

Fontenay-aux-Roses, le 30 juillet 2018

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2018-00217

Objet : Réacteurs électronucléaires - EDF - Paliers 900 et 1450 MWe
Impact des événements PCC et des délais opérateur de l'EPR FA3 appliqués aux réacteurs du parc en exploitation.

Réf. [1] Lettre ASN CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013.
[2] Lettre ASN CODEP-DCN-2015-000461 du 23 février 2015.
[3] Lettre ASN CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016.
[4] Lettre ASN CODEP-DCN-2017-034735 du 22 décembre 2017.
[5] Avis IRSN n° 2018-00196 du 13 juillet 2018.
[6] Avis IRSN n° 2016-00373 du 1^{er} décembre 2016.
[7] Avis IRSN n° 2017-00344 du 9 novembre 2017.
[8] Lettre ASN CODEP-DCN-2014-032737 du 24 juillet 2014.

En 2009, EDF a fait part de sa volonté d'étendre la durée de fonctionnement de ses réacteurs significativement au-delà de 40 ans. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a alors souligné [1] que « dans les années à venir, les réacteurs actuels coexisteront, au niveau mondial, avec des réacteurs, de type EPR ou équivalent, dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées ». L'ASN a également estimé que « les réacteurs nucléaires actuels doivent [...] être améliorés, au regard de ces nouvelles exigences de sûreté [...] ».

Dans le cadre du réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé à EDF d'évaluer, en retenant les règles des études d'accident de dimensionnement, le comportement de ces réacteurs pour les conditions de fonctionnement de référence non prises en compte à la conception mais retenues dans la liste des *plant condition category* (PCC) du référentiel de dimensionnement de l'EPR de Flamanville. Cette évaluation a pour objectif d'identifier de potentielles améliorations de sûreté pour les réacteurs en fonctionnement en tenant compte d'un référentiel de conception plus à l'état de l'art.

De plus, l'ASN a demandé à EDF de « présenter une étude des conséquences de la transposition des valeurs fixées, pour le réacteur EPR, pour les délais d'intervention de l'opérateur [...] en vue notamment d'identifier les effets faibles éventuels ». En effet, sur le parc en fonctionnement (réacteurs de 2^{ème} génération), les délais considérés dans la démonstration de

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

Siège social
31, av. de la Division Leclerc
92260 Fontenay-aux-Roses
Standard +33 (0)1 58 35 88 88
RCS Nanterre 8 440 546 018

sûreté pour l'intervention de l'opérateur sont de 20 minutes pour une intervention depuis la salle de commande et 35 minutes pour une intervention en local. Afin d'accroître le niveau de sûreté, il est pertinent de considérer des délais plus importants. Pour l'EPR de Flamanville (réacteur de 3^{ème} génération), ces délais ont été portés à 30 minutes (intervention depuis la salle de commande) et 60 minutes (intervention en local).

En ce qui concerne les réacteurs du palier N4 (1450 MWe), l'ASN a effectué les mêmes demandes auprès d'EDF dans le cadre du réexamen associé à leur deuxième visite décennale [2], en précisant que « *ces études devront notamment porter sur les accidents susceptibles de se produire dans les piscines de désactivation du combustible* ».

La démarche initialement adoptée par EDF en réponse à ces demandes s'articule en quatre étapes :

- étape 1 : identification des transitoires accidentels à considérer (conditions de fonctionnement de référence de l'EPR de Flamanville pertinentes sur les réacteurs de 900 MWe ou du palier N4 mais non traitées, ou conditions de fonctionnement de référence des réacteurs de 900 MWe ou du palier N4 sensibles à une augmentation des délais d'intervention de l'opérateur) ;
- étape 2 : étude des transitoires identifiés, avec les règles et méthodes des études d'accident de dimensionnement ;
- étape 3 : en cas de non respect des critères de sûreté du domaine de dimensionnement, étude des transitoires selon les règles des études d'accident du domaine complémentaire¹ ;
- étape 4 : en cas de non respect des critères de sûreté du domaine complémentaire, évaluation probabiliste du risque. Si un enjeu de sûreté est identifié, un examen des dispositions matérielles ou de conduite pouvant être mises en œuvre est proposé.

L'ASN a demandé [3] à EDF de compléter cette approche afin, « *en cas de non respect des critères de sûreté associés au domaine de dimensionnement* » à l'issue de la deuxième étape, « *d'analyser les raisons du dépassement de ces critères, d'identifier les éventuelles dispositions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier et d'examiner leur faisabilité et leur intérêt* ». En réponse, EDF a fourni des compléments à sa démarche initiale.

Conformément à la saisine de l'ASN [4], l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a examiné :

- la pertinence de la démarche adoptée par EDF ;
- la complétude de la liste des conditions de fonctionnement identifiées par EDF à l'issue de la première étape de sa démarche ;
- la pertinence des arguments d'EDF pour se prononcer sur le respect des critères de sûreté du domaine de dimensionnement lors de la deuxième étape ;
- l'application par EDF de sa démarche aux réacteurs des réacteurs de 900 MWe et du palier N4, ainsi que les voies d'amélioration potentielles mises en évidence à l'issue de la deuxième étape, « *au regard des enjeux de sûreté associés aux accidents et des objectifs fixés pour les réexamens périodiques VD4 900 et VD2 N4* ».

L'ASN a souligné que « *l'objectif principal de l'avis de l'IRSN doit être d'analyser les modifications ou les voies d'améliorations envisageables identifiées par EDF à l'issue de l'étape 2 de sa démarche ou d'en proposer d'autres si nécessaire, l'analyse des arguments utilisés par EDF lors de l'étape 3 étant d'une importance moindre* ».

¹ Ces règles sont moins conservatives que celles des études des conditions de fonctionnement de référence. En particulier, une défaillance supplémentaire (aggravant) n'est pas cumulée à l'effet des événements initiateurs.

Cet avis présente le résultat de la démarche d'EDF (paragraphe 1), puis l'analyse de l'IRSN relative aux modifications qui permettraient de respecter les critères de sûreté à l'issue de l'étape 2 de la démarche d'EDF (modifications matérielles pour les PCC concernant la chaudière du réacteur au paragraphe 2 et la piscine de désactivation du combustible au paragraphe 3, modifications envisageables des spécifications techniques d'exploitation au paragraphe 4), et enfin l'analyse de l'IRSN relative à l'effet de l'augmentation des délais d'intervention de l'opérateur pris en compte et les modifications envisageables à cet égard (paragraphe 5).

1. Résultat de l'application des PCC de l'EPR de Flamanville aux réacteurs de 900 MWe et du palier N4

Parmi les 49 études des PCC de l'EPR de Flamanville, EDF identifie 31 études PCC non explicitement traitées ou partiellement traitées dans les études du domaine de dimensionnement du rapport de sûreté (RDS) des réacteurs de 900 MWe et 27 PCC dans celui du RDS du palier N4.

