



RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE

Liberté  
Égalité  
Fraternité

**IRSN**  
INSTITUT DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Fontenay-aux-Roses, le 31 mars 2023

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

## AVIS IRSN N° 2023-00048

---

<b>Objet :</b>	<b>REP - EDF - Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe du palier CPY. Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation (RGE) associés à la phase B du réexamen – Réacteur n° 1 du site du Tricastin.</b>
<b>Réf. :</b>	voir Annexe 4.

---

Pour répondre aux objectifs associés au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe du palier CPY (RP4 900), EDF a engagé un ensemble d'études, à l'issue desquelles il a défini les dispositions à mettre en œuvre dans le cadre du quatrième réexamen de chacun des réacteurs concernés. Ces dispositions concernent d'une part les contrôles et les vérifications à réaliser afin de s'assurer du maintien, dans le temps, de la conformité des systèmes, structures et composants participant à la démonstration de sûreté, d'autre part les améliorations de sûreté apportées afin de tendre, notamment, vers le niveau de sûreté des réacteurs de troisième génération.

Pour ce qui est des exigences de sûreté réévaluées, le quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe coïncide notamment avec l'engagement de la troisième phase de déploiement des dispositions définies dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, soit les dispositions dites du « noyau dur » (ND).

Le périmètre de ce quatrième réexamen est plus étendu que celui des réexamens précédents. De ce fait, EDF a défini une stratégie spécifique de déploiement des modifications associées à ce réexamen. EDF considère que cette stratégie permet de maîtriser le volume des travaux pour l'ensemble du parc électronucléaire et d'échelonner la formation aux modifications apportées.

Ainsi, EDF avait initialement prévu un déploiement des modifications en deux phases distinctes, dites phase « A » et phase « B » : les modifications de la phase A sont exploitables au redémarrage du réacteur suivant sa visite décennale alors que celles de la phase B sont déployées au plus tard lors du deuxième arrêt pour renouvellement du combustible du type « visite partielle » après la visite décennale, soit au plus tard quatre ans après cette visite décennale.

Les modifications de la phase A ont été expertisées par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) ([1] et [2]) et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a délivré les autorisations en références [3] et [4].

MEMBRE DE  
**ETSON**

Les modifications de la phase B comprenaient initialement les modifications issues de la déclinaison des niveaux de référence WENRA<sup>1</sup> associés à la prise en compte des agressions internes et externes, les dispositions matérielles du « noyau dur » non implantées en phase A, la conduite dite « noyau dur » permettant de prévenir la fusion du cœur en cas de situation d'agression extrême dite « situation noyau dur », ainsi que les modifications permettant d'assurer la robustesse de l'installation aux agressions extrêmes.

À l'issue de l'expertise des études génériques, des modifications supplémentaires (issues d'engagements d'EDF, de demandes et de prescriptions techniques de l'ASN ([5] et [6]) ont été jugées nécessaires pour l'atteinte des objectifs associés au quatrième réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe. Le périmètre de la phase B a ainsi été complété. Toutefois, la totalité de ces modifications ne pouvant pas être incluse dans la phase B compte tenu de son échéance, pour les premiers réacteurs à passer leur visite décennale, le solde des engagements d'EDF et des demandes et prescriptions techniques de l'ASN est déployé lors d'une troisième phase dite « phase B Complément ».

Cette « phase B Complément » sera déployée lors du troisième arrêt pour renouvellement du combustible du type « visite partielle » après la visite décennale pour les sept premiers réacteurs à passer leur visite décennale. Pour les autres réacteurs, les modifications de la « phase B Complément » seront intégrées à la phase B.

Par le courrier en référence [7], l'ASN sollicite l'avis de l'IRSN quant au caractère acceptable pour la sûreté du dossier d'amendement comprenant les modifications de la phase B évoquée ci-dessus, dit « DA VD4 900 CPY Phase B », transmis par EDF pour les réacteurs électronucléaires de 900 MWe du palier CPY exploités en gestion de combustible « Parité MOX<sup>2</sup> ». L'ASN demande en outre à l'IRSN s'il estime que les moyens mis en œuvre par EDF sont suffisants pour atteindre les objectifs de sûreté associés au quatrième réexamen périodique de ces réacteurs. Enfin, l'expertise demandée à l'IRSN comprend celle du dossier particulier constitué pour le réacteur n° 1 du site du Tricastin, dit « DA spécificités ».

Le présent avis présente successivement les conclusions de l'IRSN concernant l'analyse :

- des dix modifications matérielles ;
- des modifications documentaires associées aux chapitres des règles générales d'exploitation (RGE) suivants :
  - chapitre III : spécifications techniques d'exploitation (STE),
  - chapitre VI : conduite incidentelle et accidentelle (CIA)
  - chapitre IX : essais périodiques (EP) ;
- des modifications intellectuelles associées au DA VD4 900 CPY Phase B et au DA spécificités.

À l'issue de l'expertise menée par l'IRSN, EDF a complété et amendé le dossier déposé. Les conclusions de l'IRSN portent sur l'ensemble déposé par EDF, compléments et amendements compris.

---

<sup>1</sup> Western European nuclear regulators association.

<sup>2</sup> Cela concerne les réacteurs du palier CPY à l'exception des quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas et des réacteurs n° 3 et n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais.

# 1. MODIFICATIONS MATÉRIELLES ET IMPACTS DOCUMENTAIRES ASSOCIÉS

## 1.1. INFORMATION SÉISME SIGNIFICATIF ET ARRÊT AUTOMATIQUE DU RÉACTEUR SUR SÉISME ND

Afin de s'assurer que l'ordre du lâcher de grappes est bien émis lors d'un arrêt automatique du réacteur (AAR) à la suite d'un séisme de niveau ND (SND), EDF prévoit de renforcer la fiabilité de la fonction de détection d'un séisme en remplaçant les quatre accéléromètres installés sur le parement externe de l'enceinte du bâtiment réacteur (BR) par des accéléromètres qualifiés au SND. En cas de dépassement de seuil de deux des accéléromètres sur les quatre, l'ordre d'AAR sera émis (cela correspond à une logique en 2/4). EDF installera également un nouvel accéléromètre qui délivrera l'information « séisme significatif » sur la base de laquelle l'opérateur engagera les actions de conduite pertinentes. Les informations de dépassement de seuil des nouveaux accéléromètres des réacteurs appairés seront remontées par le contrôle-commande ND des deux réacteurs. Un vote en 1/2 sera réalisé pour signaler l'occurrence d'un séisme significatif.

Concernant le chapitre III des RGE, une nouvelle prescription requiert la disponibilité de la fonction d'« AAR séisme ND » dans les domaines d'exploitation allant de l'état réacteur en production (RP) à l'état d'arrêt normal avec le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (AN/RRA) en service. Au cours de l'expertise, EDF a toutefois souligné que, dans la plupart des états d'arrêt, la concentration en bore requise par les STE, qui est notablement plus élevée que dans l'état de production, assure dès lors le maintien de la sous-criticité pour les situations ND, et ce même sans la chute des grappes de commande encore extraites. **L'IRSN estime, en accord avec EDF, que ce requis d'AAR n'est en effet pas nécessaire pour ces états d'arrêt.**

Dans les domaines d'exploitation où la fonction d'AAR séisme ND est finalement requise, l'indisponibilité de cette dernière est redevable d'un événement RPR<sup>3</sup> de groupe N<sup>4</sup>, dont la conduite à tenir impose l'amorçage du repli du réacteur en AN/GV<sup>5</sup> aux conditions de connexion du RRA sous 7 jours. Cet événement de groupe N sera déclaré en cas de perte totale de la fonction, c'est-à-dire si au moins trois capteurs parmi les quatre sont indisponibles. Le cas de la perte partielle de la fonction, où deux capteurs parmi les quatre sont indisponibles, n'est pas couvert par cet événement ; or cette perte partielle amoindrit significativement la fiabilité de la fonction AAR séisme ND, ce qui n'est pas acceptable. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 1 présentée en annexe 1.**

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Information et AAR séisme ND » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté. Néanmoins, l'IRSN considère que les évolutions des RGE III prévues par EDF ne sont pas pleinement satisfaisantes, ce qui l'amène à formuler une recommandation.

## 1.2. INSTRUMENTATION DE NIVEAU « TOUT-OU-RIEN » EN PISCINE BR

Afin de piloter l'appoint en eau dans la piscine du bâtiment réacteur (BR) pendant 15 jours en situation de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques à la suite d'une agression externe d'intensité ND, EDF prévoit de valoriser le capteur de niveau « tout-ou-rien » (TOR) à trois seuils, installé précédemment dans le cadre de la modification « Isolement automatique des lignes de filtration de la piscine BR » [8]. Depuis

<sup>3</sup> RPR : Système de protection du réacteur.

