le dossier initialement déposé. Les conclusions de la Direction de l'expertise en sûreté portent sur l'ensemble du dossier déposé par EDF, compléments et amendements compris.

Le présent avis présente les conclusions de la Direction de l'expertise en sûreté concernant l'analyse du dossier d'EDF. Seules les modifications les plus emblématiques du RP4 1300 ou ayant fait l'objet de remarques notables sont abordées ci-après. Ainsi, les évolutions associées au chapitre X des RGE ne sont pas développées. Les modifications du chapitre IX des RGE ne font pas l'objet d'un chapitre particulier, mais sont intégrées aux modifications matérielles et intellectuelles auxquelles elles sont associées.

1. MODIFICATIONS MATÉRIELLES

1.1. MODIFICATION DE L'ARCHITECTURE ÉLECTRIQUE

La modification de l'architecture électrique réalisée sur les réacteurs de 1300 MWe dans le cadre du RP4 a pour objectif de garantir l'alimentation électrique des matériels dans les situations relevant du domaine complémentaire⁶ et de l'accident grave. Afin de répondre à cet objectif, l'architecture électrique existante est modifiée afin de permettre, d'une part la réalimentation des tableaux secourus par le groupe électrogène installé dans le cadre des actions post-Fukushima, dit diesel d'ultime secours (DUS), d'autre part l'alimentation électrique des nouveaux matériels valorisés à partir du RP4 1300. La puissance d'un DUS étant environ la moitié de la puissance d'un groupe électrogène de secours, une modification du controbloc⁷ est réalisée, afin de réalimenter uniquement les matériels nécessaires et valorisés pour les situations mentionnées supra.

S'agissant des systèmes de contrôle-commande programmés, le niveau de qualité obtenu repose en grande partie sur la définition préalable d'un processus de développement rigoureux et conforme à l'état de l'art, comprenant toutes les étapes de vérification et de validation nécessaires, puis sur la mise en œuvre effective de ce processus

² Spécifications techniques d'exploitation (STE).

³ Conduite incidentelle et accidentelle (CIA).

⁴ Essais périodiques (EP).

⁵ Essais physiques.

⁶ La vérification du niveau de sûreté des réacteurs en exploitation sur la base des EPS conduit à la mise en œuvre de dispositions complémentaires à celles mises en œuvre dans le cadre du dimensionnement de l'installation et visant à ramener le risque lié à l'exploitation de l'installation à un niveau jugé acceptable. Ces dispositions, dont la suffisance est établie sur la base d'hypothèses et d'études codifiées, font l'objet d'exigences d'exploitation visant à garantir leur fiabilité. Les situations gérées par ces dispositions, qui constituent le domaine complémentaire de la démonstration de sûreté, ainsi que les études associées, figurent dans le rapport de sûreté.

⁷ Le controbloc est un système de contrôle commande programmé dans lequel sont implantées les séquences de délestage et de relestage des groupes électrogènes.

de développement. Dans le cadre du RP4 1300, EDF a transmis les éléments permettant d'attester de la bonne exécution de ce processus dans le cadre des modifications apportées au controbloc. À l'issue de l'expertise, EDF a en outre pris l'engagement, en cas de modifications ultérieures du controbloc ayant un impact sur les fonctions classées 1E⁸, de s'assurer de l'absence de régression de ces fonctions, en appliquant le processus de développement, ce qui est satisfaisant.

Les évolutions du chapitre IX des RGE associées à cette modification sont liées à la nouvelle valorisation du DUS dans la démonstration de sûreté, conduisant à la réalisation d'EP supplémentaires sur celui-ci et son contrôle-commande. **Compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, et notamment celui de programmer les EP sur ces matériels uniquement dans les domaines d'exploitation où ils ne génèrent pas d'événement STE de groupe 1⁹, les évolutions du chapitre IX des RGE n'appellent plus de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.**

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la « modification de l'architecture électrique », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

1.2. MISE EN PLACE D'UNE POMPE DE SECOURS DE L'INJECTION AUX JOINTS DES POMPES PRIMAIRES

En fonctionnement normal, l'injection aux joints des pompes primaires (IJPP) est réalisée par une pompe de charge du système de contrôle chimique et volumétrique (RCV). Dans le référentiel RP3 1300, la fonction de secours de l'IJPP en situation de perte totale des alimentations électriques (H3) est assurée par le démarrage de la pompe du système d'injection de sécurité RIS 011 PO, dite pompe de test, en moins de 2 minutes¹⁰, qui est alimentée électriquement par le turboalternateur de secours (TAS) du système de production électrique de 380 V secouru LLS.

Dans le cadre du RP4 1300, EDF a identifié la nécessité de fiabiliser la fonction de secours de l'IJPP et de disposer d'une injection de bore à haute pression.

Ainsi, la présente modification consiste à remplacer la pompe de test actuelle par une pompe volumétrique triplex à trois pistons plongeurs, appelée « pompe d'injection aux joints des groupes motopompes primaires « noyau dur (ND) » (PIJ ND) », pour assurer, notamment, la fonction de secours de l'IJPP en situation H3 en phase A¹¹, et en situation ND en phase B.

Les missions de la PIJ ND, dans le domaine complémentaire, sont :

- d'éviter une brèche aux joints des pompes primaires en permettant en situation H3 le rétablissement sous 2 minutes de l'injection d'eau au niveau de ces joints afin de maintenir une température au niveau des joints inférieure à 200°C et ainsi de garantir l'intégrité du circuit primaire ;
- d'injecter de l'eau borée lorsque le circuit primaire est à haute pression, en aspiration sur la bâche du système de traitement et de refroidissement d'eau des piscines (PTR), afin de maîtriser la réactivité du cœur et de participer au maintien de l'inventaire en eau du circuit primaire.

L'alimentation électrique de la PIJ ND en situation H3 sera diversifiée : elle sera automatiquement, et prioritairement, réalimentée par le DUS, l'alimentation électrique par le TAS étant conservée en cas de défaillance du DUS. L'orientation entre les différentes sources d'alimentation électrique sera réalisée par une nouvelle armoire électrique.

⁸ Le classement 1E correspond au plus haut niveau de classement de sûreté des matériels électriques.

⁹ Événement de groupe 1, N ou 2 : En fonction de leur importance pour la sûreté, les indisponibilités sont hiérarchisées en événements STE de groupe 1, de groupe N et de groupe 2. Dans le groupe 1 sont classées les non-conformités remettant en cause le respect des exigences et des hypothèses d'étude de la démonstration de sûreté, les événements de groupe 2 étant associés à des non-conformités défiabilisant une fonction importante pour la sûreté. Sont classés en « groupe N » les événements non redéposables du groupe 1 nécessaires à la conduite de l'installation dans les situations noyau dur : ces dispositions incluent les matériels de mitigation des accidents graves dimensionnés ou vérifiés aux agressions externes extrêmes.

¹⁰ Le démarrage rapide de la PIJ ND est nécessaire pour protéger les joints des pompes primaires.

¹¹ La phase A correspond à la période allant du déploiement des modifications du lot A au déploiement des modifications du lot B, la phase B étant la période à partir de laquelle les modifications du lot B sont déployées.

La présente modification consistant à remplacer des matériels existants valorisés en situations accidentelles par des nouveaux matériels, la démonstration de la qualification de la PIJ ND, ainsi que des équipements électriques nécessaires à son alimentation, est indispensable pour s'assurer de l'absence de régression de la sûreté liée à la mise œuvre de la présente modification matérielle. Dans ce cadre, lors des essais de qualification, l'essai d'endurance de 400 heures de la PIJ ND a dû être stoppé à deux reprises en raison de fuites. Après caractérisation de ces aléas, EDF a prévu des adaptations de la conception de la PIJ ND, avant la reprise de l'ensemble des essais de qualification. **Les échéances de transmission des notes de synthèse de la qualification associées aux nouveaux matériels étant incompatibles avec le calendrier de la présente expertise, l'expertise de la qualification de ces équipements est réalisée dans un autre cadre.**

À l'issue de la mise en œuvre de la modification, plusieurs types d'essais sont prévus et notamment des essais de requalification fonctionnelle de la PIJ ND avec chaque source d'alimentation électrique possible : les tableaux existants, le DUS et le TAS LLS. Des mesures vibratoires sont également prévues. Les essais prévus n'appellent pas de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.

Cette modification matérielle a conduit à de nombreuses évolutions du chapitre IX des RGE qui concernent directement la PIJ ND et qui n'appellent pas de remarques. En outre, EDF s'est engagé à réaliser d'ici fin 2028 un retour d'expérience des actions de maintenance et des résultats des EP réalisés sur les PIJ ND pour adapter, si nécessaire, le suivi de ces nouvelles pompes en exploitation.