Parmi elles, selon l'analyse initiale d'EDF, les critères de sûreté du domaine de dimensionnement ne sont pas respectés pour 9 PCC appliquées aux réacteurs de 900 MWe et 8 PCC appliquées au palier N4. Les critères de sûreté étant néanmoins respectés pour ces PCC en utilisant les règles d'étude des accidents du domaine complémentaire, EDF n'a pas mis en œuvre l'étape 4. En conclusion de son évaluation, EDF estime que les fréquences de fusion du cœur ou de découverture du combustible sont suffisamment faibles pour considérer que, avec les moyens actuellement disponibles, tous les événements concernés sont dans le domaine du risque acceptable. EDF n'envisage donc pas la mise en place de dispositions supplémentaires.

A l'issue de son analyse et compte tenu des échanges menés avec EDF durant l'instruction, l'IRSN n'a pas de remarque sur l'application par EDF de la première étape de sa démarche qui lui a permis d'identifier les transitoires accidentels issus des PCC de l'EPR de Flamanville à considérer sur les réacteurs de 900 MWe et du palier N4. De même, compte tenu des études réalisées par EDF, l'identification des PCC de l'EPR appliquées aux réacteurs de 900 MWe et du palier N4 ne respectant pas les critères de sûreté du domaine de dimensionnement (deuxième étape de la démarche d'EDF) n'appelle pas de remarque.

À l'étape 3 de la démarche d'EDF, consistant à étudier les transitoires avec les règles des études d'accidents du domaine complémentaire, l'absence de considération d'un aggravant et la valorisation de dispositions complémentaires permettent systématiquement de respecter les critères de ce domaine. A cet égard, l'IRSN considère que la démarche initiale d'EDF ne peut pas permettre d'identifier des dispositions matérielles ou de conduite supplémentaires visant à rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe ou du palier N4 de celui de l'EPR de Flamanville. En effet, seule une identification, dès l'étape 2, de dispositions supplémentaires permettant d'assurer le respect des critères de sûreté du domaine de dimensionnement avec les règles d'étude de ce domaine peut constituer une base adaptée pour la recherche de voies d'améliorations de la sûreté des réacteurs du parc en fonctionnement, ce qui explique les compléments demandés par l'ASN à EDF [3].

En réponse à la demande de l'ASN [3], EDF a modifié sa démarche, pour les réacteurs de 900 MWe, en analysant les études PCC de l'EPR de Flamanville non prises en compte à la conception et pour lesquelles le respect des critères de sûreté du domaine de dimensionnement n'est pas assuré en appliquant les règles d'étude de ce domaine, dans le but de préciser les règles actuelles d'exploitation ou les éléments de conception actuels rendant impossible ce respect. Pour autant, contrairement à la demande formulée par l'ASN, les éventuelles dispositions matérielles ou les modifications des procédures de conduite en situation incidentelle ou accidentelle qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier ne sont pas identifiées, EDF estimant, notamment au vu des résultats des études probabilistes de sûreté, qu'aucune évolution des spécifications techniques d'exploitation (STE) ou de conception

n'est nécessaire. L'IRSN estime que l'approche probabiliste retenue par EDF, s'appuyant en outre sur des parades ne présentant parfois aucun requis d'exploitation ou requis sismique, ne permet pas de justifier l'absence de recherche, et éventuellement de mise en œuvre, de dispositions supplémentaires qui permettraient, pour les PCC de l'EPR de Flamanville appliquées aux réacteurs de 900 MWe et du palier N4, de respecter les critères de sûreté en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement. Ainsi, EDF ne répond que partiellement à la demande de l'ASN [3].

Pour justifier sa position, EDF rappelle l'ampleur des modifications déjà réalisées sur les réacteurs existants au fil des réexamens ou celles encore programmées, et souligne que ces travaux intègrent de plus les enseignements « post-Fukushima ». Selon EDF, l'évolution des exigences de sûreté appliquées lors du dimensionnement de réacteurs de nouvelle génération de type EPR nécessite une multiplication des systèmes de sauvegarde qui n'est envisageable qu'au stade de la conception initiale de l'installation et de ses équipements. L'application aux réacteurs existants du parc en fonctionnement des exigences de sûreté des nouveaux réacteurs de type EPR conduirait à générer des modifications matérielles, intellectuelles et d'exploitation, qui conduiraient à une complexification de l'exploitation des réacteurs.

L'IRSN prend note des réserves d'EDF mais estime que l'exercice de recherche d'améliorations de sûreté résultant de l'application des PCC de l'EPR de Flamanville aux réacteurs du parc aurait dû être mené à terme pour identifier les améliorations raisonnablement faisables, qui permettraient de démontrer, avec les règles des études d'accident de dimensionnement, le respect des critères de sûreté. Cette analyse doit tenir compte des différences de conception majeures entre les réacteurs du parc en fonctionnement et l'EPR de Flamanville, mais aussi des matériels du noyau dur « post-Fukushima » qui sont en cours d'installation sur le parc. Elle fait l'objet des paragraphes ci-dessous.

2. Voies d'amélioration possibles mises en évidence par l'étude avec les règles des études d'accident de dimensionnement des PCC de l'EPR de Flamanville liées à la chaudière

Parmi les études PCC identifiées par EDF, à l'issue de l'étape 2, comme ne respectant pas les critères de sûreté du domaine de dimensionnement, cinq d'entre elles concernent spécifiquement la partie chaudière du réacteur. Pour trois d'entre elles, ce non respect est dû à des manques de spécifications dans les règles actuelles d'exploitation à même d'assurer un niveau de confiance suffisant dans la disponibilité d'équipements nécessaires à la maîtrise de ces transitoires. L'analyse des modifications des spécifications techniques d'exploitation qui permettraient de respecter ces critères est présentée au paragraphe 4 ci-dessous. Les deux autres transitoires concernés sont l'accident par perte de réfrigérant primaire consécutif à une grosse brèche ou à une brèche de taille intermédiaire initié en état B (état d'arrêt normal sur les générateurs de vapeur ou AN/GV) et l'accident de dilution du circuit primaire due à la rupture non isolable d'un tube d'échangeur de chaleur.

En ce qui concerne les grosses brèches et les brèches intermédiaires (de diamètre supérieur à 2 pouces) en état d'arrêt normal sur les générateurs de vapeur, même en considérant le délai opérateur retenu pour l'EPR de Flamanville (30 minutes), les éléments apportés par EDF démontrent le respect des critères de sûreté pour les réacteurs du palier N4 en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement.