<sup>4</sup> Sont classés en « groupe 1 » les événements remettant en cause le respect des critères de sûreté. Sont classés en « groupe N » les événements non redevables du groupe 1 nécessaires à la conduite de l'installation dans les études Noyau dur Fukushima : ces dispositions incluent les matériels de mitigation des accidents graves dimensionnés ou vérifiés aux agressions externes extrêmes.

<sup>5</sup> AN/GV : Arrêt normal sur les générateurs de vapeur.

l'installation du capteur, seul son seuil de « niveau bas » est valorisé et ce dans l'automatisme mentionné supra. La modification « Instrumentation de niveau TOR en piscine BR » valorise donc les deux seuils restants (« niveau très bas » et « niveau très très bas »). Elle comprend en outre la qualification du capteur aux conditions du noyau dur, la fermeture sous SND des vannes des lignes de filtration de la piscine BR ainsi que des évolutions des RGE.

Concernant les essais de requalification de la modification, en complément de s'assurer du bon fonctionnement du capteur et de la bonne retransmission des informations en salle de commande, **EDF s'est engagé à écarter le risque de régression en vérifiant, via un essai, le bon fonctionnement de l'automatisme d'isolement des lignes de filtration de la piscine BR sur atteinte du seuil de « niveau bas ».**

Concernant les STE, une prescription permanente requiert, lorsque le réacteur est en cours de déchargement ou complètement déchargé, l'isolement du tube de transfert<sup>6</sup> par le maintien de la vanne du tube transfert fermée ou la présence d'une tape. La prescription particulière n° 1 des STE autorise l'ouverture du tube de transfert si tous les compartiments de la piscine du BR ainsi que le compartiment de transfert de la piscine du bâtiment combustible (BK) sont pleins et si la vanne d'isolement du tube de transfert est refermable.

De nouvelles prescriptions permanentes, introduites par EDF au cours de l'expertise, demandent la disponibilité de l'isolement automatique des lignes de filtration de la piscine du BR ou le maintien en position fermée des vannes d'isolement du circuit de filtration. **Ces nouvelles prescriptions d'EDF ont été jugées acceptables par l'IRSN.**

De plus, un événement du groupe N a été créé en cas de non-respect de ces nouvelles prescriptions. Toutefois, lorsque le réacteur est en cours de déchargement, EDF souhaite autoriser un déclassement de l'événement du groupe N au groupe 2<sup>7</sup> si l'une des deux conditions suivantes peut être remplie : soit la vanne du tube transfert est fermée, soit le batardeau du côté BK est posé. Or, lorsque l'une de ces deux conditions est vérifiée, une vidange de la piscine du BR (par la fuite de l'une des deux vannes du circuit de filtration) n'est plus compensable par un appoint provenant de la piscine du BK, à cause de la fermeture de la vanne ou du batardeau. Selon l'IRSN, une telle situation doit être évitée et ce déclassement en groupe 2 n'est donc pas acceptable. De plus, la conduite à tenir de l'événement de groupe N prescrit une remise en conformité « dans les meilleurs délais ». Pour l'IRSN, EDF doit s'en tenir à la doctrine définie pour les dispositions du ND et limiter le délai de remise en conformité à 7 jours. **Ces deux points conduisent l'IRSN à formuler la Recommandation n° 2 présentée en annexe 1.**

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Instrumentation de niveau TOR en piscine BR » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté. Néanmoins, l'IRSN considère que les évolutions des RGE prévues par EDF ne sont pas pleinement satisfaisantes, ce qui l'amène à formuler une recommandation.**

---

<sup>6</sup> Le tube de transfert, traversant l'enceinte du BR, met en communication la piscine du BR et la piscine du BK afin de pouvoir transférer les assemblages de combustible lors des déchargements et rechargements du réacteur.

<sup>7</sup> Sont classés en « groupe 2 », les événements :

- concernant les incidents ou accidents de dimensionnement qui ne sont pas du groupe 1 ;
- qui remettent en cause la disponibilité des dispositions complémentaires pour lesquelles une analyse fonctionnelle ou un éclairage probabiliste a justifié le déclassement en groupe 2 ;
- concernant la disponibilité des dispositions nécessaires en accident grave qui ne relèvent pas du groupe N ;
- qui remettent en cause la disponibilité des informations nécessaires à la conduite incidentelle et accidentelle ou à la surveillance de la réactivité, du refroidissement ou du confinement pour lesquelles une analyse fonctionnelle a justifié le classement en groupe 2.

### 1.3. DÉTECTION D'UNE DILUTION HÉTÉROGÈNE PAR FUITE DE L'ÉCHANGEUR CEPP

Le scénario de dilution hétérogène externe par fuite de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP) consiste en une accumulation d'eau non-borée, provenant du circuit RRI<sup>8</sup>, dans les branches en U du circuit primaire dans les états d'arrêt pour intervention ou rechargement du réacteur. Lors de la mise en service du premier GMPP<sup>9</sup> pendant le redémarrage du réacteur, le bouchon d'eau claire ainsi formé pourrait être envoyé dans le cœur, et provoquer une divergence incontrôlée. Afin de pallier ce risque, EDF prévoit de réaliser un échantillonnage du fluide en amont et en aval de l'échangeur CEPP de manière à détecter une dilution, et de conditionner le démarrage du premier GMPP au résultat de la mesure.

Le prélèvement en amont de l'échangeur sera réalisé grâce à une ligne d'échantillonnage déjà existante. En revanche, EDF prévoit d'installer un nouveau dispositif de prélèvement du fluide primaire sur une ligne du circuit RCV<sup>10</sup> connectée à l'aval de l'échangeur CEPP, en aval d'une vanne d'isolement. **À l'issue de son expertise, l'IRSN estime que le nouveau dispositif de prélèvement n'induit pas de risque de régression de la sûreté pendant son installation (découpe de tuyauterie), puis son exploitation.**

Afin de limiter l'exposition radiologique des intervenants en charge de la prise d'échantillon et de son transport jusqu'au laboratoire d'analyse, EDF a indiqué que le dispositif est conçu pour que le prélèvement soit sûr et rapide ; une sensibilisation des intervenants aux bons gestes sera réalisée avant chaque intervention et une mallette de transport dotée d'écrans de protection biologique sera utilisée. Par ailleurs, EDF a transmis son évaluation des doses radiologiques induites par cette nouvelle prise d'échantillon. Si les doses calculées sont faibles au regard des limites réglementaires, EDF ne considère qu'un seul prélèvement par an. Or, un même intervenant serait susceptible de réaliser plusieurs prélèvements par an sur un même site en considérant des arrêts fortuits et autant de redémarrages après un arrêt pour rechargement du combustible qu'il y a de réacteurs sur un site. **Aussi, l'IRSN estime qu'EDF devrait confirmer, lors des premières opérations d'exploitation de la modification, l'ordre de grandeur des évaluations dosimétriques réalisées. Ceci conduit l'IRSN à formuler l'Observation n° 1 présentée en annexe 3.**

La mesure effectuée lorsque le réacteur est en cours de redémarrage permet d'écarter le risque de dilution hétérogène pendant une période limitée. À cet égard, EDF s'est engagé au cours de l'expertise à prescrire, dans le chapitre III des RGE, la durée maximale autorisée entre le prélèvement de fluide, en vue d'une analyse chimique, et le démarrage de la première pompe primaire. **Par ailleurs, l'IRSN estime qu'EDF devrait mettre en cohérence le document standard des spécifications chimiques avec le chapitre III des RGE afin d'y faire apparaître cette durée maximale autorisée entre le prélèvement de fluide, en vue d'une analyse chimique, et le démarrage de la première pompe primaire. Ceci conduit l'IRSN à formuler l'Observation n° 2 présentée en annexe 3.**

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification, permettant de détecter un scénario de dilution hétérogène par fuite de l'échangeur CEPP, telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise, ne génère pas de risque de régression de la sûreté. Toutefois, concernant la radioprotection des intervenants, l'IRSN estime qu'EDF devrait confirmer, lors des premières opérations d'exploitation de la modification, l'ordre de grandeur des évaluations dosimétriques réalisées. De plus, l'IRSN estime qu'EDF devrait mettre en cohérence le document standard des spécifications chimiques avec le chapitre III des RGE. Ces deux points font l'objet d'observations.**

<sup>8</sup> RRI : Système de réfrigération intermédiaire.

<sup>9</sup> GMPP : Groupe motopompe primaire.

<sup>10</sup> RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur.