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que, sous réserve de l'obtention de sa qualification qui est en cours, la « mise en place d'une pompe de secours de l'injection aux joints des pompes primaires », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

La Direction de l'expertise en sûreté souligne toutefois que, corrélativement à la mise en œuvre de la PIJ ND, et du fait de son alimentation prioritaire par le DUS, la valorisation du TAS LLS dans le cadre du DA RP4 1300 se limite désormais au domaine d'exploitation « réacteur en production »¹². Ainsi, le dossier d'EDF prévoit une suppression des essais périodiques du TAS LLS à basse pression dans les générateurs de vapeur (GV). Toutefois, la Direction de l'expertise en sûreté a estimé que le bon fonctionnement du TAS LLS, alimentant l'ensemble de ses utilisateurs et notamment la PIJ ND tout au long du repli du réacteur, avec la nouvelle pression de vapeur dans les GV (redéfinie à la baisse) retenue pour l'état de repli du réacteur dans le cadre du DA RP4 1300, devait être démontré. Ainsi, EDF s'est engagé à réaliser des essais spécifiques visant à apporter cette démonstration, ce qui permettrait de rendre acceptable la suppression des EP du TAS LLS à basse pression vapeur. **La Direction de l'expertise en sûreté est ainsi en attente des résultats de ces essais spécifiques.**

1.3. DISPOSITION D'ALIMENTATION EN EAU BRUTE D'ULTIME SECOURS

En réponse aux prescriptions techniques de l'ASN portant sur l'alimentation en eau de l'îlot nucléaire en situation de perte totale de la source froide (dite situation H1) affectant l'ensemble du site, consécutive à des agressions externes d'intensité Noyau Dur (ND), la modification a pour objectif de garantir :

- l'alimentation en eau des générateurs de vapeur pendant une durée de 24 à 72 heures (selon le site) afin d'assurer le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire ;
- après une durée de 20 à 72 heures (selon le site), l'appoint en eau à la piscine du bâtiment combustible (BK) et l'appoint à la piscine du bâtiment réacteur (BR) dans le domaine d'exploitation « arrêt pour recharge » lorsque le tube de transfert est ouvert, afin d'évacuer la puissance résiduelle et d'éviter le découvrement des assemblages de combustible.

Pour ce faire, la présente modification consiste à remplacer, par des moyens fixes, les moyens locaux de crise actuellement utilisés pour mettre en œuvre la disposition d'alimentation en eau brute généralisée d'ultime secours (SEG). Ainsi, un réseau de tuyauteries fixes en acier et un poste de vannage permettant de régler l'appoint

¹² La valorisation du TAS LLS dans ce domaine d'exploitation comprend son démarrage mais également son fonctionnement jusqu'à l'état de repli du réacteur et durant le maintien en état de repli.

en eau vers la bâche du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) et/ou la piscine BK seront installés dans le BK.

Les équipements identifiés comme nécessaires en situation accidentelle pour mettre en œuvre la disposition SEG sont conçus avec une exigence de résistance à un séisme de niveau Noyau Dur (SND). De plus, certains supports des lignes PTR¹³ existantes auxquelles est raccordée la disposition SEG seront renforcés afin de garantir leur robustesse au SND. En outre, EDF prévoit de mener des études de robustesse au noyau dur afin de vérifier le comportement au SND des tuyauteries ASG existantes.

Par ailleurs, au titre des essais de requalification fonctionnelle, EDF vérifiera notamment les performances de la disposition SEG pour tous les réacteurs, par la réalisation d'un essai d'injection en eau dans les quatre configurations possibles du poste de vannage dans des conditions représentatives d'une situation accidentelle, ce qui est satisfaisant.

Enfin, compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, les modifications du chapitre IX des RGE qui seront mises en œuvre sont jugées satisfaisantes.

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « disposition d'alimentation en eau brute généralisée d'ultime secours », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

1.4. MODIFICATION DU CONTRÔLE-COMMANDE CŒUR

Les systèmes de contrôle-commande cœur sont organisés en plusieurs systèmes élémentaires qui répondent aux fonctions de protection, de surveillance et de contrôle du réacteur.

La modification du contrôle commande cœur réalisée dans le cadre du lot A RP4 1300 consiste principalement à introduire plusieurs modifications logicielles et matérielles dans le but d'assurer la mise à jour du contrôle-commande en lien avec les évolutions d'hypothèses et la reprise des études de sûreté dans le cadre du RP4 1300.

En particulier, le système de protection du réacteur RPR des réacteurs de 1300 MWe, qui est un système numérique de contrôle-commande, a pour rôle d'élaborer des actions de protection et de sauvegarde ainsi que les signalisations qui leur sont associées, et participe à ce titre à la maîtrise de la réactivité, à l'évacuation de la puissance résiduelle et au confinement des substances radioactives.

Le RPR (de classe électrique 1E) est principalement constitué d'un automate numérique appelé SPIN¹⁴ composé, d'une part d'une plateforme matérielle générique avec son logiciel système générique et, d'autre part de logiciels d'application spécifiques. Il surveille en permanence les paramètres physiques de la chaudière de façon à détecter tout dépassement des limites de fonctionnement normal et, le cas échéant, à déclencher l'arrêt automatique du réacteur et les actions de sauvegarde.

Dans le cadre de la présente modification, EDF a fait le choix de reconduire la plateforme Spinline¹⁵ comme plateforme matérielle générique avec son logiciel système associé, ce qui est acceptable. Sur cette base, EDF a fait évoluer le logiciel d'application selon un processus de développement spécifique. La Direction de l'expertise en sûreté a évalué ce processus ainsi que sa mise en œuvre. Elle considère que le processus est conforme aux exigences normatives et réglementaires en vigueur pour les logiciels et systèmes classés 1E, et que ce processus et sa mise en œuvre sont acceptables.

Néanmoins, le logiciel d'application est constitué d'algorithmes, dont certains sont qualifiés de « complexes » par EDF. Ces derniers, comme celui permettant d'élaborer le RFTC¹⁶, utilisent des nombres flottants pour réaliser leurs calculs. Ces calculs nécessitent une démarche d'appropriation et de spécification adéquate pour l'ensemble des données qu'ils manipulent. Une démarche de décomposition d'un algorithme « complexe » en sous

¹³ PTR : Système de traitement et de refroidissement d'eau des piscines.

¹⁴ SPIN : Système de protection intégré numérique.

¹⁵ Cette plateforme a été introduite dans le cadre de la modernisation du contrôle commande du palier de 1300 MWe lors de la VD3 1300.

¹⁶ Rapport de Flux Thermique Critique : rapport entre le flux thermique critique et le flux thermique émis par une zone donnée de la surface externe de la gaine de combustible refroidie par le caloporteur.

algorithmes, essentielle pour maîtriser sa spécification et sa vérification, a été mise en place par EDF. Si EDF a spécifié plusieurs attributs pour ces sous algorithmes, les domaines de variation de leurs données d'entrées/sorties n'en font pas partie. Or la spécification des domaines de variation des entrées/sorties de chaque sous-algorithme et la vérification de la réponse de ces derniers permettent de s'assurer que la réponse du système de protection est conforme à l'attendu dans toute situation plausible de variation des entrées du système. Par ailleurs, les calculs en nombres flottants sont sujets à des erreurs d'arrondis qui de plus peuvent s'accumuler. EDF doit encore apporter la justification que, pour les algorithmes « complexes », ces erreurs resteront dans des bornes acceptables. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que, dans les meilleurs délais, EDF précise les domaines de valeurs valides des entrées/sorties de chaque sous-algorithme des algorithmes « complexes » du SPIN, renforce en conséquence la vérification de chacun de ces sous algorithmes et justifie que, dans ces domaines de valeurs, les calculs sont réalisés avec une précision numérique acceptable (cf. la recommandation n° 1 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Par ailleurs, dans sa surveillance des développements logiciels, EDF utilise un outil d'analyse du code source des logiciels système et d'application. Cet outil produit des alertes lorsque des erreurs de calcul mathématique sont rencontrées (comme par exemple la division par zéro). Dans certains cas, l'outil produit une alerte sans pouvoir conclure si cette alerte est due à un défaut du logiciel ou à une imprécision de l'outil lui-même. La Direction de l'expertise a relevé que les cas concernés sont peu nombreux et qu'EDF ne les avait pas analysés manuellement pour vérifier qu'il s'agissait effectivement d'imprécisions de l'outil et non de défauts du logiciel. À l'issue de l'expertise, EDF a pris l'engagement de renforcer le processus d'analyse de ces alertes afin de s'assurer, avec le constructeur, qu'elles ne révèlent pas un défaut du logiciel. **La Direction de l'expertise en sûreté estime que cet engagement est satisfaisant.**

En conclusion, la Direction de l'expertise de sûreté considère que, sous réserve de l'engagement susmentionné, la modification du contrôle-commande cœur, telle que soumise à autorisation et complétée au cours de l'expertise par EDF, est globalement acceptable. Néanmoins, EDF doit compléter le processus de spécification et de vérification des algorithmes complexes du SPIN, comme mentionné dans la recommandation formulée supra.