Par contre, pour les réacteurs de 900 MWe, l'évaluation du délai de grâce pour la maîtrise des conséquences des brèches de 2 à 4 pouces de diamètre est de seulement 21 minutes ce qui n'est pas robuste à une augmentation du

délai opérateur. Compte tenu de cet effet falaise² du délai opérateur sur ce scénario, l'IRSN estime qu'EDF doit chercher à démontrer le respect du critère de sûreté en appliquant l'initiateur considéré sur l'EPR et le délai opérateur associé. Pour les brèches de taille supérieure, entre 4 et 6 pouces de diamètre, l'IRSN considère que la démonstration du respect du critère de sûreté pourrait être apportée par EDF à condition qu'il optimise notamment le déclenchement automatique de l'injection de sécurité en fonction de la pression dans l'enceinte. Ce déclenchement est en effet à même de renvoyer le cœur et d'assurer le refroidissement du combustible. Pour les brèches de diamètre supérieur à 6 pouces, cet automatisme apporte d'ores et déjà la démonstration attendue. Finalement, l'IRSN estime que ces études méritent d'être affinées (critères de sûreté à considérer³) et optimisées (pénalisations prises en compte...) dans l'objectif de démontrer le respect des critères de sûreté avec les règles des études d'accident de dimensionnement, comme sur l'EPR et le palier N4. De plus, l'IRSN considère que le démarrage automatique de l'injection de sécurité en état AN/GV pour les tailles de brèche actuellement non couvertes sur les réacteurs de 900 MWe pourrait constituer une amélioration de sûreté permettant de dégager des marges par rapport au risque de découverture du cœur et qu'il importe qu'EDF étudie la faisabilité de sa mise en œuvre. **L'IRSN émet donc la recommandation n°1 en annexe.**

L'accident de dilution due à la rupture non isolable d'un tube d'échangeur de chaleur est étudié sur l'EPR dans les états C, D et E (soit arrêt normal sur le circuit de refroidissement à l'arrêt ou AN/RRA, arrêt pour intervention ou API, arrêt pour rechargement ou APR). Cet événement correspond à une rupture non isolable d'un tube d'échangeur de chaleur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP), situé entre le circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) et le circuit de contrôle volumétrique et chimique (RCV). Si la pression dans le RRI est supérieure à celle du RCV, la fuite conduit, via les pompes de charge, à une dilution du circuit primaire. Cet événement ne fait pas l'objet d'études dans les états A (réacteur en puissance ou RP) et B (AN/GV) sur l'EPR compte tenu du fait que la pression dans le circuit RRI est inférieure à la pression dans le circuit RCV ; ainsi, une fuite de l'échangeur CEPP ne peut pas conduire à une dilution du circuit primaire dans ces états. Par contre, une telle fuite dans les états RP ou AN/GV sur les réacteurs du parc en fonctionnement pourrait, du fait des différences de conception, conduire à une dilution du circuit primaire : ce scénario de dilution doit donc être considéré également dans ces états sur les réacteurs du parc en fonctionnement.

En ce qui concerne le palier N4, le scénario de rupture d'un tube de l'échangeur CEPP est considéré dans les études des conditions de fonctionnement de référence dans tous les états. Ceci n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.

En ce qui concerne les réacteurs de 900 MWe, cet initiateur est étudié avec les règles des études d'accident de dimensionnement dans les états D (API) et E (APR), mais pas dans les états A, B et C (respectivement RP, AN/GV, AN/RRA). Dans ces derniers états, il fait l'objet d'études au titre du domaine complémentaire, ce qu'EDF estime suffisant compte tenu de la probabilité du scénario.

Pour l'état A, la prise en compte dans le domaine de dimensionnement du scénario de dilution par rupture d'un tube de l'échangeur CEPP conduit à une réduction des marges au critère de sûreté par rapport au scénario actuellement retenu dans le domaine de dimensionnement, sans remettre en cause son respect.

² Altération brutale du comportement d'une installation, que suffit à provoquer une légère modification du scénario ou des hypothèses envisagés pour un accident, dont les conséquences sont alors fortement aggravées.

³ La démonstration de la refroidissabilité du cœur pour les études d'accident de perte de réfrigérant primaire de 4^{ème} catégorie du domaine de dimensionnement fait l'objet de réserves compte tenu des effets physiques affectant le combustible à partir d'une certaine température (ballonnement des gaines, contacts entre les crayons, ruptures de gaines, relocalisation du combustible...), bien inférieure au critère actuellement retenu.

Pour les états B et C avec au moins un groupe motopompe primaire (GMPP) en service, EDF considère que le traitement de ce scénario dans le domaine de dimensionnement est incompatible avec l'exploitation des réacteurs de 900 MWe du fait de l'augmentation des volumes des réservoirs du système d'appoint en eau borée (REA) requis en état RP dans les spécifications techniques d'exploitation (STE) qu'il entraînerait sur les réacteurs de 900 MWe. En effet, le traitement de ce scénario dans le domaine de dimensionnement nécessite de disposer d'un arrêt automatique du réacteur plus efficace, donc de disposer de plus de groupes de grappes de commande relevées dans ces états. Cela conduirait, pour conserver une même sous-criticité du cœur en fonctionnement normal, nécessaire à la maîtrise d'autres accidents comme l'éjection de grappe de commande (EDG) ou le retrait incontrôlé de groupes de grappes (RIGZ), à augmenter les concentrations en bore requises dans ces états. Pour atteindre ces concentrations en bore en cas de repli à partir de l'état en puissance, les réserves de bore du REA doivent être accrues. EDF indique que les conséquences du traitement de ce scénario dans le domaine de dimensionnement seraient aggravées par la prise en compte du délai opérateur du référentiel de sûreté de l'EPR FLA3. EDF indique également que le redimensionnement des bâches REA bore n'est pas réalisable.

En effet, l'IRSN admet que des modifications matérielles d'ampleur pour augmenter la taille des bâches REA bore sont difficilement envisageables. Toutefois, l'IRSN note que, d'après les évaluations d'EDF, le volume de bore manquant dans une bâche REA bore pour pouvoir traiter le scénario dans le domaine de dimensionnement est faible (2,6 m³ sur le palier CPY pour une bâche dont le volume total est de 70 m³). De plus, les marges disponibles dans les études d'EDG et de RIGZ sont assez conséquentes (plusieurs centaines de pcm). L'IRSN considère donc qu'une optimisation de la configuration des grappes requises extraites et des sous-criticités requises dans ces états pourrait conduire à la possibilité d'intégrer le scénario de rupture franche d'un tube de l'échangeur CEPP dans les études du domaine de dimensionnement dans les états B et C avec au moins un GMPP en service. L'utilisation du volume disponible dans une bâche REA bore, voire la définition d'exigences sur le nombre de bâches disponibles⁴, pourrait alors permettre de garantir l'atteinte des nouvelles concentrations en bore requises dans les états d'arrêt, en cas de repli à partir de l'état RP. Par conséquent, l'IRSN estime que ce scénario de dilution, dont la fréquence d'occurrence est du même ordre de grandeur que celle d'autres scénarios de dilution retenus en catégorie 2, doit être traité au titre des conditions de fonctionnement de référence dans les états AN/GV et AN/RRA avec au moins une pompe primaire en service, comme c'est le cas sur le palier N4 et pour les états APR et API pour l'ensemble des réacteurs du parc en fonctionnement, notamment ceux de 900 MWe.

À l'issue de l'analyse de l'ensemble de ces éléments, l'IRSN formule la recommandation n° 2 en annexe.

Enfin, pour l'état d'AN/RRA avec aucun GMPP en service, EDF valorise le boremètre RCV⁵ qui sera installé sur les réacteurs du parc en fonctionnement. A l'issue de l'instruction de la modification correspondante, l'IRSN a émis dans l'avis en référence [5], pour les réacteurs de 900 MWe, les recommandations n° 1 (concernant la prise en compte du scénario de dilution consécutive à une rupture franche doublement débattue d'un tube de l'échangeur CEPP) et 3 (concernant la prise en compte des délais opérateur de l'EPR FLA3).