## 1.4. ALIMENTATION DE SECOURS DES GÉNÉRATEURS DE VAPEUR EN SITUATION NOYAU DUR

### 1.4.1. Objet de la modification

En réponse aux prescriptions techniques de l'ASN concernant l'alimentation en eau de l'îlot nucléaire dans les situations H1<sup>11</sup> et H1+H3<sup>12</sup> consécutives à des agressions externes d'intensité ND, EDF prévoit de modifier l'installation pour garantir :

- l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) afin de permettre le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire ;
- l'appoint en eau à la piscine BK dans l'ensemble des domaines de fonctionnement et l'appoint à la piscine BR lorsque le réacteur est dans le domaine de fonctionnement « arrêt pour rechargement » afin d'évacuer la puissance résiduelle et d'éviter le découverture des assemblages de combustible.

Bien qu'elle concerne d'autres systèmes que l'ASG<sup>13</sup>, et notamment le système d'alimentation en eau brute généralisée (SEG), la présente modification est appelée « ASG ND ».

Cette modification comprend plusieurs volets, appelés « tomes » par EDF, et seul le « tome C » est intégré au DA VD4 900 CPY Phase B. Les autres tomes, excepté le tome I<sup>14</sup>, ne sont pas soumis à l'autorisation de l'ASN.

À l'issue de la modification, l'alimentation en eau des GV sera assurée par la motopompe de la voie B du système ASG (MPS ASG) prélevant de l'eau dans la bêche ASG dont le remplissage sera réalisé par une pompe située au niveau du poste de vannage du système SEG. Dans les situations accidentelles autres que celles relevant du noyau dur, l'alimentation électrique de la motopompe sera assurée par le tableau électrique secouru LH de la voie B. Un inverseur de sources électriques sera installé afin de permettre de basculer automatiquement l'alimentation électrique de cette motopompe sur le tableau LHC 001 TB, lui-même alimenté par le groupe électrogène d'ultime secours (DUS). Ce basculement sera automatiquement déclenché par le nouveau signal « ASG ND » généré lorsque survient, de manière concomitante, la perte des tableaux secourus des deux voies (LHA et LHB) pendant une durée supérieure à 90 secondes et le signal d'un bas niveau dans deux GV sur les trois.

Ainsi, le « tome C » de l'ASG ND a pour objectif de :

- doter les actionneurs et les capteurs nécessaires à l'alimentation de l'ASG ND et à l'appoint aux piscines BK et BR via le système SEG d'une alimentation de secours robuste au ND ;
- permettre le pilotage et la supervision depuis la salle de commande des matériels nécessaires pour l'alimentation en eau des GV et l'appoint aux piscines BK et BR, selon le domaine de fonctionnement, en situation relevant du noyau dur.

Pour ce faire, les principales actions à réaliser sont :

- des raccordements électriques à des départs existants ou installés dans le cadre d'autres modifications matérielles ou d'autres tomes de la modification ;
- des modifications du contrôle commande afin d'élaborer le signal « ASG ND » et d'automatiser les actions associées, ainsi que de mettre à disposition des opérateurs les moyens de commande manuelle et de visualisation de l'état de la disposition ASG ND ;

<sup>11</sup> H1 : perte totale de la source froide.

<sup>12</sup> H3 : perte totale des alimentations électriques externes et internes ou perte des tableaux secourus par défaillances intrinsèques.

<sup>13</sup> ASG : système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur.

<sup>14</sup> Le tome I de cette modification est en cours d'expertise. Il a pour objectif de rendre robuste au SND la motopompe voie B et de remplacer son circuit de lubrification actuel par des paliers auto-lubrifiés.

- des modifications et ajouts d'alarmes.

Parmi les autres tomes de la modification, le tome H consiste à installer un skid, comprenant dix bouteilles d'air comprimé à 200 bar, pouvant être connecté au réseau SAR<sup>15</sup> existant, afin de prolonger l'autonomie en air de ce système et ainsi permettre le pilotage des vannes GCTa<sup>16</sup> pour au moins 36 heures.

La présente modification concerne tous les réacteurs du palier CPY. Néanmoins, concernant les spécificités de sites, seules celles du site du Tricastin ont été analysées.

## 1.4.2. Analyse de l'IRSN

### Fiabilité

Afin de garantir le maintien de la fiabilité du système ASG après l'intégration des nouveaux composants de l'ASG ND, EDF a réalisé une analyse des modes de défaillance du système et de leurs effets, ainsi que des études de fiabilité du contrôle commande et de l'inverseur de sources de l'ASG ND. L'IRSN considère que ces études sont globalement satisfaisantes.

Toutefois, l'inverseur de sources n'ayant pas de pouvoir de coupure, son basculement ne doit pas être effectué lorsqu'il est sous tension au risque de provoquer un arc électrique susceptible de générer un incendie dans les locaux électriques. Le contrôle-commande considère la position des disjoncteurs alimentant l'inverseur afin d'interdire la manœuvre de ce dernier sous tension ; de plus, l'inverseur de sources est équipé de protections internes contre ce risque. Afin de s'assurer de l'efficacité de ces protections internes, des essais sous tension sont prévus par EDF lors des essais de requalification de l'inverseur sur chaque réacteur. EDF s'est également engagé à suivre le bon fonctionnement de ces protections durant l'exploitation dans le cadre de la maintenance.

### Essais de requalification

À l'issue de la modification, des essais de requalification intrinsèque et fonctionnelle seront réalisés afin de vérifier l'alimentation en eau des générateurs de vapeur par la motopompe ASG de la voie B en conduite ND et des différents utilisateurs du système SEG, ainsi que l'autonomie en air du système SAR.

Concernant l'augmentation de l'autonomie en air du système SAR, un essai d'autonomie en configuration réelle sera effectué pour le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin. Au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à compléter les essais de requalification en effectuant le même nombre de manœuvres par vanne GCTa que celui prévu dans le cadre des essais périodiques, ce qui est satisfaisant.

### Essais périodiques au titre du chapitre IX des RGE

Les évolutions pérennes du chapitre IX des RGE prévues par EDF dans le cadre de cette modification appelant des remarques de la part de l'IRSN sont développées ci-après.

Concernant la nouvelle information ICPA<sup>17</sup> ND, fournie par l'état d'un voyant situé au PSCC<sup>18</sup>, qui permet aux opérateurs de connaître, en situation ND, la position du contacteur d'alimentation électrique de la motopompe de la voie B du système ASG, EDF estime que les manœuvres courantes d'exploitation et les essais périodiques déjà réalisés sont suffisants pour garantir la disponibilité de cette information. Selon l'IRSN, les contrôles et la surveillance mentionnés par EDF concernent des vérifications réalisées par les opérateurs au niveau du pupitre de la salle de commande et non au niveau du PSCC. **Au vu de l'importance de cette information ICPA ND, l'IRSN formule la Recommandation n° 3 présentée en annexe 1.**

<sup>15</sup> SAR : système de distribution d'air comprimé de régulation.

<sup>16</sup> GCTa : circuit de contournement vapeur de la turbine à l'atmosphère.

<sup>17</sup> ICPA : Information nécessaire à la conduite post-accidentelle.

<sup>18</sup> PSCC : Panneau de signalisations et de commandes complémentaires.

Concernant le système SEG, EDF ajoute des essais périodiques, relevant du chapitre IX des RGE, visant à démontrer la disponibilité des équipements pris individuellement. Toutefois, EDF ne prévoit pas d'essai pour vérifier la capacité du système dans son ensemble à assurer ses fonctions d'injection. En effet, selon EDF, la réalisation d'un tel essai ne se justifie pas : la non-obstruction et l'absence de fuites du réseau SEG, sur les portions de tuyauteries qui ne seraient pas testées, auront été vérifiées lors des essais de requalification. EDF considère en outre que la capacité du système SEG à assurer ses fonctions d'injection ne pourra pas être remise en cause, compte tenu des conditions de conservation de ce circuit. Enfin, pour EDF, compte tenu des caractéristiques de l'eau de la nappe phréatique, de nature à potentiellement dégrader la bêche ASG ou la piscine BK, un tel essai ne se justifie pas, l'usage de cette eau devant être réservé aux seules situations accidentelles dans les cas où les autres sources d'appoint sont indisponibles. Selon l'IRSN, le retour d'expérience d'exploitation montrant régulièrement des obstructions de tuyauteries (introduction de corps étrangers, corrosion d'organes du circuit), seuls des essais globaux permettent de garantir la disponibilité d'un système. Par ailleurs, ces essais peuvent être réalisés sans acheminer l'eau jusqu'à la bêche ASG ou la piscine BK, évitant ainsi tout risque de dégradation. **En conséquence, l'IRSN formule la Recommandation n° 4 présentée en annexe 1.**

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « ASG ND » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise, notamment pour s'assurer de l'efficacité des protections internes de l'inverseur de sources, ne génère pas de risque de régression de la sûreté. Néanmoins, l'IRSN considère que les évolutions des RGE IX prévues par EDF ne sont pas pleinement satisfaisantes, ce qui l'amène à formuler deux recommandations.