1.5. DISPOSITIONS DE PRÉVENTION DU RISQUE EXPLOSION DANS LES LOCAUX BATTERIES

La présente modification vise à :

- répondre aux nouvelles exigences du référentiel explosion interne : les circuits de ventilation doivent être robustes à un niveau de séisme SMS¹⁷ et l'alimentation de la ventilation d'extraction doit être secourue par un diesel de secours afin d'éviter les risques de formation d'une atmosphère explosive en situation de MDTE¹⁸ ;
- garantir le fonctionnement de la ventilation en cas de perte de tension sur les tableaux 125 V (via la mise en place de contacteurs à accrochage), ou sur les tableaux 6,6 kV secourus (via un basculement sur les tableaux permanents) ;
- mettre en place des dispositions organisationnelles supplémentaires afin de mieux maîtriser le risque d'explosion interne, fonctions de la concentration en hydrogène présente dans le local. Elles consistent en particulier à couper manuellement la charge des batteries en conduite normale lorsque la concentration en hydrogène des locaux atteint 25 % de la limite inférieure d'explosivité.

Le dossier initialement déposé ne comportant pas d'évolution du chapitre IX des RGE concernant le fonctionnement de la ventilation en cas de perte de son alimentation par les tableaux 6,6 kV, EDF s'est engagé au cours de l'expertise à ajouter un nouvel essai périodique décennal pour vérifier le fonctionnement du basculement de l'alimentation électrique des ventilateurs sur un tableau permanent. Cet essai périodique est sanctionné d'un critère RGE de groupe A¹⁹. **Ce point n'appelle plus de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.**

¹⁷ SMS : séisme majoré de sûreté.

¹⁸ MDTE : manque de tension externe.

¹⁹ Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté.

In fine, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « dispositions de prévention du risque explosion dans les locaux batteries » telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

1.6. AUGMENTATION DES PERFORMANCES DE RÉALIMENTATION DE LA BÂCHE ASG PAR LE SYSTÈME JP*²⁰

Dans le cadre du RP4 1300, des études de consommation d'eau du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ont été menées pour différents transitoires incidentels et accidentels du domaine de dimensionnement de la démonstration de sûreté. Ces études ont pour objectif de vérifier la capacité de l'installation à atteindre et maintenir l'état d'arrêt sûr. Elles valorisent la fonction de réalimentation de la bâche ASG par le réseau d'eau de protection contre l'incendie JP*.

Afin de garantir que la réalimentation de la bâche ASG par le réseau d'eau incendie JP* permet d'assurer le débit et le volume d'eau requis par les études de sûreté, la présente modification consiste à :

- remplacer un débitmètre et reprendre le réglage d'une vanne manuelle du système ASG afin d'augmenter le débit de réalimentation de la bâche ASG par le système JP*, pour l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe ;
- valoriser différents systèmes d'appoint en eau pour les réacteurs des sites de Paluel, Flamanville et Saint-Alban afin que ces trois sites disposent du volume requis d'appoint provenant des réserves d'eau incendie.

Dans le cadre des essais de requalification, un contrôle du fonctionnement du nouveau débitmètre installé sera réalisé par inter-comparaison avec une mesure de référence. De plus, EDF s'assurera du respect de la nouvelle valeur du critère RGE IX portant sur le débit de réinjection d'eau dans la bâche ASG par le système JP*, ce qui permettra notamment de vérifier l'absence de régression des lignes impactées.

Par ailleurs, la révision des études de consommation d'eau de la bâche ASG dans le cadre du RP4 1300 s'accompagne d'un renforcement des exigences des STE. Compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, les modifications des STE qui seront mises en œuvre sont jugées satisfaisantes.

Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « augmentation des performances de réalimentation de la bâche ASG par JP* », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

1.7. FIABILISATION DE LA FERMETURE DE LA VANNE DU TUBE DE TRANSFERT

Dans les domaines d'exploitation « arrêt pour rechargement » (APR) et « réacteur complètement déchargé » (RCD), le tube de transfert (TT) reliant la piscine du bâtiment du combustible à la piscine du bâtiment du réacteur est ouvert, notamment pour permettre au chariot de transfert de déplacer les assemblages de combustible d'un bâtiment à l'autre.

Actuellement, la fermeture de la vanne du TT, située du côté de la piscine du BK et qui permet d'isoler les deux piscines l'une de l'autre, n'est pas opérationnelle sous débit. Ainsi, si une vidange est initiée accidentellement du côté de la piscine du BR, elle peut entraîner une vidange de la piscine du BK via le TT sans possibilité de l'arrêter en fermant la vanne d'isolement, et conduire à découvrir les assemblages de combustible entreposés dans la piscine du BK.

Dans le cadre du RP4 1300, EDF souhaite renforcer la vanne du TT afin qu'elle puisse se fermer sous débit, pour pouvoir isoler la piscine du BK dans le cas d'une fuite survenant du côté de la piscine du BR. La vanne du TT étant un robinet motorisé électrique équipé d'une commande à distance et d'un servomoteur, le renforcement prévu consiste à augmenter le couple de manœuvre du servomoteur, par un réglage de son limiteur de couple, pour garantir la fermeture de la vanne sous débit, ainsi qu'à remplacer la commande à distance pour les réacteurs du palier P'4.

²⁰ JP* : système de production, de distribution et de protection incendie.

Au cours de l'expertise, EDF a notamment pris les engagements de prescrire dans les STE, pour la situation « tube de transfert non isolable dans le domaine d'exploitation RCD », l'arrêt des manutentions de combustible dans le BK sous 1 heure, et de conditionner la reprise de ces dernières à la mise en configuration sûre de l'installation.

À l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « Fiabilisation de la fermeture de la vanne du tube de transfert » telle que déposée par EDF et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

1.8. GÉNÉRALISATION DES GRAPPES EN HAFNIUM

Afin de réduire la fluence²¹ reçue par les cuves des réacteurs de 1300 MWe et ainsi prolonger leur durée de vie, EDF a décidé de mettre en œuvre à partir du RP4, sur ces réacteurs, huit grappes absorbantes en hafnium, dans les assemblages de combustible situés face aux secteurs de la cuve les plus exposés au flux de neutrons, en extrémité de diagonale.

La présence des grappes en hafnium est susceptible de modifier le comportement neutronique du cœur. À cet égard, EDF propose de mettre en œuvre un programme d'essais physiques particulier couvrant les trois réacteurs têtes de série des réacteurs de 1300 MWe, respectivement en gestion de combustible UNE, URE et MOX²². La mise en œuvre de ce programme a pour objectif de vérifier la suffisance du programme standard d'essais physiques et de confirmer la validation de la chaîne de calcul neutronique utilisée dans le cadre de la démonstration de sûreté des recharges.

La Direction de l'expertise en sûreté ayant noté que certains essais relatifs à la mesure du poids d'un nouveau groupe de grappes d'arrêt en périphérie du cœur SE1²³ n'avaient pas été intégrés dans le programme d'essais physiques particulier initialement prévu par EDF, EDF s'est engagé au cours de l'expertise à réaliser de tels essais, ce qui est satisfaisant.

À l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « Généralisation des grappes en hafnium », telle que déposée et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression pour la sûreté.

1.9. DISPOSITION ULTIME D'ÉVACUATION DE LA PUissance RÉSIDUELLE DANS L'ENCEINTE (EAS ND)

La disposition EAS ND a plusieurs fonctions :

- l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans ouverture de son dispositif d'éventage en situation d'accident grave (AG) (la valorisation lors des situations extrêmes « ND » n'est toutefois prévue que dans le cadre du lot B du RP4 1300) ;
- le remplissage des puisards de l'enceinte, en anticipation de l'AG ;
- le maintien sous-critique du cœur du réacteur en assurant une injection d'eau borée dans le circuit primaire. À ce titre, elle est valorisée, dès le lot A du RP4 1300, en tant que nouveau moyen d'appoint au circuit primaire, en situation de perte totale des sources électriques externes et internes (situation dite « H3 ») dans le domaine d'exploitation arrêt pour intervention (API).

Cette disposition est constituée d'une partie fixe comprenant principalement une pompe, un échangeur et différentes lignes de tuyauteries connectées aux systèmes existants d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion dans l'enceinte (EAS), mais aussi de moyens mobiles permettant l'évacuation de la puissance résiduelle de

²¹ La fluence représente la quantité totale de neutrons reçue par unité de surface sur une période donnée. La fluence cumulée reçue par la cuve est directement liée à la puissance neutronique, et donc aux taux d'épuisement des assemblages se situant en regard de l'endroit de la cuve où la fluence est la plus importante.

²² La gestion de combustible est définie comme un mode d'exploitation du combustible caractérisé par plusieurs paramètres (nature du combustible, nombre et position des assemblages neufs rechargés à chaque cycle...). Pour les réacteurs de 1300 MWe, à partir du RP4, trois gestions de combustible ont été définies et sont respectivement composées d'uranium naturel enrichi (UNE), d'URE et de MOX.

²³ Le groupe de grappes SE1 est composé de quatre grappes situées aux plans médians du cœur.

l'enceinte grâce à la source froide ultime (SFu). 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).