⁴ Sur les réacteurs de 900 MWe, il y a trois bâches REA bore par paire de tranches.

⁵ Suite à une prescription de l'ASN et pour corriger des anomalies relatives à la surveillance de la réactivité dans certains états d'arrêt des réacteurs, EDF a prévu le déploiement sur l'ensemble de son parc en fonctionnement d'un boremètre sur les lignes de décharge du circuit RCV.

3. Voies d'amélioration possibles mises en évidence par l'étude avec les règles des études d'accident de dimensionnement des PCC de l'EPR de Flamanville liées à la piscine de désactivation du combustible

Le système de refroidissement de la piscine de désactivation du combustible (PTR) du réacteur EPR de Flamanville est composé de deux trains principaux de refroidissement indépendants comportant chacun deux pompes, pouvant assurer chacune 100 % du débit requis pour le refroidissement du combustible. Un troisième train PTR disposant d'une source froide diversifiée est démarré préventivement en cas d'opérations de maintenance sur l'un des trains principaux. Sur les réacteurs du parc en fonctionnement, le système PTR est constitué de deux trains de refroidissement, comportant chacun une pompe. Ces deux trains ne sont pas indépendants car ils comportent un tronçon commun à l'aspiration, en amont des pompes, et un tronçon commun au refoulement, en aval des échangeurs.

Les PCC liées à la piscine de désactivation font l'objet de règles d'étude et de critères d'acceptation spécifiques sur le réacteur EPR de Flamanville. Concernant le parc en fonctionnement, les transitoires accidentels relatifs à la piscine de désactivation n'étant pas considérés dans les études des conditions de fonctionnement de référence, aucune règle d'étude ou critère de sûreté n'ont été définis. A travers son analyse, EDF a transposé, pour les réacteurs de 900 MWe et du palier N4, les règles et critères d'étude de l'EPR de Flamanville, mais en retenant toutefois des critères moins exigeants. Plus précisément, dans le rapport de sûreté de l'EPR, le maintien d'une marge par rapport à l'ébullition dans la piscine est démontré dans les études PCC. Dans l'application de ces PCC au parc en fonctionnement, EDF cherche seulement à démontrer que les assemblages de combustible restent noyés, et donc que leur refroidissement est garanti.

Compte tenu des différences de conception significatives entre les systèmes de refroidissement des piscines de désactivation mentionnées supra, l'IRSN estime ces différences entre les critères acceptables. Cependant, EDF n'a pas défini, pour la piscine de désactivation du combustible des réacteurs du parc en fonctionnement, d'état sûr à atteindre à l'issue des transitoires accidentels correspondant aux PCC de l'EPR de Flamanville relatifs à cette piscine. L'IRSN estime que la définition de l'état sûr pour les accidents affectant la piscine de désactivation doit inclure la reprise d'un refroidissement durable en boucle fermée, permettant notamment l'arrêt des rejets en vapeur contaminée. **Par conséquent, l'IRSN formule la recommandation n°3 en annexe.** À cet égard, EDF a prévu, pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, et pour les réacteurs du palier N4 à l'horizon de leur troisième visite décennale, l'ajout d'un dispositif mobile de refroidissement supplémentaire diversifié dit « PTR-bis » capable d'assurer la reprise du refroidissement de l'eau de la piscine. La modification correspondant au dispositif PTR-bis est actuellement en cours d'instruction pour les réacteurs de 900 MWe. Sous réserve des conclusions de cette instruction, l'IRSN estime que ce moyen pourrait permettre la reprise du refroidissement en boucle fermée de la piscine de désactivation et garantir l'atteinte d'un état sûr satisfaisant. Pour le palier N4, un objectif similaire devra être pris en compte à l'occasion de l'installation du système PTR-bis.

Parmi les PCC identifiées par EDF à l'issue de l'étape 2 comme ne respectant pas les critères de sûreté du domaine de dimensionnement, figurent les trois PCC correspondant à des transitoires de perte du refroidissement⁶ de la piscine de désactivation du combustible. De plus, sur les réacteurs du parc en fonctionnement, la perte du commun RRI qui alimente les échangeurs du circuit PTR conduit à la perte totale du refroidissement de l'eau de la piscine. L'application des règles des études d'accident du domaine de dimensionnement conduit également dans cette

⁶ Il s'agit de la perte d'un train de refroidissement PTR ou d'un système support en état A (c'est-à-dire en puissance) et en état F (c'est-à-dire réacteur complètement déchargé) et de la perte des alimentations électriques externes en état A.

situation à la perte de l'ensemble des moyens d'appoint en eau à la piscine de désactivation et donc au risque de découverture des assemblages. Du fait des différences de conception des systèmes PTR entre le réacteur EPR de Flamanville et les réacteurs du parc en fonctionnement, EDF n'a pas étudié ces situations. C'est pourquoi, dans le cadre de l'examen des modifications envisageables des spécifications techniques d'exploitation (cf. paragraphe 4), l'IRSN a recherché les évolutions qui permettraient de garantir, pour l'ensemble des situations de perte totale du refroidissement de l'eau de la piscine, la disponibilité d'au moins un des moyens d'appoint en eau à la piscine de désactivation.

Parmi les PCC identifiées par EDF, à l'issue de l'étape 2, comme ne respectant pas les critères de sûreté du domaine de dimensionnement, figurent également les deux PCC correspondant à des transitoires de vidange⁷ de la piscine de désactivation du combustible. La rupture de la ligne d'aspiration du PTR est un des événements initiateurs pour lesquels il n'est pas possible de respecter les critères de dimensionnement en appliquant les règles d'étude correspondantes. Toutefois, à l'occasion du déploiement de la modification « PTR-bis », une vanne d'isolement motorisée sera ajoutée sur cette ligne. **Des adaptations de cette modification apporteront une solution. L'IRSN émet donc la recommandation n°4 en annexe concernant les réacteurs de 900 MWe. Pour les réacteurs du palier N4, un objectif similaire devra être pris en compte. Ce point sera instruit dans le cadre de l'avis dédié à la sûreté de l'entreposage et de la manutention du combustible des réacteurs du parc prévu en 2019, en tenant compte des spécificités de la ligne d'aspiration du PTR sur ce palier.**

4. Voies d'amélioration possibles des spécifications techniques d'exploitation mises en évidence par l'étude avec les règles des études d'accident de dimensionnement des PCC de l'EPR de Flamanville

L'IRSN s'est notamment attaché à identifier les événements PCC du référentiel EPR pour lesquels les critères de sûreté associés au domaine de dimensionnement pourraient être respectés, au moins partiellement, si des évolutions des spécifications techniques d'exploitation (STE) étaient mises en œuvre. Le but recherché *in fine* est l'établissement d'une liste minimale d'exigences d'exploitation dont l'ajout dans les STE permettrait de répondre au mieux à l'objectif fixé par l'ASN dans ses demandes exprimées dans les lettres [1], [2] et [3]. Comme indiqué plus haut, six PCC de l'EPR transposées au parc sont concernées, trois d'entre elles étant relatives à la piscine de désactivation du combustible⁸ et trois à la chaudière du réacteur⁹.