### **1.5. INFORMATION REPRÉSENTATIVE DE L'EFFICACITÉ DE LA BORICATION HAUTE PRESSION**

Afin de mettre à disposition des opérateurs une information fiable quant à l'efficacité de l'injection à haute pression d'eau borée au niveau des joints des pompes du circuit primaire, après une agression extrême, EDF prévoit de remplacer les capteurs actuels de débit par des capteurs qualifiés aux situations du noyau dur, ainsi que les modules de traitement analogique. Ces nouveaux capteurs ont été qualifiés en respectant les conditions du RCC-E<sup>19</sup>.

À l'issue de la modification, EDF prévoit des essais de requalification élémentaire, notamment la validation du bon comportement des nouveaux capteurs, ainsi que des essais de requalification fonctionnelle afin de vérifier le bon comportement de l'ensemble des chaînes de contrôle-commande asservies aux nouveaux capteurs et des signaux des chaînes analogiques identifiées ND au sein des armoires de régulation générale.

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Information représentative de l'efficacité de la borication haute pression » ne génère pas de risque de régression de la sûreté.

### **1.6. REDONDANCE DE L'ISOLEMENT AUTOMATIQUE DE LA LIGNE D'ASPIRATION PTR<sup>20</sup>**

Dans le cadre de la transposition aux réacteurs de 900 MWe de l'étude de certaines conditions de fonctionnement de référence (études PCC<sup>21</sup>) de l'EPR de Flamanville, l'un des scénarios accidentels étudiés est la rupture de la ligne d'aspiration de la piscine BK en aval de sa vanne d'isolement automatique. L'aggravant considéré dans ce scénario est le blocage de la vanne d'isolement en position ouverte, qui entraînerait un échec de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration. Pour pallier cet aggravant, EDF prévoit de mettre en œuvre un automatisme de fermeture de la vanne d'isolement manuelle située en aval de la vanne d'isolement automatique existante, asservi au capteur de niveau voie B de la piscine BK, ce qui permettra de disposer de moyens redondants d'isolement automatique de la ligne d'aspiration de la piscine BK.

<sup>19</sup> RCC-E : recueil des règles de conception et de construction des matériels électriques des îlots nucléaires REP.

<sup>20</sup> PTR : système de traitement et de refroidissement d'eau des piscines.

<sup>21</sup> PCC : Plant category conditions.

La déclinaison dans les STE de la transposition des études PCC a conduit EDF à déclasser en groupe 2 ou groupe N l'indisponibilité partielle de la fonction d'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR, actuellement de groupe 1 lorsque des manutentions de combustible sont en cours. Or, dans cette configuration d'exploitation, si une brèche survient sur la ligne d'aspiration PTR, l'échec de l'isolement automatique de cette brèche par rapport à la piscine BK conduirait à des conséquences inacceptables en quelques minutes. **L'IRSN n'est donc pas favorable à cette évolution des STE.** Ce point, parmi d'autres, est analysé par l'IRSN dans le chapitre concernant principes retenus par EDF pour la déclinaison dans les STE des dispositions PCC (cf. § 2.2) et est intégré dans la Recommandation n° 13 présentée en annexe 1.

Une durée de deux minutes est valorisée dans la démonstration de sûreté entre l'atteinte du niveau très bas de la piscine BK et l'isolement de la ligne d'aspiration par les deux vannes redondantes et les automatismes associés. Or dans le chapitre IX des RGE, aucun critère ne permet d'assurer que le temps de fermeture des vannes d'isolement PTR n'excède pas deux minutes. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 5 présentée en annexe 1.**

À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Redondance de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté. Néanmoins, l'IRSN considère que les évolutions des RGE prévues par EDF ne sont pas pleinement satisfaisantes, ce qui l'amène à formuler une recommandation.

## 1.7. AUGMENTATION DE LA PRESSION DES ACCUMULATEURS RIS<sup>22</sup>

Afin d'avancer l'instant d'injection d'eau borée dans le circuit primaire à court terme dans la situation d'accident de perte de réfrigérant primaire engendrée par une brèche « intermédiaire », et ainsi de limiter le temps de découverture du cœur et la hausse de température de gaine du combustible, EDF prévoit une augmentation de la pression des accumulateurs RIS. Augmenter la pression induit toutefois un risque de fuite au niveau des soupapes de protection des accumulateurs. Pour pallier ce risque, EDF prévoit l'installation d'un disque de rupture en amont de chaque soupape de protection.

EDF a indiqué qu'il existe un risque de rupture du disque en exploitation normale, étant donné la faible marge entre la pression maximale des accumulateurs RIS en exploitation et la pression minimale de rupture du disque. EDF a donc choisi d'équiper la monture du disque d'un capteur de pression permettant de vérifier l'intégrité du disque. **L'IRSN considère que l'ajout d'un dispositif supplémentaire (le disque de rupture) introduit un risque nouveau (la rupture intempestive du disque) et requiert un moyen de surveillance (le capteur de pression). Cet ensemble vient compliquer l'exploitation.**

En outre, si la membrane du disque de rupture venait à rompre, elle serait entraînée vers la soupape et pourrait gêner son fonctionnement. Cette rupture peut avoir lieu lors d'opérations en exploitation, comme indiqué ci-dessus, mais aussi du fait du vieillissement du matériau si la membrane se fragilise avec le temps. EDF a indiqué que la durée de vie de la membrane est bien supérieure au nombre de cycles de fonctionnement auxquels elle sera soumise dans les conditions d'exploitation des accumulateurs RIS. Cependant, EDF n'a pas été en mesure de démontrer que la pression d'éclatement sera garantie pour toute la durée de vie de la membrane faute de retour d'expérience. **Selon l'IRSN, il existe un risque qu'un éclatement de la membrane, non détecté lors d'un appoint en eau et en azote<sup>23</sup> en exploitation, conduise à générer des fragments susceptibles d'entraver le bon fonctionnement de la soupape.**

L'IRSN considère que, pour répondre à l'objectif associé à cette modification, une solution qui consiste à modifier les soupapes de protection ou à les remplacer aurait dû être étudiée en priorité. EDF a précisé à cet égard que le remplacement des soupapes actuelles par des soupapes pilotées a été étudié, mais que cette solution n'a pas

<sup>22</sup> RIS : Système d'injection de sécurité.

<sup>23</sup> L'azote est un gaz neutre qui est utilisé pour pressuriser les accumulateurs.

été retenue, faute de temps avant le déploiement des modifications de la phase B des VD4 900. L'IRSN rappelle que l'augmentation de la pression des accumulateurs RIS des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey à une valeur identique à celle prévue dans le cadre de la présente modification a été réalisée il y a plus de 10 ans et qu'elle n'a pas nécessité l'installation d'un disque de rupture. Il existe bien des soupapes étanches à la pression maximale des accumulateurs, installées sur des réacteurs nucléaires en exploitation.

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Augmentation de la pression des accumulateurs RIS » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise introduit une régression de la sûreté du fait des risques et de la complexité qu'elle introduit et formule à cet égard la Recommandation n° 6 présentée en annexe 1.**

## **1.8. INSTRUMENTATION DE MESURE ANALOGIQUE EN PISCINE BK**

EDF souhaite installer un capteur analogique du niveau d'eau dans la piscine du BK afin de permettre, en situation de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques à la suite d'une agression externe d'intensité ND, le pilotage de l'appoint à la piscine pendant 15 jours. Ce capteur, alimenté électriquement par le DUS, permettra de connaître en salle de commande le niveau de la piscine dans le BK ainsi que la vitesse d'évolution de ce niveau.

Afin de s'assurer du bon fonctionnement du capteur dans différentes conditions, EDF a réalisé des essais, qui ont démontré l'absence d'impact de la cristallisation du bore sur la mesure réalisée par le capteur. Ces essais ont toutefois mis en avant l'absence d'un joint au niveau du convertisseur. De nouveaux essais, en présence du joint, doivent être réalisés. Dans l'attente de ces nouveaux essais, les convertisseurs seront placés dans un coffret étanche.

La réalisation de mouvements d'eau dans la piscine du BK induisant un risque de découvrage des assemblages de combustible qui y sont entreposés, les essais de requalification consisteront à vérifier la cohérence entre le niveau réel de la piscine et celui affiché en salle de commande. Puis, le calcul et la retransmission en salle de commande de la vitesse d'évolution seront vérifiés via l'injection d'un signal connu.

Dans le chapitre IX des RGE, EDF a prescrit un contrôle d'étalonnage du capteur analogique installé, une validation fonctionnelle de ce capteur, ainsi qu'une vérification de la retranscription en salle de commande de la vitesse de vidange et du niveau de la piscine BK. EDF complétera le chapitre IX des RGE pour indiquer que l'évolution de l'affichage de la vitesse de vidange de la piscine doit également être contrôlée lors d'une vidange réelle de la piscine BK.