Dans le cadre de cette modification, des robinets existants des systèmes RIS et EAS sont modifiés afin d'y ajouter une motorisation et font l'objet de compléments de qualification afin que la disposition EAS ND puisse assurer l'ensemble de ses missions. À ce titre, EDF s'est engagé, au cours de l'expertise, à prescrire l'utilisation d'une graisse qualifiée à l'irradiation pour le robinet de refoulement vers les puisards du BR, commun au système EAS et à la disposition EAS ND, celui-ci étant susceptible d'être exposé à une dose d'irradiation importante.

Concernant les essais de requalification associés à la modification, le programme prévu par EDF n'était pas finalisé au moment du dépôt du présent dossier. Néanmoins, à la fin de l'expertise, EDF a apporté les éléments attendus.

Ainsi, EDF a indiqué que certains contrôles de vibration prévus sur les piquages neufs et existants présents sur les tuyauteries de faible dimension de la disposition EAS ND et des circuits RIS et EAS pourraient n'être réalisés que sur les premiers réacteurs de 1300 MWe déployant la modification. En effet, EDF considère que, si le retour d'expérience de ces premiers contrôles ne montre pas de défaut, il n'y a pas d'intérêt à étendre ces contrôles sur les autres réacteurs.

La Direction de l'expertise en sûreté considère a contrario que les vibrations des tuyauteries dépendent de nombreux paramètres comme le tracé et le supportage de ces tuyauteries, et que ces paramètres ne sont jamais strictement identiques entre les réacteurs, même si ceux-ci font partie du même palier. **De ce fait, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF réalise, au titre des essais de requalification, les contrôles vibratoires prévus dans le cadre de la mise en œuvre de la disposition EAS ND sur l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe, même si le retour d'expérience de ces contrôles sur les premiers réacteurs est positif (cf. la recommandation n° 2 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

À l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « EAS ND », telle que déposée par EDF et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression de la sûreté, sous réserve de la prise en compte de la recommandation mentionnée supra.

1.10. SURVEILLANCE DE LA PRESSION MINIMALE DANS L'ENCEINTE DE CONFINEMENT

Dans le cadre du RP4 1300, l'étude de sûreté relative à la rupture de tuyauterie vapeur en puissance est intégrée au domaine de dimensionnement. Dans cette étude, la pression initiale dans l'enceinte constitue une donnée d'entrée importante car une pression initiale abaissée retarde de manière significative l'atteinte du signal « haute pression enceinte avancée » et donc le démarrage automatique de l'injection de sécurité. À ce titre, la pression minimale dans l'enceinte de confinement doit faire l'objet d'un suivi en exploitation.

La présente modification a ainsi pour objectif d'assurer la surveillance de la pression minimale dans l'enceinte. À cet égard, elle prévoit l'ajout d'une alarme et d'une-pré alarme en salle de commande. Elle prévoit en outre le réglage des capteurs de pression dans l'enceinte ainsi que le remplacement de certains de ces capteurs afin de diminuer l'incertitude de mesure lors de la réalisation des rejets gazeux hors du bâtiment réacteur.

Les évolutions des STE associées à cette modification n'appellent plus de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté, compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, consistant notamment à faire évoluer la conduite en cas de non-respect de la pression minimale dans l'enceinte, pour que le délai maximal de retour dans la plage admissible de pression soit de 24 heures en lieu et place de 3 jours.

Par ailleurs, les évolutions du chapitre IX des RGE associées à cette modification sont liées à la valorisation de nouvelles informations pour les opérateurs (alarmes et mesures). Compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, consistant notamment à contrôler, en même temps que les alarmes liées à la valeur de la pression dans l'enceinte, les relais à seuil permettant l'émission des alarmes, et à réduire la périodicité du contrôle de l'alarme permettant de s'assurer du respect de la pression minimale, **les évolutions du chapitre IX des RGE n'appellent plus de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.**

Ainsi, à l'issue de son expertise, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « surveillance de la pression minimale enceinte », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

2. MODIFICATIONS INTELLECTUELLES

2.1. MODALITÉ DE SUIVI EN EXPLOITATION DU NIVEAU D'EAU DANS LA BÂCHE ASG

Afin de restaurer des marges dans les études d'autonomie en eau secondaire des études d'accident, EDF modifie le suivi du niveau d'eau dans la bâche ASG réalisé en conduite incidentelle et accidentelle. L'arrêt des pompes du système ASG sera effectué lors de l'apparition de l'alarme de niveau très bas dans la bâche ASG et non plus à partir d'une valeur lue sur l'indicateur de niveau en salle de commande, cette dernière étant entachée d'une forte incertitude.

Cette modification s'accompagne d'un renforcement des exigences des STE. Compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, les modifications des STE qui seront mises en œuvre sont jugées satisfaisantes.

Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « modalité de suivi en exploitation du niveau d'eau dans la bâche ASG », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris par EDF au cours de l'expertise, ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

Cependant, lors de l'expertise, la Direction de l'expertise en sûreté a constaté que l'incertitude de lecture du niveau d'eau dans la bâche ASG n'avait pas été correctement prise en compte dans les études d'accident, pour les actions de conduite autres que l'arrêt des pompes du système ASG, lancées à partir des valeurs lues sur l'indicateur de niveau en salle de commande. Or cette incertitude pourrait impacter le délai de réalisation des actions de conduite et, de ce fait, l'évaluation de l'autonomie en eau des GV. Lors de l'expertise, EDF a justifié que la prise en compte de cette incertitude ne serait pas de nature à remettre en cause le respect des critères de sûreté, en valorisant l'inventaire en eau des GV après la perte de l'alimentation en eau via l'ASG. Si, sur ce point particulier, la Direction de l'expertise en sûreté n'a plus de remarque, elle souligne que la valorisation de l'eau présente dans les GV est « la variable d'ajustement » régulièrement utilisée par EDF pour répondre à plusieurs réserves sur les études de consommation ASG (concernant notamment le gradient de refroidissement en thermosiphon et les délais opérateurs). **Ainsi, en cas de mise en œuvre de modification ou d'écart susceptible d'affecter la consommation d'eau secondaire et ses moyens de réalimentation, il appartiendra à EDF de réaliser une évaluation du bilan des marges de sûreté en considérant l'incertitude sur la lecture de l'indicateur de niveau de la bâche ASG, des délais opérateur « adaptés » et un gradient de refroidissement en thermosiphon enveloppe.**

2.2. CONDUITE EN SITUATION H3

Dans le cadre du RP4 1300, EDF a mis à jour les études de perte totale des alimentations électriques (PTAE, dites « situations H3 »), ces dernières relevant du domaine complémentaire. EDF a corrélativement fait évoluer le référentiel d'exploitation dans les domaines d'exploitation allant de RP²⁴ à API-SO²⁵.

En particulier, dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV²⁶, la stratégie de conduite en situation H3 bénéficiera du démarrage automatique du DUS et de la PIJ ND, qui permet d'assurer le secours de l'IJPP, tout en gardant la possibilité, en cas de défaillance du DUS dans l'état RP, d'utiliser le TAS LLS pour assurer la réalimentation électrique du contrôle-commande et de la PIJ ND. De même, la réalimentation d'une pompe de charge par le DUS permet de disposer d'une stratégie de conduite, palliant la défaillance de la PIJ ND. La démonstration de sûreté valorise également, cinq heures après le début du transitoire, la réalimentation d'un tableau LH²⁷ par le système LHT²⁸(GUS/TAC²⁹), avec notamment pour conséquence la possible remise en service d'une voie des systèmes

²⁴ RP : réacteur en production.

²⁵ API-SO : arrêt pour intervention lorsque le réacteur est suffisamment ouvert, c'est-à-dire non pressurisable.

²⁶ AN/GV : arrêt normal sur les générateurs de vapeur.

²⁷ LH : système de distribution électrique de 6,6 kV secouru.

²⁸ LHT : système de production 6,6 kV d'ultime secours.

²⁹ GUS/TAC : groupe électrogène d'ultime secours / turbine à combustion.

RRI³⁰/SEC³¹ ainsi que de la charge du système RCV, cette dernière permettant de compenser le cas échéant une fuite aux joints des GMPP³² et d'assurer la borication du circuit primaire.

De plus, dans le domaine d'exploitation AN/RRA³³, l'utilisation d'une motopompe du système ASG réalimentée par le DUS permet de s'affranchir des contraintes sur la qualité de la vapeur des GV nécessaire au fonctionnement d'une TPS ASG et ainsi d'abaisser la température correspondant à l'état de repli en situation H3.

Par ailleurs, dans le domaine d'exploitation API, la gestion des situations H3 bénéficiera de l'utilisation de l'EAS ND, comme nouveau moyen d'appoint au circuit primaire.

Enfin, une conduite en cas de défaillance de mode commun des tableaux LH (DCC-LH) est maintenue dans les procédures, même si ce transitoire n'est plus formellement couvert par la démonstration de sûreté à l'état technique RP4 1300.