Pour rappel, pour les états dans lesquels le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) est connecté d'une part et pour la piscine de désactivation d'autre part, les premières exigences d'exploitation figurant dans les STE applicables sur les réacteurs en fonctionnement ont été introduites sur la base d'un jugement d'expert ou d'une étude particulière. Par la suite, la déclinaison des études du domaine complémentaire a conduit à renforcer ces exigences par la prise en compte des risques les plus probables dans les configurations d'exploitation les plus sensibles, en prenant en compte des défaillances simples ou multiples. Le but de la présente étude a alors été de vérifier la suffisance des exigences d'exploitation d'ores et déjà définies vis-à-vis des initiateurs du type défaillance simple (PCC), étudiés cette fois-ci selon les règles des études d'accident de dimensionnement, de manière similaire à ce qui a été fait pour l'EPR de Flamanville.

⁷ Il s'agit de certains cas de rupture d'une tuyauterie isolable sur un circuit connecté à la piscine de désactivation et des petites brèches primaires non isolables (jusqu'à DN 50) en état E (arrêt pour rechargement).

⁸ Il s'agit de la perte d'un train de refroidissement PTR y compris du fait de la perte d'un système support en état A (c'est-à-dire en puissance) et en état F (c'est-à-dire réacteur complètement déchargé) et de la perte des alimentations électriques externes en état A. Leur transposition au parc en fonctionnement peut amener à considérer ces transitoires dans d'autres états du réacteur.

⁹ Il s'agit de la perte d'un train de refroidissement RRA y compris du fait de la perte d'un système support, de la petite brèche primaire et de la brèche isolable sur le RIS en mode refroidissement à l'arrêt dans différents états d'arrêt du réacteur.

L'approche mise en œuvre par l'IRSN a notamment permis :

- d'analyser des situations accidentelles non étudiées auparavant sur le parc en fonctionnement (par exemple, une brèche importante sur le circuit primaire dans un état où celui-ci est dépressurisé ou la perte du circuit RRA en arrêt pour rechargement) ;
- d'analyser les risques déjà pris en compte dans les études du domaine complémentaire et les études probabilistes, mais avec les règles des études d'accident de dimensionnement conduisant notamment à considérer, lors du transitoire accidentel, une perte des alimentations électriques externes ainsi que la défaillance d'un équipement lors de sa sollicitation.

Pour les réacteurs de 900 MWe et du palier N4, dans chaque état du réacteur considéré, l'IRSN s'est attaché à identifier les équipements dont la disponibilité serait nécessaire et suffisante pour respecter les critères de sûreté avec les règles des études d'accident de dimensionnement lors de ces transitoires accidentels. La garantie de la disponibilité de ces équipements implique selon l'IRSN qu'ils soient systématiquement requis disponibles par les STE dans les états où ils sont jugés nécessaires et que l'indisponibilité de chaque équipement soit classée en groupe 1¹⁰.

La transposition des trois PCC EPR relatives à la piscine de désactivation considérées ici conduit sur le parc, in fine, à la perte du refroidissement de la piscine par le PTR. L'évacuation de la puissance résiduelle est alors assurée par l'échauffement de l'eau de la piscine jusqu'à ébullition, puis la stabilisation de l'inventaire en eau par un appoint compensant la vaporisation. Il est donc nécessaire de disposer de deux moyens d'appoint à la piscine de désactivation complètement indépendants, pour que la fonction d'appoint soit robuste à la prise en compte d'un aggravant, conformément aux règles des études d'accident de dimensionnement. Ainsi, pour l'IRSN :

- l'appoint par les circuits incendie (JP*) du réacteur ou du réacteur voisin constitue un premier moyen ;
- l'appoint ultime à la piscine de désactivation représente le second moyen d'appoint (il s'agit d'une disposition du noyau dur post-Fukushima, conçue sans respecter le critère de défaillance unique).

A cet égard, l'IRSN émet la recommandation n° 5 en annexe.

L'une des PCC EPR relatives à la piscine de désactivation considérée ici correspond à la perte des alimentations électriques externes. Dans certains états d'arrêt du réacteur, un seul diesel de secours est requis disponible. En retenant comme aggravant le non-démarrage de l'unique diesel de secours alors requis disponible dans ces états, il s'en suit une perte totale du refroidissement par le PTR et de l'appoint par le circuit incendie JP* du réacteur. La maîtrise de la situation nécessite alors la mise en œuvre de l'appoint ultime (APu), alimenté par le diesel d'ultime secours (DUS), dispositions faisant partie du noyau dur post-Fukushima. L'IRSN a émis dans les avis en références [6] et [7] des recommandations visant à assurer la disponibilité de ces moyens.

En ce qui concerne les trois PCC appliquées au parc en fonctionnement concernant la chaudière du réacteur considérées ici, l'analyse de l'IRSN a montré que le respect des critères de sûreté dans le domaine de dimensionnement serait possible, en fonction des états du réacteur concernés, sous réserve :

- de renforcements des contraintes de disponibilité sur les systèmes d'injection de sécurité (IS) à haute pression (ISHP) et à basse pression (ISBP), sur l'aspersion de secours (EAS) et les diesels de secours ;

¹⁰ En fonction de leur importance pour la sûreté, les indisponibilités sont hiérarchisées en événements STE de groupe 1 et de groupe 2. Une stratégie de repli vers un état plus sûr et des règles strictes de cumul sont associées uniquement aux événements de groupe 1. Dans ce groupe sont classées les non-conformités remettant en cause le respect des exigences et des hypothèses d'étude de la démonstration de sûreté.

- de la valorisation de moyens du noyau dur post-Fukushima, en l'occurrence la disposition ultime d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enclaustrage de confinement sans éventage (EASu) et le diesel d'ultime secours (DUS), pour lesquels des exigences de disponibilité suffisantes devront être définies ;
- d'évolutions des procédures de conduite incidentelle et accidentelle pour valoriser l'EASu ;
- de renforcements des exigences de disponibilité concernant les mesures de niveau d'eau dans les puisards et d'évolutions des procédures de conduite incidentelle et accidentelle relatives à la surveillance de ces niveaux.

La position de l'IRSN tient compte des contraintes d'exploitation sur les matériels valorisables, et notamment du fait que la nécessité de réaliser des opérations de maintenance sur ces matériels est variable en fonction des états du réacteur considérés :