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Instrumentation de mesure analogique en piscine BK » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté.**

## **1.9. ABAISSEMENT DE LA DROITE DE BLOCAGE DU GROUPE R À LA SUITE DE L'INTÉGRATION DES LAMES D'EAU DANS LES ÉTUDES DE SÛRETÉ**

En tenant compte de la déformation des assemblages de combustible dans les études du rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe, EDF a constaté que les résultats de l'étude de la chute de grappes pour la gestion Parité MOX ne respectent pas les critères de sûreté. Par conséquent, afin de restaurer des marges, EDF prévoit notamment un abaissement de la droite de blocage<sup>24</sup> du groupe R afin de limiter son extraction dans le cas d'un transitoire de chute de grappes.

---

<sup>24</sup> La droite de blocage du groupe R est une limite physique dans le diagramme de pilotage qui a pour objectif de bloquer l'extraction du groupe R (de régulation de température) pour certains transitoires, lorsque cette extraction génère un risque d'endommagement du combustible.

La modification matérielle consiste à modifier le réglage de trois sommateurs du SIP<sup>25</sup> protection contenus dans les armoires de régulation générale : ils seront extraits de leurs armoires respectives, déposés sur un banc de réglage, réglés, puis remis en place. À l'issue de la modification, le testeur SIP sera utilisé, d'une part, pour la réalisation des essais de requalification élémentaires afin de valider le bon réglage des sommateurs via un contrôle d'étalonnage et, d'autre part, pour l'essai de requalification fonctionnelle afin de vérifier que les valeurs en sortie des sommateurs destinées à être traitées par les chaînes de protection «  $\Delta T$  température élevée<sup>26</sup> » et «  $\Delta T$  surpuissance<sup>27</sup> » sont correctes.

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Abaissement de la droite de blocage du groupe R à la suite de l'intégration des lames d'eau dans les études de sûreté » ne génère pas de risque de régression sur la sûreté.**

## 1.10. DÉTECTION D'UNE SITUATION DE H1 ND

Pour chaque réacteur, deux capteurs de pression, situés aux bornes des échangeurs RRI/SEC<sup>28</sup>, permettent de détecter, pour chaque voie :

- une différence de pression anormalement élevée significative d'un colmatage des échangeurs RRI/SEC coté eau brute ;
- une différence de pression anormalement basse significative d'un dysfonctionnement des pompes SEC.

Afin de mettre à disposition de l'opérateur l'information de la survenue d'une situation H1 dans le cas d'une agression extrême de type ND, les quatre capteurs de pression existants mentionnés ci-dessus seront remplacés par du matériel robuste au SND. Un voyant sera ajouté sur le pupitre dédié au ND (PSCC) situé en salle de commande afin d'informer les opérateurs de l'entrée en situation H1 ND.

Concernant l'impact sur le chapitre III des RGE, dans la mesure où les quatre capteurs de perte de charge mentionnés supra ne sont pas redondants, ils doivent tous être disponibles pour pouvoir considérer l'ICPA correspondante disponible. À ce titre, EDF s'est engagé à préciser, dans le tableau des ICPA ND, que la perte totale de cette information survient dès que l'un des quatre capteurs est défaillant.

Concernant la vérification de l'apparition du voyant représentatif d'une situation H1 ND, l'ensemble de la logique d'apparition de ce voyant est testé lors des essais périodiques réalisés au titre du chapitre IX des RGE. Au cours de la présente expertise, EDF s'est engagé à spécifier que l'essai d'apparition du voyant au PSCC doit permettre de tester la totalité des combinaisons de signaux qui sont susceptibles d'être émis lors d'une situation H1.

**À l'issue de son expertise, l'IRSN considère que la modification « Détection d'une situation H1 ND » telle que déposée par EDF et complétée au cours de l'expertise ne génère pas de risque de régression de la sûreté.**

## 2. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES – CHAPITRE III DES RGE (SPÉCIFICATIONS TECHNIQUES D'EXPLOITATION)

Ce chapitre rassemble les conclusions de l'analyse de l'impact sur les STE des modifications documentaires présentées par EDF dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du palier CPY, en particulier :

<sup>25</sup> SIP : système d'instrumentation processus affecté à la protection du réacteur.

<sup>26</sup>  $\Delta T$  température élevée : la protection  $\Delta T_{Te}$  a pour rôle de protéger le cœur contre la crise d'ébullition, en particulier pour les transitoires conduisant à des augmentations de température ou des diminutions de pression dans le circuit primaire.

<sup>27</sup>  $\Delta T$  surpuissance : la protection  $\Delta T_{Sp}$  a pour rôle de protéger le cœur contre les surpuissances linéiques, en particulier pour les transitoires conduisant à des excursions de puissance.

<sup>28</sup> SEC : système d'eau brute secours.

- la déclinaison dans les STE des principes liés à l'introduction de nouveaux matériels constitutifs du noyau dur (appoint SEG à la piscine BK, PTRbis, DUS...);
- les modifications induites par la déclinaison de la transposition, aux réacteurs de 900 MWe, de l'étude de certaines conditions de fonctionnement de référence de l'EPR de Flamanville relatives à la piscine d'entreposage du combustible.

## 2.1. CONDUITE NOYAU DUR

### 2.1.1. Ordre de démarrage de l'ASG Noyau Dur

En phase B du RP4 900, la disposition ASG-ND (décrite au §1.4) est valorisée lorsque le circuit primaire est pressurisable, afin de maintenir le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur par les GV en cas d'agression extrême d'intensité Noyau Dur. Par conséquent, EDF introduit dans les STE des réacteurs du palier CPY une nouvelle prescription générale demandant la disponibilité de la disposition ASG-ND dans les domaines d'exploitation où elle est valorisée. Un événement de groupe N est associé au non-respect de cette prescription.

De plus, EDF ajoute des éléments au chapitre « Définitions » des STE permettant à l'exploitant de statuer sur la disponibilité de cette disposition. Ces éléments concernent notamment la disponibilité du démarrage automatique de l'ASG ND (logique en 2/3) sur atteinte du seuil « bas niveau GV » en situation H3. L'IRSN a relevé que, pour cette logique de démarrage, EDF ne traite que les états du réacteur dans lesquels les STE requièrent la disponibilité des trois GV. Or, la disposition ASG ND est également valorisée dans les domaines d'exploitation où un ou deux GV sont requis disponibles. À cet égard, au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à faire évoluer le chapitre « Définitions » afin de requérir la disponibilité du signal de démarrage automatique de l'ASG ND lorsque deux ou trois GV sont requis. Lorsqu'un seul GV est requis, EDF considère que l'automatisme de démarrage de la disposition ASG ND n'est pas nécessaire compte tenu du délai dont dispose l'opérateur pour mettre en service manuellement la motopompe ASG ND avant la vidange du GV requis<sup>29</sup>. Cependant, EDF n'a apporté aucun élément permettant de garantir l'accès aux locaux électriques nécessaire à la réalisation de cette action dans les conditions dégradées que pourrait engendrer une agression extrême d'intensité Noyau Dur. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 7 présentée en annexe 1.**

### 2.1.2. Disposition PTRbis

Le système PTRbis permet un refroidissement en circuit fermé de la piscine d'entreposage des assemblages de combustible située dans le BK en situation d'agression d'intensité noyau dur. Le BK n'étant pas confiné, il est souhaitable de mettre en œuvre au plus tôt le refroidissement en circuit fermé, afin de mettre fin à des rejets radioactifs depuis le BK vers l'environnement. En cas d'indisponibilité du système PTRbis, la conduite à tenir proposée par EDF consiste en une réparation sous un mois. Or, la disponibilité de la partie fixe du PTRbis ne dépendant que de la disponibilité de six organes de robinetterie, un délai de réparation d'un mois n'est pas justifié. De plus, quatre de ces six organes étant situés à l'intérieur du BK, leur réparation serait compromise en situation accidentelle consécutive à une situation noyau dur, du fait notamment d'une d'ambiance dégradée. Aussi, l'IRSN estime que l'indisponibilité du système PTRbis en tant que disposition du Noyau Dur doit relever d'un événement de groupe N dont la conduite à tenir doit être la réparation de sous 7 jours, en cohérence avec la doctrine afférente aux moyens du ND.

<sup>29</sup> Dans les configurations où un seul GV est requis, les STE en vigueur sur les réacteurs du palier CPY autorisent le débrogage de la cellule électrique de la motopompe ASG requise, afin d'éviter une mise en pression intempestive du circuit secondaire liée à son démarrage. Dans ces configurations, la cellule électrique, valorisée ND, de la motopompe ASG-ND sera également débrogée.