Disponibilité du système LHT (GUS ou TAC) pour les températures de l'air extérieur considérées dans le référentiel RP4 1300

Dans le cadre du RP4 1300, les situations H3 survenant dans les états RP et AN/GV doivent être étudiées en considérant, pour la température de l'air extérieur, la température de redimensionnement dite « longue durée » (TLD), de profil sinusoïdal (alternance jour/night), avec une température maximale de 36 °C. La gestion de ces situations requiert le fonctionnement du système LHT, à savoir du GUS sur tous les sites abritant des réacteurs de 1300 MWe, à l'exception du site de Paluel qui conserve une TAC³⁴. Ces GUS ont été dimensionnés pour fonctionner à une température maximale de l'air extérieur de 38 °C. En revanche, la disponibilité de la TAC de Paluel n'a été vérifiée qu'à 20,7 °C. C'est pourquoi EDF a fourni une étude thermique des locaux comportant des matériels nécessaires au fonctionnement de la TAC en considérant, pour l'air extérieur, une température égale à la TLD. Les éléments présentés permettent de considérer que la Tr³⁵ des composants nécessaires au fonctionnement de la TAC et de ses auxiliaires ne serait pas dépassée au cours du scénario, hormis pour certains équipements situés dans le local abritant le contrôle-commande de la TAC. S'il a évoqué des pistes, EDF n'a toutefois pas présenté à ce stade de disposition permettant de remédier à cette situation. **Par conséquent, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que, pour le site de Paluel, EDF complète sa démonstration du respect de la température exceptionnelle (Tr) de tenue des équipements, situés dans le local contrôle-commande du module TAC, nécessaires en situation H3, en retenant pour la température extérieure la température longue durée (TLD). À ce titre, les équipements nécessaires au respect de cette température devront bénéficier des exigences de conception (classement) et d'exploitation cohérentes avec celles à retenir pour les conditions de fonctionnement du domaine complémentaire (cf. la recommandation n° 3 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Impact sur les RGE

Les évolutions du chapitre III des RGE appelant des remarques de la part de la Direction de l'expertise en sûreté sont abordées au paragraphe 3 du présent avis.

Par ailleurs, compte tenu des compléments apportés et des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, et notamment celui d'inclure, dans la procédure de surveillance permanente de l'état, la surveillance de la maîtrise de la réactivité lorsque les chaînes neutroniques intermédiaires sont disponibles, la Direction de l'expertise en sûreté considère que les évolutions du chapitre VI des RGE sont acceptables.

³⁰ RRI : système de réfrigération intermédiaire.

³¹ SEC : système d'eau brute secourue.

³² En cas de défaillance de l'IJPP, les joints des pompes primaires ne sont plus refroidis. Ils vont alors se dégrader tant qu'ils sont exposés à une température supérieure à 200 °C. Cette dégradation entraîne une fuite du circuit primaire qui augmentera progressivement pour évoluer vers une brèche.

³³ AN/RRA : arrêt normal sur le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt.

³⁴ À l'état RP4 1300 lot A, dans le cadre d'une modification matérielle, tous les sites abritant des réacteurs de 1300 MWe, à l'exception du site de Paluel, auront remplacé leur TAC par un GUS. En effet, le site de Paluel possédant une TAC plus récente que celle des autres sites, celle-ci ne sera pas remplacée.

³⁵ La température exceptionnelle de tenue des équipements (Tr) est la température maximale acceptable par l'équipement pour un fonctionnement limité à quelques centaines d'heures par an, et ce chaque année jusqu'à la fin de vie des réacteurs concernés.

Pour ce qui concerne le chapitre IX des RGE, les évolutions proposées par EDF sont acceptables, hormis les points mentionnés ci-après, qui concernent le DUS et la ventilation du local abritant le LLS.

À l'état technique RP3, le fonctionnement du DUS sur les réacteurs de 1300 MWe est vérifié :

- tous les mois à vide afin de maintenir un film d'huile au niveau des chemises, au titre de la maintenance (EP non-RGE) ;
- tous les trois mois à pleine charge, sans relevé de paramètre, au titre de la maintenance (EP non-RGE) dans le cadre de la problématique d'élimination des résidus d'huile et de mitigation du risque de départ de feu affectant les DUS équipant les réacteurs de 1300 MWe ;
- tous les six mois et tous les cycles à pleine charge avec une vérification des paramètres de fonctionnement du DUS au titre du chapitre IX des RGE (EP RGE).

Compte tenu de l'ensemble des essais prévus (RGE et non-RGE), EDF estime que les DUS des réacteurs de 1300 MWe disposent d'une surveillance adaptée et similaire à celle des autres DUS déployés sur les réacteurs du parc en exploitation.

Concernant la valorisation par EDF de l'EP trimestriel réalisé au titre de la maintenance, la Direction de l'expertise en sûreté rappelle que les évolutions des programmes de maintenance préventive ne sont soumises ni à déclaration ni à autorisation de l'ASN. Ainsi, lorsque l'aléa relatif aux départs de feu sera résorbé sur les DUS des réacteurs de 1300 MWe, EDF pourrait retirer du programme de contrôle du DUS l'essai non-RGE de périodicité trois mois présenté ci-avant. Par ailleurs, la Direction de l'expertise rappelle que des essais réalisés au titre du chapitre IX des RGE ont été prescrits avec une périodicité de deux mois sur les réacteurs de 900 MWe (Bugey et CPY) et de 1450 MWe dans le cadre respectivement du DA VD4 900 Phase A et du DA VD2 N4 lot B. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que soit prescrit, au titre du chapitre IX des RGE, un essai périodique du DUS à charge partielle ou à pleine charge, d'une périodicité maximale de trois mois, permettant de s'assurer de la disponibilité du DUS via notamment le contrôle de paramètres représentatifs de son bon fonctionnement (cf. la recommandation n° 4 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Afin de garantir la disponibilité du TAS LLS et de ses équipements supports, un système de ventilation a été installé dans le cadre d'une modification matérielle déployée entre 2018 et 2020 sur les réacteurs de 1300 MWe. Cependant, le débit nominal de ventilation a été vérifié une seule fois, lors de l'essai de requalification, afin de s'assurer des performances initiales des ventilateurs du système LLS. Par la suite, aucune vérification périodique du débit de ventilation du local LLS n'a été prescrite par EDF au titre du chapitre IX des RGE, et aucune instrumentation permettant de surveiller le débit d'air n'est actuellement installée.

Pour EDF, les matériels du système de ventilation LLS sont robustes et peu nombreux, ce qui limite les causes potentielles de dérive du débit de ventilation. Les matériels actifs du circuit de ventilation font tous l'objet d'essais périodiques, ce qui permet d'exclure toute dérive excessive du débit de ventilation LLS en exploitation. Enfin, les études thermiques réalisées pour évaluer la température d'ambiance dans les locaux LLS valorisent un débit de ventilation très inférieur au débit de ventilation LLS nominal.

La Direction de l'expertise en sûreté ne partage pas la position d'EDF quant à l'absence de nécessité d'un contrôle au titre du chapitre IX RGE. En effet, en cas par exemple de dégradation des performances des ventilateurs ou d'encrassement des grilles de prise d'air, la circulation d'air peut être perturbée et la fonction de sûreté de conditionnement du local LLS serait défiabilisée. Par ailleurs, dans le cadre de l'analyse du retour d'expérience relatif au déploiement du plan d'action ventilation, la Direction de l'expertise en sûreté a mis en évidence de nombreux problèmes d'inversion du sens de rotation de ventilateurs détectables uniquement via une mesure de débit. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que soit prescrit, au titre du chapitre IX des RGE, un contrôle de performances des ventilateurs du local LLS. Les exigences associées à ce contrôle devront être cohérentes avec celles prescrites sur les autres systèmes de ventilation requis dans la démonstration de sûreté (cf. la recommandation n° 5 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

En conclusion, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « Conduite en situation H3 », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise par EDF, ne génère pas de régression pour la sûreté. Néanmoins, la Direction de l'expertise de sûreté considère que la démonstration de la tenue de la TAC de Paluel à la TLD et les essais périodiques prévus par EDF au titre du chapitre IX des RGE méritent d'être complétés, ce qui fait l'objet de recommandations.

2.3. CONDUITE EN SITUATION H1 DE TRANCHE

Dans le cadre du RP4 1300, EDF a révisé les études de perte totale de la source froide d'un réacteur, situation dite « H1 de tranche » étudiée dans le cadre du domaine complémentaire. Les évolutions de conduite incidentelle et accidentelle qui en découlent ont un impact notable sur les RGE. Les évolutions du chapitre VI des RGE n'appelant pas de remarque, seules sont abordées ci-après les modifications des chapitres III et IX des RGE.