- en état AN/RRA et API fermé, compte tenu du nombre très limité d'opérations de maintenance sur les systèmes RIS et EAS dans ces états du réacteur, **l'IRSN émet en annexe les recommandations n°6 pour les réacteurs de 900 MWe et n°7 pour les réacteurs du palier N4 ;**
- en ce qui concerne les états d'arrêt pour intervention circuit primaire entrouvert (API-EO) et suffisamment ouvert (API-SO), compte tenu des contraintes d'exploitation qui pourraient être induites par le classement en groupe 1 de l'indisponibilité de chaque voie RIS et EAS, **l'IRSN émet la recommandation n°8 en annexe pour les réacteurs de 900 MWe.** Cette recommandation s'appuie sur le déploiement de l'EASu sur ces réacteurs dès leur VD4. **Par contre, sur le palier N4, l'installation de l'EASu n'est pour le moment prévue qu'à l'occasion des VD3 de ces réacteurs. L'IRSN estime que des prescriptions similaires devront alors être ajoutées pour les réacteurs N4 ;**
- en ce qui concerne l'état APR, compte tenu des contraintes d'exploitation qui pourraient être induites par l'ajout d'événements de groupe 1 dès l'indisponibilité d'un composant, **l'IRSN formule la recommandation n°9 en annexe pour les réacteurs de 900 MWe. L'IRSN estime que pour le palier N4 des prescriptions similaires devront être ajoutées après l'installation de l'EASu, prévue à ce jour en VD3.** De plus, compte tenu de l'intérêt pour la sûreté de garantir, lorsque la piscine du bâtiment réacteur est remplissable, le bon fonctionnement en recirculation de l'ISBP, de l'EAS et de l'EASu, **l'IRSN formule la recommandation n°10 en annexe.** Enfin, compte tenu de l'intérêt pour la sûreté de garantir un bon fonctionnement sur le long terme de l'ISBP, de l'EAS et de l'EASu en état APR, alors que, dans ce domaine d'exploitation, la bache PTR est vide ou contient un volume réduit d'eau, **l'IRSN formule la recommandation n°11 en annexe.**

Malgré leur gradation en fonction des besoins de maintenance dans les différents états, ces nouvelles exigences peuvent impliquer une augmentation des contraintes d'exploitation. **L'IRSN considère qu'EDF pourrait modérer l'effet de ces contraintes en :**

- **définissant le cadre dans lequel les interventions programmées (maintenance préventive et essais périodiques) peuvent être envisagées en minimisant les risques pour la sûreté ;**
- **révisant les règles de cumul d'indisponibilités de fonctions de sûreté en distinguant, par exemple, celles affectant uniquement la chaudière du réacteur et celles affectant uniquement la piscine de désactivation.**

5. Comportement des réacteurs de 900 MWe et du palier N4 aux délais opérateur du référentiel de l'EPR de Flamanville

À l'issue de l'étape 1 de la démarche, 15 conditions de fonctionnement concernant les réacteurs de 900 MWe et 13 concernant les réacteurs du palier N4 ont été jugées par EDF potentiellement sensibles à la prise en compte des délais opérateur de l'EPR de Flamanville. À l'issue de l'étape 2, parmi les conditions de fonctionnement identifiées comme sensibles aux délais opérateur lors de l'étape 1, en prenant en compte les délais opérateur de l'EPR de Flamanville, EDF a conclu que les critères de sûreté du domaine de dimensionnement ne sont pas respectés pour trois conditions de fonctionnement sur le palier CPY, quatre sur la centrale du Bugey (CP0) et trois sur le palier N4. A l'issue de leur analyse et compte tenu des compléments fournis par EDF au cours de l'instruction, les résultats de ces études n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN.

En réponse à la demande de l'ASN [3], EDF a étudié, pour les réacteurs de 900 MWe uniquement, l'intérêt d'éventuelles dispositions pouvant être mises en œuvre afin de permettre le respect des critères de sûreté du domaine de dimensionnement pour les événements identifiés comme sensibles au délai opérateur à l'issue de l'étape 2 de sa démarche.

Les conditions de fonctionnement de dimensionnement pour lesquelles certains critères de sûreté ne sont pas respectés en appliquant les délais opérateurs de l'EPR de Flamanville sont :

1. La perte totale des alimentations électriques extérieures (PTAEE) et la rupture d'un tube de générateur de vapeur (RTGV de catégorie 3)

En cas de perte totale des alimentations électriques extérieures (PTAEE) ou de rupture d'un tube de générateur de vapeur de catégorie 3 (RTGV 3), le refroidissement du circuit primaire est assuré pendant un certain temps par l'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG), jusqu'à l'atteinte de l'état sûr (mise en service du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt). Cependant, l'application, conformément aux règles des études d'accident de dimensionnement, de l'aggravant sur les moyens de réalimentation de la bache du système ASG ne permet pas actuellement de montrer l'atteinte de l'état sûr pour ces accidents¹¹ sur les réacteurs de 900 MWe et du palier N4 en appliquant les délais opérateurs de l'EPR de Flamanville. Certaines de ces études sont de plus affectées par des anomalies. Des modifications prévues en VD4 900 et en VD2 N4, notamment la réalimentation de la bache ASG par le système de protection et de distribution d'eau d'incendie, ainsi que des modifications des procédures de conduite incidentelle et accidentelle, doivent néanmoins permettre de démontrer, pour ces conditions de fonctionnement, et en appliquant les délais opérateur de l'EPR de Flamanville, l'atteinte de l'état sûr. **Ce point n'appelle donc pas de remarque de la part de l'IRSN qui poursuivra l'instruction des modifications prévues et des études corrigeant les anomalies identifiées.**

2. Les transitoires de dilution homogène initiés dans différents états

En cas de dilution homogène initiée dans les états API et APR pour les réacteurs de Bugey et dans les états RP, API et APR pour les réacteurs du palier N4, l'application des délais opérateurs de l'EPR de Flamanville ne permet pas de démontrer le respect du critère de non retour en criticité, alors que dans les mêmes situations le critère est respecté pour les réacteurs du palier CPY. Compte tenu du caractère hypothétique,

¹¹ La bache ASG n'est pas suffisante pour la PTAEE pour les réacteurs de 900 MWe (CP0 et CPY) et du palier N4, et elle n'est pas suffisante pour la RTGV 3 pour les réacteurs de 900 MWe uniquement.

selon EDF, des transitoires considérés, EDF estime qu'aucune modification n'est nécessaire sur les réacteurs de Bugey et n'a pas étudié l'intérêt ou la faisabilité de modifications pour le palier N4.

En ce qui concerne les transitoires de dilution initiés en RP :

- sur le palier N4, EDF a mis en avant le fait que les provisions pour aléas de gestion¹², assez largement enveloppes du retour d'expérience des recharges en combustible effectivement mises en œuvre, couvrent l'effet de l'augmentation du délai opérateur. Ce point n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN ;
- sur les réacteurs de 900 MWe, la démonstration d'EDF avec les délais opérateur de l'EPR de Flamanville ne couvre qu'un scénario de fuite limitée d'un échangeur CEPP et non une rupture guillotiné d'un tube de ces échangeurs. L'IRSN estime qu'EDF doit couvrir le cas de rupture franche d'un tube, comme demandé dans la recommandation n° 2 en annexe.