EDF ne fait par ailleurs pas de distinction entre les domaines d'exploitation allant de RP à l'API SO<sup>30</sup> d'une part, et APR<sup>31</sup> et RCD<sup>32</sup> d'autre part ; or, la puissance résiduelle entreposée étant bien plus importante dans ces deux derniers domaines, l'ébullition de la piscine interviendrait d'autant plus rapidement en cas d'agression ND. La mise en service du PTRbis permettrait d'arrêter au plus tôt l'ébullition. Ainsi, l'IRSN considère que la maintenance préventive du système PTRbis doit être exclue dans ces deux domaines et qu'une prescription particulière doit être créée pour les domaines d'exploitation allant de RP à API SO afin d'encadrer la maintenance du système PTRbis.

**Ces points font l'objet de la Recommandation n° 8 présentée en annexe 1.**

### **2.1.3. Alimentations électriques : Maintenance préventive du DUS et des tableaux électriques de haute et moyenne tension du ND**

En phase A du RP4 900, la maintenance préventive du DUS, nécessaire dans des situations relevant du domaine complémentaire et de la gestion des accidents graves, est autorisée dans le domaine d'exploitation RP, sous réserve du respect de plusieurs mesures palliatives, ainsi que dans les domaines APR et RCD, sans contrainte particulière.

En phase B, le DUS est, de plus, nécessaire dans les situations relevant du noyau dur. La maintenance préventive du DUS n'est désormais autorisée qu'en RP, sous couvert de la prescription particulière introduite en phase A. Parmi les dispositions du ND que le DUS doit pouvoir alimenter dans le domaine d'exploitation RP, certaines nécessitent une mise en œuvre sous des délais contraignants, voire incompatibles avec une action manuelle. Étant donné que la consignation du DUS dans ce domaine d'exploitation met en défaut le démarrage dans le délai imparti de la disposition ASG ND, qui nécessite dès lors une réalimentation manuelle depuis le DUS du réacteur apparié, l'IRSN considère que les STE doivent être complétées afin qu'elles autorisent d'effectuer la maintenance préventive du DUS lorsque le réacteur est à l'arrêt. Il est d'ailleurs préférable que cette activité de maintenance soit programmée lorsque le réacteur est à l'arrêt, l'enjeu de sûreté associé à l'indisponibilité du DUS étant moindre. Dans chacun des domaines d'exploitation concernés par cette modification, des mesures palliatives devront être définies pour encadrer cette activité, adaptées à l'impact sur la sûreté induit par l'indisponibilité du DUS.

Par ailleurs, la disponibilité des tableaux électriques de haute et moyenne tension du ND est désormais requise dans tous les domaines d'exploitation. EDF propose que leur maintenance préventive soit effectuée dans les domaines d'exploitation APR ou RCD, moyennant plusieurs mesures palliatives, mais sans que les manutentions de combustible ne soient interdites. Néanmoins, la consignation de certains de ces tableaux induirait un risque de découverture de l'assemblage de combustible en cours de manutention en cas de brèche sur la ligne d'aspiration PTR, car le moyen d'isolement de la piscine du BK depuis la salle de commande serait rendu inopérable. L'IRSN estime que la maintenance préventive de ces tableaux doit dès lors être effectuée en dehors de toute manutention de combustible.

**Ces points font l'objet de la Recommandation n° 9 présentée en annexe 1.**

### **2.1.4. Alimentations électriques : batteries**

Dans le domaine d'exploitation RCD, les capteurs assurant la surveillance du niveau d'eau dans la piscine BK nécessaires à la conduite Noyau-Dur sont alimentés via un tableau pour lequel l'indisponibilité de la batterie associée n'est redevable que d'un événement de groupe 2. En cohérence avec le rôle en conduite ND assuré par

---

<sup>30</sup> API SO : Arrêt pour intervention, circuit primaire suffisamment ouvert.

<sup>31</sup> APR : Arrêt pour rechargement.

<sup>32</sup> RCD : Réacteur complètement déchargé.

ce tableau, l'indisponibilité de la batterie associée devrait être redevable d'un événement de groupe N. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 10 présentée en annexe 1.**

### **2.1.5. Informations pour la conduite post-accidentelle relatives au Noyau Dur : indisponibilités des ICPA ND permettant l'entrée en conduite ND**

Les dispositions du noyau dur sont les moyens de préserver la sûreté de l'installation en cas d'agression extrême, ces agressions étant susceptibles d'engendrer une situation H1, H3 ou H1 et H3 cumulées. Les informations nécessaires à la conduite de l'installation après qu'elle ait subi une situation de type noyau dur sont identifiées et désignées en tant qu'informations pour la conduite post-accidentelle en situation de noyau dur (ICPA ND).

La conduite à tenir du réacteur en cas d'indisponibilité d'une ICPA ND requiert, dans tous les cas, la réparation du matériel concerné sous sept jours. Cependant, pour l'IRSN, les informations ICPA ND ne sont pas toutes équivalentes et la perte de certaines ICPA ND est plus pénalisante pour la sûreté que la perte d'autres informations. À cet égard, l'entrée dans la conduite ND repose sur trois signaux permettant l'identification d'une telle situation. Ces informations sont portées par les ICPA ND de détection d'un séisme significatif, d'une situation H1 ou d'une situation H3. Pour l'IRSN, une conduite à tenir plus sévère qu'une réparation sous sept jours doit être associée à l'indisponibilité d'une ou de plusieurs de ces trois ICPA ND. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 11 présentée en annexe 1.**

## **2.2. CONDITIONS DE FONCTIONNEMENT DE RÉFÉRENCE DE L'EPR DE FLAMANVILLE RELATIVES AU BK TRANSPOSÉES AUX RÉACTEURS DU PALIER CPY**

Dans le cadre de la phase B du RP4 des réacteurs du palier CPY, quatre situations de vidange accidentelle ou de perte de refroidissement de la piscine BK, spécifiques aux configurations d'exploitation pour lesquelles le tube de transfert est fermé, sont analysées, et ce avec des règles d'étude cohérentes avec celles du domaine de dimensionnement, notamment en prenant en compte un aggravant. Ces évolutions du RDS font suite à une étude réalisée par EDF à la demande de l'ASN [9], consistant à transposer aux réacteurs de 900 MWe l'étude de certaines conditions de fonctionnement de référence de l'EPR de Flamanville (conditions PCC BK). Les fonctions nécessaires pour éviter des conséquences inacceptables à la suite de ces initiateurs sont : en cas de rupture de la ligne d'aspiration du circuit PTR depuis la piscine BK, la fonction d'isolement automatique de cette ligne par rapport à la piscine BK et, pour les quatre initiateurs considérés, la mise en service manuelle d'un appoint à la piscine BK. La prise en compte de l'aggravant dans ces études amène à mettre en place, pour chacune de ces fonctions, deux moyens redondants indépendants (voir aussi le § 1.6 supra).

La déclinaison de ces études dans les STE a conduit EDF à proposer de classer en groupe 1 la perte totale de chaque fonction et de classer en groupe 1 ou groupe 2 la perte de redondance, en fonction du surcroît de risque induit par cette perte de redondance, de manière similaire à ce qui est fait pour le domaine complémentaire.

L'IRSN rappelle que ces initiateurs PCC BK ont déjà été étudiés en phase A du RP4 CPY avec les règles du domaine complémentaire et que les exigences d'exploitation considérées nécessaires à l'issue des évaluations probabilistes sont déjà applicables aux réacteurs du palier CPY. Si, en phase B du RP4 CPY, ces initiateurs sont étudiés de nouveau, c'est pour mener cette étude selon une démarche déterministe, cohérente avec celle du domaine de dimensionnement<sup>33</sup>, compte tenu du fait que ces initiateurs relèvent de « défaillances uniques ». Ceci correspond à l'objectif défini par EDF, au stade des orientations du quatrième réexamen périodique, de

<sup>33</sup> La démarche spécifique au domaine complémentaire conduit, pour la définition des exigences d'exploitation associées aux dispositions étudiées, à prendre en compte leur poids probabiliste considérant la fréquence de l'initiateur pallié par la disposition et les probabilités de défaillance des éventuelles lignes de défense redondantes à la disposition. A contrario, la démarche déterministe postule l'initiateur et un aggravant et vérifie que les missions nécessaires pour amener et maintenir le réacteur dans l'état sûr restent assurées. Par la suite, les exigences d'exploitation sont définies de manière à garantir un haut niveau de disponibilité des moyens valorisés dans la démonstration de sûreté, au titre de la prise en compte de l'aggravant ou des missions à assurer.

renforcement de la sûreté des réacteurs en exploitation pour s'approcher du niveau de sûreté des réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération. L'IRSN estime par conséquent nécessaire que la règle générale soit le classement en groupe 1 de l'indisponibilité totale et de l'indisponibilité partielle de chaque fonction nécessaire pour éviter les conséquences inacceptables à la suite de l'un des initiateurs PCC BK, les exceptions à cette règle devant être dûment justifiées par des analyses fonctionnelles<sup>34</sup>. Cette règle devra figurer dans le chapitre « Généralités » des STE. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 12 présentée en annexe 1.**

Dans le cadre de la présente expertise, l'IRSN a décliné pour toutes les configurations d'exploitation le principe énoncé supra. À ce titre, l'IRSN a identifié les situations pour lesquelles les délais disponibles avant le découvrage des assemblages de combustible manutentionnés ou entreposés en piscine BK en situation accidentelle seraient suffisants pour pouvoir considérer possible, avec un haut niveau de confiance, la récupération du moyen d'appoint ou d'isolement initialement indisponible ou la mise en œuvre d'un autre moyen en substitution. Pour ces situations, la proposition d'EDF de classer en groupe 2 ces indisponibilités partielles a été considérée satisfaisante, tandis que, pour toutes les autres situations où le délai est moindre, l'IRSN considère nécessaire que les STE soient renforcées. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 13 présentée en annexe 1.**

### 3. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE VI DES RGE (CONDUITE INCIDENTELLE - ACCIDENTELLE)

Les évolutions du chapitre VI des RGE, effectuées dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du palier CPY, n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN en dehors de celles formulées ci-dessous ainsi que dans le paragraphe 5.2 pour ce qui concerne la conduite incidentelle accidentelle applicable en situation Noyau Dur.