En cas de perte de la source froide d'un réacteur dans les états RP et AN/GV, l'objectif est de préserver le fonctionnement du système RRI, en utilisant notamment l'inertie de la bâche du système PTR (cette parade est appelée « secours RRI par PTR »), pour bénéficier le plus longtemps possible d'un groupe motopompe primaire pour assurer le repli du réacteur³⁶. Alors qu'elle est retenue comme disposition complémentaire dans le cadre des études du RP4 1300, la parade « secours RRI par PTR » ne fait l'objet d'aucune évolution des STE. Pour autant, la Direction de l'expertise en sûreté souligne qu'il existe une adhérence forte entre cette parade et les dispositions complémentaires, qui ont été examinées dans le cadre de cette expertise, et qui sont valorisées en situation de perte totale du système RRI (notées « DC_RRI³⁷ ») pour assurer la maîtrise de l'inventaire en eau du circuit primaire. En effet, en cas d'indisponibilité de la parade « secours RRI par PTR », toute perte de la source froide dans l'état RP ou AN/GV conduira rapidement à la perte du système RRI et nécessitera alors la mise en œuvre de ces DC_RRI pour éviter le découvrement du cœur. La Direction de l'expertise en sûreté considère qu'il est donc nécessaire d'étudier la nécessité ou non de prescrire une conduite à tenir spécifique pour les indisponibilités cumulées de la parade « secours RRI par PTR » avec chacune des DC_RRI. Pour EDF, les conduites à tenir prévues en cas d'indisponibilité des DC_RRI sont jugées suffisantes pour couvrir ces situations de cumul sans toutefois le justifier. Or les éclairages probabilistes établis par la Direction de l'expertise en sûreté montrent la nécessité de renforcer la conduite à tenir pour deux des DC_RRI.

Par ailleurs, la Direction de l'expertise en sûreté considère qu'EDF doit dès à présent introduire dans les STE une définition de la disponibilité de la parade « secours RRI par PTR », qui ne se limite pas à la définition des matériels constituant la parade, mais qui précise également les paramètres physiques et les états de matériels conditionnant la mise en service de la parade dans les délais impartis, à savoir avant l'atteinte de la température maximale de fonctionnement du système RRI.

Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF introduise la définition de la disponibilité de la parade « secours RRI par PTR » dans les STE, en précisant l'ensemble des paramètres physiques et états de matériels conditionnant sa mise en service dans les délais impartis, et prévoie une conduite adaptée dans les STE pour les situations de cumul d'indisponibilités de la parade « secours RRI par PTR » avec chacune des dispositions complémentaires « isolement automatique de la décharge RCV sur signal de très haute température aval de l'échangeur non régénérant » et « arrêt automatique des GMPP sur signal de haute température paliers et butées des moteurs » (cf. la recommandation n° 6 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).

Enfin, EDF s'est engagé au cours de l'expertise à renforcer certaines exigences des STE initialement proposées dans son dossier, et notamment la conduite à tenir en cas d'indisponibilité des moyens de réalimentation de la bâche ASG nécessaires en situation H1 de tranche pour les réacteurs du palier P'4, ce qui est satisfaisant.

³⁶ La perte de la source froide conduit inéluctablement à l'augmentation de la température du système RRI qui assure le refroidissement des paliers et des butées des moteurs des groupes motopompes primaires (GMPP). En cas d'atteinte d'un seuil de température haute au niveau des paliers et butées du moteur d'un GMPP (qui correspond à l'atteinte de la température limite de fonctionnement du système RRI fixée à 50 °C), le GMPP est arrêté automatiquement. Cet automatisme permet de stopper les échauffements internes de la pompe et ainsi d'éviter une détérioration du GMPP et, in fine, une brèche sur le circuit primaire.

³⁷ Il s'agit de parades mises en œuvre pour assurer la maîtrise de l'inventaire en eau du circuit primaire en situation H1. Ces parades sont les suivantes : l'« isolement automatique de la décharge RCV sur signal de très haute température en aval de l'échangeur non régénérant », l'« arrêt automatique des GMPP sur signal de haute température paliers et butées des moteurs » et l'« isolement manuel du retour des joints n° 1 des GMPP et de la ligne de débit nul des pompes RCV ».

Concernant les évolutions du chapitre IX des RGE, EDF s'est notamment engagé à ajouter un contrôle des vibrations et des températures caractéristiques du bon fonctionnement de la pompe du système SER utilisée pour la réalimentation de la bâche ASG, ainsi qu'un contrôle de la manœuvrabilité de plusieurs vannes manuelles nécessaires à la fonction de réalimentation de la bâche ASG, ce qui est satisfaisant.

En conclusion, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification PNMI 2/3085 « Conduite en situation H1 de tranche », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise, ne génère pas de régression pour la sûreté. Néanmoins, les évolutions des STE méritent d'être complétées, ce qui fait l'objet d'une recommandation.

2.4. ÉVOLUTIONS DE LA CONDUITE EN SITUATION DE RTGV4

Dans le cadre du RP4 1300, l'étude de rupture d'un tube de générateur de vapeur de catégorie 4 (RTGV4) a été révisée pour prendre en compte les évolutions d'hypothèses associées à ce réexamen. L'accident du domaine de dimensionnement de RTGV4 consiste en une rupture guillotine totale d'un tube de générateur de vapeur cumulée à un manque de tension externe (MDTE). L'étude vise à évaluer les volume et débit de réalimentation de la bâche ASG nécessaires pour garantir le maintien d'un niveau d'eau suffisant dans les GV pendant une durée d'au moins 72 heures afin de garantir l'absence de recours à une conduite en gavé-ouvert³⁸ compte tenu du risque de rétroidange³⁹ du GV rupté.

Cette étude a notamment amené EDF à modifier, dans le chapitre VI des RGE, la valeur du critère relatif à la pression du GV rupté, au-dessus duquel il est demandé de dépressuriser le circuit primaire afin d'annuler la fuite primaire/secondaire dans ce GV. De plus, si, au titre de la démonstration de sûreté, le soutirage excédentaire⁴⁰ est valorisé comme moyen de pilotage de la pression primaire, EDF a prévu, dans le chapitre VI des RGE, d'utiliser les circuits de charge et de décharge en cas d'indisponibilité du soutirage excédentaire et ce malgré les risques de rétroidange associés à leur mise en service.

Compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, les évolutions du chapitre III et du chapitre VI des RGE n'appellent plus de remarque.

Concernant le chapitre IX des RGE, la valorisation du circuit de soutirage excédentaire pour gérer la situation accidentelle de RTGV4 a conduit à classer de sûreté différents matériels et donc à faire évoluer certains essais périodiques réalisés sur ces matériels dans le cadre du DA RP4 1300. Cela concerne notamment le capteur de température situé en sortie de l'échangeur de ce circuit et de nombreux organes du circuit d'air comprimé nécessaires à la régulation de ce circuit. **Seuls les deux points ci-après appellent des remarques de la part de la Direction de l'expertise en sûreté.**

Un relais à seuil, situé sur la chaîne de température précitée, commande l'isolement du circuit de l'échangeur du soutirage excédentaire pour protéger cet échangeur lorsque la température de l'eau est trop élevée. Une dérive du réglage de ce relais à seuil pourrait donc conduire à un arrêt intempestif de la fonction de soutirage excédentaire. Sur ce point, EDF estime, sur la base des essais de premier démarrage réalisés sur les réacteurs, qu'un mauvais réglage du relais à seuil ne conduirait pas à l'arrêt intempestif du soutirage excédentaire en conditions de RTGV4. En outre, il met en avant le fait que, en cas d'indisponibilité du soutirage excédentaire, la mise en service des circuits de charge et de décharge constitue une redondance fonctionnelle. **EDF propose donc de réaliser le réglage de ce relais à seuil uniquement au titre de la maintenance préventive.** La Direction de l'expertise en sûreté rappelle que, à l'état technique RP4 1300, seule la mise en service du soutirage excédentaire a été valorisée dans la démonstration de sûreté pour gérer une situation accidentelle de RTGV4,

³⁸ En cas de vidange de la bâche ASG et de baisse du niveau d'eau dans les générateurs de vapeur en dessous de leur seuil d'indisponibilité, l'opérateur est orienté vers une conduite mettant en œuvre le gavé-ouvert pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle. La conduite en gavé-ouvert consiste à ouvrir une ou plusieurs soupapes du pressuriseur afin de dépressuriser le circuit primaire et ainsi permettre à l'injection de sécurité de « gaver » le circuit primaire en injectant de l'eau froide.

³⁹ La rétroidange est le phénomène correspondant à la fuite de l'eau secondaire dans le circuit primaire, lorsque la pression dans le GV rupté devient supérieure à celle du circuit primaire. L'eau secondaire étant non borée, la rétroidange induit une dilution du circuit primaire pouvant entraîner un retour en criticité.