En ce qui concerne les transitoires de dilution initiés en APR ou en API, la modification boremètre RCV permet, pour le scénario de dilution par rupture d'un tube de l'échangeur CEPP, le respect du critère d'absence de retour en criticité, tout en prenant en compte les délais opérateur de l'EPR de Flamanville et en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement, sauf sur le palier N4 et les réacteurs du Bugey. **Ce point a été analysé par l'IRSN dans le cadre de l'instruction de la modification « boremètre RCV » et a conduit l'IRSN à formuler la recommandation n° 3 de l'avis [5].**

En ce qui concerne les transitoires de dilution initiés en AN/GV et en AN/RRA avec au moins une pompe primaire en service, les évaluations réalisées par EDF aboutissent au respect des critères de sûreté en appliquant les délais opérateur de l'EPR de de Flamanville. Dans cette évaluation, sur le palier N4, EDF a considéré un scénario de rupture franche du tube de l'échangeur CEPP. Cependant, pour les réacteurs de 900 MWe, EDF n'a considéré qu'une fissure au niveau des tubes de l'échangeur CEPP. Comme indiqué ci-dessus (cf. paragraphe 2) et comme sur le palier N4, l'IRSN estime qu'un scénario de rupture franche d'un tube de l'échangeur CEPP doit être considéré, ce qui conduit alors à une marge négative pour les réacteurs du palier CPY et pour ceux du Bugey. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 2 en annexe.**

Enfin, dans son dossier, EDF n'évoque pas le cas de la dilution initiée en AN/RRA avec aucune pompe primaire en service pour lequel il a également prévu de valoriser le boremètre RCV. Sur les paliers N4 et CPY, le boremètre RCV permet de démontrer le respect du critère de non-retour en criticité en prenant en compte un scénario de rupture franche d'un tube CEPP et l'augmentation du délai de l'opérateur. Ce n'est pas le cas pour les réacteurs du Bugey. **Ceci a contribué à amener l'IRSN à émettre la recommandation n° 3 de l'avis sur la modification « boremètre RCV » [5].**

3. L'accident de perte de réfrigérant primaire par brèche de taille intermédiaire (APRP-BI)

L'analyse d'EDF ne prend pas en compte le nouveau référentiel APRP [8] et fera donc l'objet d'une mise à jour utilisant la nouvelle méthodologie d'étude des APRP-BI. **Ce point fera l'objet d'une instruction dans le cadre de l'analyse des études associées au réexamen VD4 900.**

¹² Les études de sûreté génériques d'EDF versées dans les rapports de sûreté sont généralement réalisées en retenant des provisions par rapport aux valeurs des paramètres clés caractéristiques des recharges du cœur en combustible considérées dans ces études génériques, afin que ces études restent enveloppes des recharges en combustible qui seront effectivement mises en œuvre pendant l'exploitation du réacteur.

Conclusion

Compte tenu de la coexistence prévisible pendant un certain nombre d'années de l'EPR de Flamanville, réacteur de 3^{ème} génération, et de réacteurs de 2^{ème} génération ne présentant pas le même niveau de sûreté, l'ASN a demandé à EDF d'évaluer le comportement des réacteurs de 900 MWe, à l'occasion de leur 4^{ème} visite décennale, et des réacteurs N4, à l'occasion de leur 2^{ème} visite décennale, en cas de condition de fonctionnement de référence prise en compte sur l'EPR et non sur ces réacteurs, compte tenu de leur référentiel de conception plus ancien. L'ASN a également demandé à EDF d'évaluer, toujours en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement, les conséquences sur le respect des critères de sûreté de l'application des délais d'intervention de l'opérateur retenus dans le référentiel de l'EPR de Flamanville. EDF a réalisé cet exercice, dont les conclusions n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN. En outre, l'ASN a demandé à EDF, « *en cas de non-respect des critères de sûreté associés au domaine de dimensionnement* », « *d'analyser les raisons du dépassement de ces critères, d'identifier les éventuelles dispositions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier et d'examiner leur faisabilité et leur intérêt* ». Sur ce point, EDF a généralement considéré que, si les critères de sûreté peuvent être respectés sur les réacteurs du parc en fonctionnement en réalisant des études utilisant des hypothèses relaxées par rapport à celles des études de dimensionnement ou si les transitoires concernés présentent une probabilité faible, la mise en œuvre de dispositions permettant de remédier aux cas de non respect de critères n'est pas nécessaire.

Considérant que cette position ne répondait pas à la demande de l'ASN et ne permettait pas d'identifier des voies d'amélioration de la sûreté des réacteurs de 900 MWe et du palier N4, l'IRSN a, quant à lui, identifié des améliorations de sûreté, faisant l'objet des recommandations en annexe à cet avis, qui permettraient de démontrer le respect des critères de sûreté dans certaines conditions de fonctionnement de référence de l'EPR de Flamanville appliquées aux réacteurs de 900 MWe et du palier N4, en tenant compte, quand il y a un effet falaise, des délais opérateur du référentiel de l'EPR de Flamanville. EDF a indiqué lors de l'instruction que de telles dispositions, notamment quand il s'agit d'exigences supplémentaires dans les spécifications techniques d'exploitation, risquaient de complexifier l'exploitation des réacteurs concernés. L'IRSN a tenu compte de cette réserve en graduant les recommandations afférentes en fonction des contraintes d'exploitation qu'elles sont susceptibles d'engendrer. L'IRSN estime de plus qu'EDF pourrait revoir les règles de cumul d'indisponibilités de fonctions de sûreté dans les spécifications techniques d'exploitation, par exemple en tenant compte des séquences accidentelles dans lesquelles ces fonctions sont valorisées. Enfin, l'utilisation de matériels faisant partie du noyau dur post-Fukushima permettra de démontrer le respect des critères de sûreté pour certaines PCC de l'EPR de Flamanville appliquées au parc en fonctionnement. Le déploiement de ces matériels est prévu pour les réacteurs de 900 MWe à l'occasion de leur quatrième visite décennale. Pour les réacteurs du palier N4, des prescriptions similaires pourront être appliquées à l'occasion du déploiement de ces matériels, pour le moment prévu plus tard (en l'occurrence à l'horizon de la troisième visite décennale de ces réacteurs).

En outre, l'IRSN estime que les études des PCC de l'EPR de Flamanville considérées comme pertinentes également pour les réacteurs du parc en fonctionnement, réalisées avec les règles des études d'accident de dimensionnement, devront être intégrées au rapport de sûreté de ces installations. Afin d'identifier tout effet falaise et, si possible, d'y remédier, les mêmes études, réalisées avec les délais opérateur du référentiel de l'EPR de Flamanville devront également y figurer.

La conception des réacteurs de 2^{ème} génération ne permettra pas d'atteindre le niveau de sûreté visé pour l'EPR de Flamanville qui présente des améliorations considérables. Néanmoins, l'IRSN estime que la réalisation de l'exercice d'application du référentiel de la démonstration de sûreté déterministe de l'EPR Flamanville aux

réacteurs du parc en fonctionnement permet d'identifier des améliorations de sûreté pertinentes qui doivent, sous réserve qu'elles soient faisables et ne mettent pas en cause la possibilité d'exploiter les réacteurs en fonctionnement, être mises en œuvre, en complément des modifications identifiées par l'exploitant pour répondre aux objectifs associés aux réexamens périodiques de sûreté VD4 900 et VD2 N4. L'IRSN estime qu'EDF doit désormais, en utilisant les conclusions du présent avis, compléter l'exercice qu'il a réalisé et mettre en œuvre, selon un calendrier adapté, les améliorations de sûreté identifiées pour les réacteurs de 900 MWe et du palier N4. A cet égard, suite à l'instruction technique de l'IRSN, EDF a indiqué qu'il engageait un travail d'amendement de son dossier.