#### 3.1. INFORMATIONS DU PSEUDO-SYSTÈME SRRC

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

L'introduction du pseudo-système SRRC dans les STE a déjà fait l'objet d'une expertise de l'IRSN, et ce dans le cadre de l'instruction du DA RGE VD2 N4 [11]. L'analyse réalisée par l'IRSN ayant un caractère générique, certaines réserves formulées à l'issue de cette analyse ont été maintenues au terme de l'expertise du DA VD4 900 CPY Phase A et se sont traduites par deux recommandations [1]. Aucun élément nouveau n'ayant été apporté par EDF dans le cadre de la présente expertise, **l'IRSN maintient ces recommandations, qui sont rappelées dans l'annexe 2.**

#### 3.2. SITUATIONS H3 EN API SO

En cas de situation H3 survenant dans l'état API SO, le circuit primaire s'échauffe sous l'effet de la puissance résiduelle. Il en résulte une perte d'inventaire en eau primaire par les ouvertures du circuit primaire. Cette situation pourrait, sans mise en service d'un appoint par l'opérateur, entraîner le découvrage du cœur.

---

<sup>34</sup> Les études PCC BK considèrent la prise en compte d'un aggravant. Pour en tenir compte, dans la déclinaison dans les STE de ces études, un événement de groupe 1 doit être associé à la perte partielle d'une fonction. Toutefois, un déclassement en groupe 2 est envisageable dès lors que la récupération du moyen d'appoint ou d'isolement initialement indisponible ou la mise en œuvre d'un autre moyen en substitution est possible, avec un haut niveau de confiance, avant l'atteinte des conséquences inacceptables.

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'étude de sûreté associée au transitoire H3 en état API SO a été révisée et valorisée, dorénavant, l'appoint par le système d'injection prévu au titre du Noyau Dur (EAS-u), les autres moyens d'appoint ne permettant pas de prévenir le découvrément du cœur. EDF a donc donné la priorité à cet appoint dans la conduite incidentelle accidentelle.

**L'IRSN estime acceptable, dans les états où le circuit primaire est initialement suffisamment ouvert en situation H3, la nouvelle priorisation dans la conduite incidentelle accidentelle des moyens d'appoints proposée par EDF.**

Les éléments présentés par EDF lors de l'expertise n'ont toutefois pas été jugés suffisants par l'IRSN pour démontrer que la mise en service de l'appoint par la pompe EAS-u aurait bien lieu avant le découvrément du cœur (1h30). À cet égard, l'IRSN estime qu'EDF doit revoir la structure documentaire de la CIA en situation H3 en priorisant la mise en œuvre d'un appoint plutôt que la gestion de la perte des tableaux électriques.

**Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 14 présentée en annexe 1.**

### **3.3. OUVERTURE DE LA LIGNE U5 EN API SO**

Dans l'état API SO, en cas de perte de la source froide (situation H1), la puissance résiduelle est évacuée hors du circuit primaire via ses ouvertures. Ceci conduit à une montée en pression et en température dans l'enceinte de confinement ; les matériels présents dans l'enceinte pourraient alors être exposés à des conditions d'ambiance en dehors de leur profil de qualification. La parade actuellement valorisée dans cette situation consiste à limiter la pression dans l'enceinte à une valeur de 3 bars absolus par l'ouverture du dispositif d'éventage-filtration de l'enceinte (dispositif U5). En amont de la mise en œuvre de cette parade, un changement de configuration du dispositif U5 (dépose du diaphragme initialement en place et installation d'un diaphragme dédié à la gestion de cette situation) s'avère nécessaire. La décision de mettre en œuvre cette disposition revient à l'équipe de crise.

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, EDF prévoit d'introduire cette parade dans les procédures de conduite incidentelle et accidentelle. Elle serait mise en œuvre systématiquement par les opérateurs, en API SO, dès l'identification des situations H1, mais également des situations H3.

Pour l'IRSN, ce choix (mise en œuvre systématique de la disposition) induit un risque de régression de la sûreté. En effet, en cas de dégradation de la situation accidentelle vers l'accident grave, il convient de remettre le dispositif U5 dans sa configuration initiale. EDF ayant pris un certain nombre d'engagements visant à limiter ce risque, **l'évolution de conduite proposée par EDF n'appelle plus de remarque de la part de l'IRSN.**

### **3.4. QUALIFICATION DES MATÉRIELS EN SITUATIONS H1 ET H3 EN API SO**

L'expertise a mis en évidence que le niveau de qualification des matériels (systèmes et capteurs), soumis aux conditions d'ambiance de l'enceinte de confinement en situation H1 ou H3 en API SO, valorisés dans la conduite APE, n'était pas justifié. Pour répondre à cette problématique, EDF s'est engagé à transmettre une justification de leur qualification. En cas de niveau de qualification de ces matériels insuffisant, EDF s'engagerait dans une démarche d'extension de qualification des matériels concernés, qui aboutirait au plus tard à l'échéance de la phase B Complément. **L'IRSN considère cet engagement acceptable.**

## **4. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES - CHAPITRE IX DES RGE (ESSAIS PÉRIODIQUES)**

Les évolutions du chapitre IX des RGE, effectuées dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du palier CPY, n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN, en dehors des remarques formulées ci-après.

## 4.1. ICPA « VOLUME INJECTÉ EAS-U »

L'ICPA « mesure du volume EAS<sup>35</sup> injecté par la pompe EAS ND » est élaborée à partir du capteur de débit EAS-u et d'un intégrateur sur le temps permettant de retransmettre le volume injecté à un enregistreur situé au PSCC en salle de commande. Ce capteur faisant déjà l'objet d'essais périodiques au titre du chapitre IX des RGE dès la VD4 phase A, à savoir un contrôle d'étalonnage et une validation fonctionnelle associés à des critères de groupe A<sup>36</sup>, EDF estime que ces essais sont suffisants pour garantir son fonctionnement. **Pour ce qui est de l'enregistreur, EDF estime que la surveillance exercée plusieurs fois par jour par les opérateurs en salle de commande est suffisante pour vérifier sa disponibilité.**

L'IRSN rappelle que la mesure de débit réalisée par le capteur de l'EAS-u n'est pas vérifiée sous écoulement, car ce capteur est situé sur le tronçon d'injection vers le circuit primaire qui n'est pas alimenté en eau lors des EP courants<sup>37</sup>. De plus, lors de l'EP décennal d'injection de l'EAS-u vers le circuit primaire, ce capteur est remplacé par un capteur d'essai. Enfin, le contrôle de validation fonctionnelle de ce capteur, de périodicité un cycle, est réalisé par une vérification de son « zéro physique<sup>38</sup> », c'est-à-dire sans débit. **Au vu de ces éléments, l'IRSN constate que la localisation de ce capteur ne permet pas de vérifier la mesure de débit en dynamique (sous écoulement).**

Concernant l'enregistreur, la pompe EAS-u n'est pas en service en fonctionnement normal et seul l'affichage d'un débit nul sera observé par les opérateurs. La surveillance effectuée permet de vérifier que l'enregistreur est alimenté électriquement, mais elle ne permettra pas de garantir la bonne retransmission de la valeur du volume d'eau injecté en cas de mise en service de l'EAS-u.

Ces éléments mettent en évidence que les essais prévus par EDF ne sont pas suffisants pour garantir les disponibilités du capteur de débit EAS-u et de l'enregistreur situé au PSCC. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 15 présentée en annexe 1.**

## 4.2. SYSTÈME ETY

Le dispositif U5 a pour but d'éviter, en cas d'AG<sup>39</sup>, la ruine de l'enceinte par montée lente de la pression en effectuant des rejets contrôlés par un dispositif de filtration passif. Le système de préchauffage a pour rôle de se prémunir du risque d'explosion lié à la présence d'hydrogène avant l'ouverture du dispositif U5, par sa mise en service dès l'entrée en accident grave, soit 24 heures au moins avant l'ouverture du dispositif.