⁴⁰ La ligne de soutirage excédentaire permet d'assurer la décharge du circuit primaire lorsque la charge se limite à l'injection aux joints des pompes primaires et que la charge et la décharge sont isolées.

compte tenu du risque de rétrovidange induit par l'utilisation de la charge et de la décharge⁴¹. De plus, les évolutions des programmes de maintenance préventive n'étant soumises ni à déclaration ni à autorisation de l'ASN, la suppression par EDF du contrôle dans le PBMP de ce relais à seuil ne peut être exclue. **Compte tenu de ces éléments, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que le relais à seuil RCV 603 XU2 soit classé de sûreté et que son réglage soit prescrit au titre du chapitre IX des RGE (cf. la recommandation n° 7 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Enfin, l'alimentation en air comprimé nécessaire au fonctionnement de la vanne de réglage du débit de soutirage excédentaire reposant notamment sur l'étanchéité d'un clapet anti-retour présent sur ce circuit d'air, EDF a indiqué que celui-ci fera l'objet d'une maintenance préventive avec une périodicité sept cycles. **Ces éléments n'appellent pas de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté. Cette maintenance préventive devra toutefois être mise en œuvre lors de l'arrêt du réacteur intégrant le référentiel RP4.**

En conclusion, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « Évolution de la conduite en cas de RTGV4 », telle que soumise à autorisation et complétée par les engagements pris au cours de l'expertise, ne génère pas de régression pour la sûreté. Néanmoins, le chapitre IX des RGE nécessite d'être complété, ce qui fait l'objet d'une recommandation.

2.5. MODIFICATION DE LA CONDUITE PERMETTANT DE GARANTIR LA MAÎTRISE DE LA RÉACTIVITÉ DURANT LA PHASE C DES ÉTUDES DE DIMENSIONNEMENT

La modification proposée par EDF dans son dossier initial avait pour objectif de résorber l'anomalie d'étude relative à l'absence de démonstration de la maîtrise de la réactivité durant la phase C des études de dimensionnement (c'est-à-dire la phase succédant l'activation des automatismes, durant laquelle la gestion des accidents est opérée par l'équipe de conduite). Dans le référentiel RP4 1300, EDF valorise ainsi, dans les phases C des études d'accident du domaine de dimensionnement, la borication manuelle de substitution⁴² (BMS) pour garantir la maîtrise de la réactivité. Cependant, la présente expertise ayant mis en cause la capacité fonctionnelle de la BMS à injecter du bore dans le circuit primaire, EDF a apporté plusieurs évolutions successives à son dossier à la fin de l'expertise.

La Direction de l'expertise en sûreté considère, à l'issue d'une analyse préliminaire des dernières évolutions proposées par EDF, que la modification de la conduite *in fine* proposée EDF dans le but de garantir la maîtrise de la réactivité durant la phase C des études de dimensionnement constitue une amélioration de sûreté par rapport au dossier initial, et également par rapport à la situation actuelle (absence de régression). Les évolutions des chapitres III et IX des RGE proposées à l'issue de l'expertise, cohérentes avec ces dernières évolutions, sont acceptables.

Néanmoins, au regard du délai contraint dans lequel ces dernières évolutions ont été examinées, la Direction de l'expertise en sûreté estime que l'examen de ce sujet mériterait d'être poursuivi dans un autre cadre et pourrait concerner l'ensemble des réacteurs en exploitation.

3. MODIFICATION DU CHAPITRE III DES RÈGLES GÉNÉRALES D'EXPLOITATION

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, des nouvelles exigences d'exploitation, relatives à la valorisation des équipements du noyau dur (DUS, EAS ND, PIJ ND...) dans les études du domaine complémentaire et celles relatives aux accidents graves sont déclinées dans les RGE.

Compte tenu des évolutions proposées et des engagement pris par EDF lors de l'expertise, les évolutions du chapitre III des RGE n'appellent plus de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté hormis les

⁴¹ En cas de défaillance du soutirage excédentaire, la mise en service dans les procédures accidentielles de la charge et de la décharge du circuit RCV pour gérer une situation RTGV4 reste possible, mais uniquement en tant que substitution fonctionnelle.

⁴² La borication manuelle de substitution est actuellement déjà valorisée pour le scénario dit « H1 de site » sur les réacteurs de 1300 MWe. Néanmoins, ce scénario est étudié au titre du domaine complémentaire. Ainsi, les requis STE ne sont plus adaptés aux évolutions présentes qui, elles, impactent des scénarios du domaine de dimensionnement. De plus, le lignage mis en œuvre dans le cas d'une situation H1 de site n'est pas équivalent à celui proposé pour les scénarios du domaine de dimensionnement.

points développés ci-après relatifs au DUS, au système de conditionnement thermique des locaux du bâtiment abritant le DUS (DUV)⁴³, ainsi qu'aux turbopompes (TPS) du système ASG.

Pour ce qui concerne le traitement associé à l'indisponibilité du DUS, les évolutions proposées soulèvent de la part de la Direction de l'expertise en sûreté les commentaires formulés ci-après.

Eu égard aux conditions de déclassement en groupe N⁴⁴ de l'événement de groupe 1 associé à l'indisponibilité du DUS dans les états RP et AN/GV au-dessus de P11⁴⁵ et P12⁴⁶, EDF propose in fine de requérir la disponibilité du TAS LLS, de la PIJ ND et de sa réalimentation par le TAS LLS, ainsi que des armoires électriques permettant notamment la réalimentation du contrôle-commande. Sur la base de ses propres analyses probabilistes, la Direction de l'expertise en sûreté estime que ce déclassement en groupe N devrait également être conditionné à la disponibilité des sources électriques internes et des TPS ASG. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que, dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV au-dessus de P11 et P12, en cohérence avec les STE applicables aux réacteurs de 900 MWe à l'état technique RP4, EDF ajoute, dans les conditions de déclassement de l'indisponibilité du DUS en groupe N, la disponibilité des deux sources électriques internes et des deux TPS ASG (cf. la recommandation n° 8 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Par ailleurs, en cas d'indisponibilité du DUS survenant dans les états RP et AN/GV au-dessus de P11 et P12, EDF retient une stratégie de réparation dans l'état initial, compte tenu du fait que le TAS LLS est opérationnel dans ces états pour pallier l'indisponibilité du DUS. A contrario, en cas d'indisponibilité prolongée du DUS, la Direction de l'expertise en sûreté estime que le repli du réacteur en AN/GV aux conditions de connexion du RRA est préférable au regard des conséquences de la survenue d'une situation H3. En particulier, dans cet état, il n'y a plus de risque de brèche aux joints des GMPP, l'IJPP n'étant plus nécessaire. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF modifie la conduite à tenir des événements de groupe N relatifs à l'indisponibilité du DUS en RP et en AN/GV au-dessus de P11/P12 pour requérir le repli du réacteur en AN/GV aux conditions de connexion du RRA. Par cohérence, EDF devra modifier la conduite à tenir de l'événement relatif à l'indisponibilité du DUS en AN/GV, afin d'autoriser son déclassement en groupe N (réparation sous 7 jours) dès lors que la pression primaire est inférieure à 45 bar abs et la température branche chaude est inférieure à 220 °C (cf. la recommandation n° 9 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Concernant l'indisponibilité d'une des deux files de conditionnement thermique du hall abritant le DUS, EDF considère que celle-ci ne remet pas en cause la disponibilité de ce dernier, tant que la température extérieure n'excède pas 27 °C. La détermination de cette température limite repose sur une étude thermique qui, pour la Direction de l'expertise en sûreté, comporte d'importantes simplifications et des imprécisions, notamment concernant la puissance thermique dissipée par le moteur Diesel dans le hall. Or selon les résultats des calculs présentés par EDF, la température dans le hall abritant le DUS ne serait que très légèrement inférieure à la température maximale admissible (marge inférieure à 1 °C). Par conséquent, la Direction de l'expertise considère que cette étude thermique doit être confortée par la réalisation d'un essai sur site. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF vérifie, sur un réacteur de 1300 MWe, lors d'un essai du DUS à puissance nominale, avec une seule file de conditionnement thermique en fonctionnement, par une température extérieure proche de 27 °C, que le refroidissement du hall du DUS est suffisant pour ne pas remettre en cause le fonctionnement DUS (cf. la recommandation n° 10 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

⁴³ Le conditionnement du hall du DUS est réalisé par deux files, chaque file étant équipée d'un ventilateur de soufflage et d'un ventilateur d'extraction. Le conditionnement des locaux électriques du DUS, à savoir du local batteries, du local contrôle-commande, du local haute tension et du local basse tension, comprend un ventilateur de soufflage, un ventilateur d'extraction, un groupe froid, ainsi que des aérothermes, des convecteurs et des batteries électriques.

⁴⁴ En cas d'indisponibilité relevant d'un événement de groupe 1, dans certains cas, le respect de mesures compensatoires permet de déclasser l'événement en groupe N, ce qui rend la gestion en exploitation plus souple. À cet égard, de manière générale, les délais de réparation ou de repli figurant dans la conduite à tenir sont plus longs et les règles à appliquer si une autre indisponibilité survient en parallèle sont moins pénalisantes.

⁴⁵ Permissif validant des signaux qui provoquent des actions de sauvegarde (138 bar abs).

⁴⁶ Permissif validant des signaux qui provoquent des actions de sauvegarde (280 °C).

Enfin, à l'issue de l'expertise, EDF s'est engagé à renforcer les exigences des STE qui portent sur le circuit de conditionnement thermique des locaux électriques associés au DUS. En effet, les études thermiques montrent qu'il est nécessaire de valoriser, même hors période de grand froid, les équipements permettant de garantir une température minimale admissible dans ces locaux.