Pour le Directeur général et par délégation,

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'Expertise de Sûreté

Annexe à l'Avis IRSN/2018-00217 du 30 juillet 2018

Recommandations

Recommandation n 1 :

Pour les scénarios d'accident de perte de réfrigérant primaire intervenant en état d'arrêt normal sur les générateurs de vapeur, l'IRSN recommande qu'EDF démontre, pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, le respect des critères de sûreté, en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement et en tenant compte des délais opérateur retenus dans le rapport de sûreté de l'EPR de Flamanville. En fonction des tailles de brèches considérées, EDF devra en particulier affiner ses études (notamment en termes de critère de sûreté à retenir), rechercher une optimisation des seuils de déclenchement du système d'injection de sécurité et, le cas échéant, prévoir de nouvelles dispositions permettant sa mise en service automatique.

Recommandation n 2 :

Pour l'accident de dilution homogène par rupture d'un tube de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires dans l'état d'arrêt normal avec au moins une pompe primaire en service et dans l'état réacteur en production, l'IRSN recommande qu'EDF démontre, pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, le respect du critère de sûreté, en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement et en tenant compte des délais opérateur retenus dans le rapport de sûreté de l'EPR de Flamanville. Pour cela, EDF devra, le cas échéant, mettre en œuvre les dispositions nécessaires, en termes de configuration de groupes de grappes de commande requis extraits et de sous-criticité requise en arrêt normal, ainsi qu'éventuellement en termes de nombre de réservoirs disponibles contenant de l'acide borique et de volume utilisable dans l'état réacteur en production.

Recommandation n 3 :

L'IRSN recommande qu'EDF définisse, pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, un état sûr permettant, pour les études des accidents affectant la piscine de désactivation, le retour à un refroidissement pérenne en boucle fermée des assemblages de combustible.

Recommandation n 4 :

Afin de respecter les critères de sûreté en appliquant les règles des études d'accident de dimensionnement dans les situations de brèches isolables sur la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement de la piscine de désactivation, l'IRSN recommande que, pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, EDF mette en place une redondance fonctionnelle de l'isolement de la ligne d'aspiration de ce circuit, bénéficiant d'exigences adéquates.

Recommandation n 5 :

Afin de réduire les risques relatifs à l'entreposage et à la manutention du combustible dans les piscines de désactivation des réacteurs de 900 MWe et du palier N4, l'IRSN recommande que, dès la mise en œuvre de l'appoint ultime, EDF classe en groupe 1, dans tous les états du réacteur :

- l'indisponibilité totale de l'appoint par les circuits incendie (JP*) du réacteur et du réacteur voisin ;
- l'indisponibilité de l'appoint ultime.

Une prescription particulière pourra autoriser la maintenance préventive de la ligne d'appoint par les circuits JP* ou de l'appoint ultime sous réserve que le moyen d'appoint rendu indisponible puisse être restitué, en cas de perte de refroidissement, avant l'atteinte en piscine d'un niveau d'eau très bas¹³, que les manutentions de combustible soient arrêtées et que l'autre moyen d'appoint ainsi que le circuit de refroidissement de la piscine de désactivation soient entièrement disponibles. Ces interventions de maintenance préventive sont à programmer dans les domaines d'exploitation pour lesquels la puissance résiduelle du combustible entreposé en piscine est faible.

Recommandation n 6 :

Pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, l'IRSN recommande que :

- EDF requière disponibles en AN/RRA les deux diesels de secours et classe l'indisponibilité de chacun d'entre eux en groupe 1 ;
- EDF requière systématiquement disponibles en API fermé les deux voies de l'ISBP (y compris en aspiration depuis la bêche PTR) et les deux voies de l'EAS (hors injection de soude), et classe en groupe 1 l'indisponibilité de chacune d'entre elles.

L'indisponibilité d'une seule voie de sauvegarde RIS et EAS ou d'une seule source interne en AN/RRA sous 90 °C et en API fermé pourra être déclassée en groupe 2 si l'EASu et le DUS sont disponibles, à condition qu'EDF démontre l'efficacité du système EASu dans les situations considérées.

Recommandation n 7 :

Pour les réacteurs du palier N4 dans le cadre de leur deuxième visite décennale, l'IRSN recommande que :

- EDF requière disponibles en AN/RRA les deux diesels de secours et classe l'indisponibilité de chacun d'entre eux en groupe 1 ;
- EDF requière systématiquement disponibles en AN/RRA sous 90 °C et en API fermé les deux voies de l'ISBP (y compris en aspiration depuis la bêche PTR) en injection « petite brèche » et les deux voies de l'EAS (hors injection de soude) en refroidissement des puisards, et classe en groupe 1 l'indisponibilité de chacune d'entre elles.

¹³ Niveau d'eau également désigné « extrêmement bas » sur certains réacteurs. Il correspond notamment au seuil d'isolement automatique de la ligne d'aspiration du circuit PTR et au niveau d'eau le plus bas pouvant être évalué à partir des stats de niveau équipant la piscine de désactivation.

Recommandation n 8 :

Pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, l'IRSN recommande que :

- EDF requière systématiquement disponibles en API-EO les deux voies de l'ISHP, les deux voies de l'ISBP en aspiration depuis les puisards et en gavage de l'ISHP et les deux voies de l'EAS, et classe en groupe 1 l'indisponibilité de chacune d'entre elles ;
- EDF requière systématiquement disponibles en API-SO les deux voies de l'ISBP (y compris en aspiration depuis la bêche PTR) et les deux voies de l'EAS, et classe en groupe 1 l'indisponibilité de chacune d'entre elles.

L'indisponibilité d'une voie de sauvegarde ISHP/ISBP et EAS pourra être déclassée en groupe 2 (sauf la voie A de l'ISHP) si l'EASu et le DUS sont disponibles, à condition qu'EDF démontre l'efficacité du système EASu dans les situations considérées.

Recommandation n 9 :

Pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale, l'IRSN recommande que :

- EDF requière disponibles en APR deux moyens secourus sur diesels parmi les trois suivants : la voie A de l'ISBP et de l'EAS, la voie B de ces systèmes et l'EASu, et classe en groupe 1 l'indisponibilité de chaque moyen requis ;
- EDF fasse évoluer les procédures de conduite incidentelle et accidentelle pour valoriser l'EASu en APR.

Recommandation n 10 :

Pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale et les réacteurs du palier N4 dans le cadre de leur deuxième visite décennale, l'IRSN recommande qu'EDF :

- requière disponibles, dans les états où la piscine du bâtiment réacteur est remplissable, les mesures de niveau puisards et classe en groupe 1 leur indisponibilité ;
- fasse évoluer les procédures de conduite incidentelle et accidentelle pour requérir, dans les états où la piscine du bâtiment réacteur est remplissable, la surveillance par l'opérateur du niveau des puisards et la mise en service ou l'arrêt des pompes qui aspirent depuis ces puisards, selon ce niveau.

Recommandation n 11 :

Pour les réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leur quatrième visite décennale et les réacteurs du palier N4 dans le cadre de leur deuxième visite décennale, l'IRSN recommande qu'EDF analyse la faisabilité de disposer d'un moyen de réalimentation de la bêche PTR pour pallier une indisponibilité de longue durée du circuit RRA en APR et, le cas échéant, lui affecte des exigences adaptées dans les STE et le valorise dans les procédures de conduite incidentelle et accidentelle.