La valorisation de ces équipements a un impact sur le chapitre IX des RGE. Cependant, EDF ne souhaite pas créer d'EP RGE IX associé à ces matériels, s'engageant uniquement à effectuer une surveillance de la température de ces locaux dans le cadre de contrôles courants d'exploitation. La Direction de l'expertise en sûreté ne partage pas la position d'EDF. En effet, contrairement aux autres systèmes de ventilation des réacteurs de 1300 MWe pour lesquels les locaux ventilés possèdent des thermostats d'ambiance générant une alarme en salle de commande en cas de non-respect des conditions de température définies dans les STE, des contrôles courants d'exploitation pouvant alors s'avérer suffisants, aucun capteur de température et aucune alarme associée ne permettent de détecter l'atteinte d'une température minimale dans les locaux du DUS. Dans ces conditions, le dysfonctionnement d'un matériel nécessaire au maintien des conditions d'ambiance climatique des locaux électriques du DUS ne serait pas forcément détecté. **En conséquence, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que soit prescrit, au titre du chapitre IX des RGE, des essais périodiques sur les matériels du système DUV nécessaires au maintien d'une température minimale admissible dans les locaux du bâtiment abritant le DUS (cf. la recommandation n° 11 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

Enfin, dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, EDF propose de relaxer les exigences d'exploitation, définies pour le système ASG, dans les domaines d'exploitation AN/RRA, API-F⁴⁷ et API-EO⁴⁸, pour lesquels le circuit RRA est connecté au circuit primaire⁴⁹, en supprimant les requis sur la disponibilité d'une turbopompe ASG. D'un point de vue déterministe, EDF justifie cette relaxation par le fait que, dans ces domaines d'exploitation, quelle que soit la situation accidentelle, une seule motopompe ASG suffit à l'évacuation de la puissance résiduelle. Cependant, d'un point de vue probabiliste, EDF limite sa justification à la seule situation H3, en valorisant le fait que la MPS est dorénavant réalimentée par DUS. Aucun élément n'est apporté pour démontrer que la valorisation de la TPS ASG n'est pas nécessaire en situation H1. Or les éclairages probabilistes établis par la Direction de l'expertise en sûreté confirment la nécessité de maintenir les exigences relatives à la disponibilité d'une TPS ASG. **Ainsi, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF justifie, d'un point de vue probabiliste, l'acceptabilité de la suppression des requis relatifs à la TPS ASG dans les domaines d'exploitation AN/RRA, API-F et API-EO en tenant compte du rôle du système ASG dans les situations H1 et H3. Dans le cas contraire, EDF devra maintenir à l'état technique RP4 1300, pour la TPS ASG de la voie requise, les exigences d'exploitations applicables à l'état VD3 (cf. la recommandation n° 12 rappelée en annexe du présent avis d'expertise).**

4. CONCLUSION

Le dossier d'amendement comprenant les modifications du lot A du RP4 1300, soumis à autorisation par EDF, doit permettre aux exploitants des réacteurs de 1300 MWe de s'approprier et de décliner, de façon opérationnelle, les dispositions présentant un fort enjeu de sûreté, issues de la phase générique du RP4 1300.

Les améliorations de sûreté qui seront déployées sur site à l'occasion des visites décennales constituent un gain indéniable pour la sûreté. À titre d'exemple, le déploiement de la PIJ ND, une fois qualifiée, permettra aux opérateurs de disposer d'un moyen d'injection d'eau borée lorsque le circuit primaire est à haute pression, dont l'alimentation électrique peut notamment être assurée par le diesel d'ultime secours. De même, le dispositif EAS ND constitue un gain important pour la sûreté, notamment pour ce qui concerne la maîtrise des accidents avec fusion du cœur. La gestion de certaines situations accidentelles, et notamment de celles induites par la perte totale des alimentations électriques, s'en trouvera ainsi améliorée.

⁴⁷ API-F : arrêt pour intervention, circuit primaire fermé.

⁴⁸ API-EO : arrêt pour intervention, circuit primaire entrouvert.

⁴⁹ Dans ces états, le circuit primaire est pressurisable, ce qui permet l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur.

À l'issue de l'expertise, EDF a pris de nombreux engagements qui permettent de compléter le dossier de manière satisfaisante. Malgré ces engagements, la Direction de l'expertise en sûreté estime que, en l'état, le dossier d'EDF doit être complété sur certains points qui font l'objet des recommandations.

Pour le Directeur de l'expertise en sûreté

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

ANNEXE

Recommandations de la Direction de l'expertise en sûreté

Recommandation n° 1

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que, dans les meilleurs délais, EDF :

- précise les domaines de valeurs valides des entrées/sorties de chaque sous-algorithme des algorithmes « complexes » du SPIN ;
- renforce en conséquence la vérification de chacun de ces sous algorithmes ;
- justifie que, dans ces domaines de valeurs, les calculs sont réalisés avec une précision numérique acceptable.

Recommandation n° 2

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF réalise, au titre des essais de requalification, les contrôles vibratoires prévus dans le cadre de la mise en œuvre de la disposition EAS ND sur l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe, même si le retour d'expérience de ces contrôles sur les premiers réacteurs est positif.

Recommandation n° 3

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que, pour le site de Paluel, EDF complète sa démonstration du respect de la température exceptionnelle (Tr) de tenue des équipements, situés dans le local contrôle-commande du module TAC, nécessaires en situation H3, en retenant pour la température extérieure la température longue durée (TLD). À ce titre, les équipements nécessaires au respect de cette température devront bénéficier des exigences de conception (classement) et d'exploitation cohérentes avec celles à retenir pour les conditions de fonctionnement du domaine complémentaire.

Recommandation n° 4

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que soit prescrit, au titre du chapitre IX des RGE, un essai périodique du DUS à charge partielle ou à pleine charge, d'une périodicité maximale de trois mois, permettant de s'assurer de la disponibilité du DUS via notamment le contrôle de paramètres représentatifs de son bon fonctionnement.

Recommandation n° 5

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que soit prescrit, au titre du chapitre IX des RGE, un contrôle de performances des ventilateurs du local LLS. Les exigences associées à ce contrôle devront être cohérentes avec celles prescrites sur les autres systèmes de ventilation requis dans la démonstration de sûreté.

Recommandation n° 6

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF :

- introduire la définition de la disponibilité de la parade « secours RRI par PTR » dans les STE, en précisant l'ensemble des paramètres physiques et états de matériels conditionnant sa mise en service dans les délais impartis ;
- prévoir une conduite adaptée dans les STE pour les situations de cumul d'indisponibilités de la parade « secours RRI par PTR » avec chacune des dispositions complémentaires « isolement automatique de la décharge RCV sur signal de très haute température aval de l'échangeur non régénérateur » et « arrêt automatique des GMPP sur signal de haute température paliers et butées des moteurs ».

Recommandation n° 7

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que le relais à seuil RCV 603 XU2 soit classé de sûreté et que son réglage soit prescrit au titre du chapitre IX des RGE.

Recommandation n° 8

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que, dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV au-dessus de P11/P12, en cohérence avec les STE applicables aux réacteurs de 900 MWe à l'état technique RP4, EDF ajoute, dans les conditions de déclassement de l'indisponibilité du DUS en groupe N, la disponibilité des deux sources électriques internes et des deux TPS ASG.

Recommandation n° 9

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF modifie la conduite à tenir des événements de groupe N relatifs à l'indisponibilité du DUS en RP et en AN/GV au-dessus de P11/P12 pour requérir le repli du réacteur en AN/GV aux conditions de connexion du RRA. Par cohérence, EDF devra modifier la conduite à tenir de l'événement relatif à l'indisponibilité du DUS en AN/GV, afin d'autoriser son déclassement en groupe N (réparation sous 7 jours) dès lors que la pression primaire est inférieure à 45 bar abs et la température branche chaude est inférieure à 220 °C.

Recommandation n° 10

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF vérifie, sur un réacteur de 1300 MWe, lors d'un essai du DUS à puissance nominale, avec une seule file de conditionnement thermique en fonctionnement, par une température extérieure proche de 27 °C, que le refroidissement du hall du DUS est suffisant pour ne pas remettre en cause le fonctionnement DUS.

Recommandation n° 11

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande que soit prescrit, au titre du chapitre IX des RGE, des essais périodiques sur les matériels du système DUV nécessaires au maintien d'une température minimale admissible dans les locaux du bâtiment abritant le DUS.

Recommandation n° 12

Dans le cadre du DA RP4 1300 lot A, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF justifie, d'un point de vue probabiliste, l'acceptabilité de la suppression des requis relatifs à la TPS ASG dans les domaines d'exploitation AN/RRA, API-F et API-EO en tenant compte du rôle du système ASG dans les situations H1 et H3. Dans le cas contraire, EDF devra maintenir à l'état technique RP4 1300, pour la TPS ASG de la voie requise, les exigences d'exploitations applicables à l'état VD3.