Dès la VD4 phase A du palier CPY, la disponibilité du filtre U5 (préchauffage, filtration et décompression de l'enceinte de confinement) est requise par les STE dans les domaines d'exploitation RP à API au titre de la prise en compte des AG. Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'ouverture du filtre U5 est également valorisée dans le domaine API SO en tant que nouvelle disposition complémentaire (DC) pour limiter les conséquences des situations H1 et H3. Dans le cadre de la présente expertise, EDF a précisé que les matériels associés à la fonction de filtration U5 sont déjà requis pour assurer une fonction de sûreté et font donc déjà l'objet d'EP au titre du chapitre IX des RGE. **EDF estime donc que la nouvelle valorisation de la fonction filtration/décompression de l'enceinte de confinement par le filtre U5 en phase B ne remet pas en cause les EP déjà prescrits et qu'aucune évolution n'est nécessaire.**

<sup>35</sup> EAS : Système d'aspersion dans l'enceinte.

<sup>36</sup> Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté.

<sup>37</sup> EP réalisés tous les quatre mois et à chaque cycle, pendant lesquels la pompe EAS-u est en fonctionnement sur sa ligne de débit nul.

<sup>38</sup> Contrôle de la valeur électrique délivrée par le capteur dans des conditions aussi proches que possible des conditions réelles de fonctionnement, c'est-à-dire lorsque le circuit est en pression et en température, pour une valeur connue du paramètre physique mesuré par le capteur.

<sup>39</sup> AG : Accident grave.

Pour ce qui concerne la fonction de préchauffage de la ligne U5, l'IRSN souligne que, en cas de non-manœuvrabilité du clapet situé au refoulement du circuit de préchauffage, cette fonction sera indisponible rendant impossible le conditionnement thermique du filtre U5. L'IRSN estime ainsi que le critère de groupe B<sup>40</sup> associé au contrôle de la manœuvrabilité et de l'étanchéité de ce clapet n'est pas adapté et qu'il devrait s'agir d'un critère de groupe A. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 16 présentée en annexe 1.**

### 4.3. SYSTÈME JPX

Dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du palier CPY, le chapitre VI des RGE est complété pour introduire la possibilité de réaliser un appoint à la piscine BK par le système de lutte contre l'incendie (JP) du réacteur appairé en cas d'échec de la mise en œuvre du système JP du réacteur. **Toutefois, le débit d'appoint requis pour alimenter la piscine BK par le système JP du réacteur appairé n'est pas vérifié lors d'un essai fonctionnel.** Selon EDF, cette absence d'essai est justifiée entre autres par la capacité des pompes du circuit de lutte contre l'incendie à fournir un débit notablement supérieur au débit requis d'appoint à la piscine BK et par les faibles pertes de charge du circuit d'acheminement de l'eau, malgré des longueurs de tuyauteries qui peuvent atteindre une centaine de mètres selon les sites.

L'IRSN rappelle que toute valorisation d'une modification intellectuelle sur un réacteur nécessite une requalification fonctionnelle. Toutefois, compte tenu des justifications apportées par EDF lors de la présente expertise, l'IRSN considère qu'une requalification pour un seul réacteur pourrait être acceptable si l'ensemble des hypothèses d'EDF (pertes de charges, débit...) était vérifié lors de cet essai, dès lors que les pertes de charge de la ligne testée sur ce réacteur sont enveloppées de celles des autres réacteurs de 900 MWe du palier CPY. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 17 présentée en annexe 1.**

### 4.4. SYSTÈME PTR

Dans le cadre de la Phase B du RP4 des réacteurs du palier CPY, le système PTR bis<sup>41</sup> est valorisé en situation ND pour le refroidissement en circuit fermé des piscines BK. **Les évolutions des essais périodiques du système PTR, liées au système PTR bis, n'appellent pas de remarque de l'IRSN sauf pour ce qui concerne un clapet à battant situé sur la ligne de refoulement commune aux systèmes SEG<sup>42</sup> et PTR bis et qui ne fait pas l'objet d'un essai de manœuvrabilité.** EDF justifie l'absence d'essai de manœuvrabilité par la technologie du clapet, les conditions d'ambiance, puisque les tuyauteries sont vidangées après les essais périodiques, et le fait qu'une manœuvre de ce clapet sera réalisée tous les dix cycles lors de sa maintenance préventive.

Pour l'IRSN, un blocage du battant de ce clapet remettrait notamment en cause le débit requis d'eau du système SEG. Par ailleurs, les conditions de conservation des équipements, et donc de ce clapet, peuvent conduire à des phénomènes, comme du grippage, même s'ils sont a priori exclus du fait du choix des matériaux<sup>43</sup>. L'IRSN estime donc qu'une périodicité de dix cycles pour le contrôle de la manœuvrabilité de ce clapet n'est pas adaptée à

<sup>40</sup> Sont classés en groupe B les critères d'essais dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans que pour cela ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, systématiquement remises en cause pendant la durée de la mission.

<sup>41</sup> Le module de refroidissement mobile PTR bis est acheminé sur site, connecté et mis en service par la force d'action rapide nucléaire d'EDF (appelée FARN), sur demande de l'organisation nationale de crise. Ce module permet d'évacuer la puissance résiduelle de la piscine en circuit fermé.

<sup>42</sup> Pour rappel, ce clapet a été installé dans le cadre d'une modification matérielle antérieure liée à l'installation des tuyauteries de raccordement du système PTR bis. Celui-ci étant situé sur la ligne de refoulement commune aux systèmes SEG et PTR bis, l'ouverture du battant de ce clapet et sa fermeture sont donc nécessaires pour le fonctionnement de ces deux systèmes.

<sup>43</sup> Lors d'une inspection de l'ASN sur le site de Flamanville en 2022, il a été constaté que les vannes d'une division d'une lance à incendie étaient impossibles à manœuvrer du fait d'une corrosion interne importante, alors que le matériau constitutif n'est en principe pas sensible à la corrosion.

l'enjeu de sûreté que représente un blocage du battant de ce clapet. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 18 présentée en annexe 1.**

## 5. MODIFICATIONS DOCUMENTAIRES – MODIFICATIONS INTELLECTUELLES

Les modifications intellectuelles associées au DA VD4 900 CPY Phase B n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN, en dehors des remarques formulées ci-après.

### 5.1. PNMI 1029

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, EDF a soumis à autorisation la modification PNMI 1029 Tome A « Évolutions intellectuelles notables à autorisation – Agressions ». Conformément à la saisine de l'ASN [7], l'IRSN a analysé les volets relatifs aux agressions « tornade » et « inondation externe « noyau dur » ».

Les caractéristiques des tornades retenues par EDF, pour le niveau de référence et le niveau « noyau dur », sont conformes aux demandes de l'ASN formulées pour cette agression. De même, pour chacun des phénomènes d'inondation externe « noyau dur » à considérer - montée du niveau de la source froide et déversement direct sur la plate-forme, les scénarios d'inondation associés présentés par EDF sont conformes aux préconisations de l'IRSN et aux demandes de l'ASN.

L'IRSN a également examiné les éléments relatifs aux phénomènes naturels vent extrême et grêle associés à l'inondation externe « noyau dur ». En effet, l'ASN avait demandé à EDF en 2016 de justifier que l'impact des projectiles liés à la tornade « noyau dur » était enveloppe de l'impact généré par des grêlons ou par des projectiles induits par un vent extrême. Pour les projectiles générés par le vent extrême, l'IRSN a conclu, dans le cadre de l'expertise de la modification matérielle relative à la mise en place de protections passives de l'îlot nucléaire contre la tornade [10], que le caractère enveloppe du projectile de la tornade « noyau dur » n'était pas établi de manière systématique. De plus, dans le cadre de la présente expertise, EDF a pris l'engagement de mener des analyses complémentaires, afin de statuer sur la suffisance des protections contre la tornade « noyau dur » mises en place par EDF vis-à-vis de cibles potentiellement impactées par des grêlons.

### 5.2. PNMI 1030

La modification intellectuelle PNMI 1030 intitulée conduite Noyau dur (ND) comprend des évolutions qui sont en lien avec l'introduction du jeu de règles de conduite dite « conduite ND », prévu pour être appliqué après la survenue d'une situation d'agression extrême. Les stratégies de conduite portées par ce jeu prévoient dans la majorité des cas la prévention de la fusion du cœur du réacteur et du découverture des assemblages de combustible présents dans la piscine BK, en utilisant des moyens qualifiés ou robustes aux agressions extrêmes. Pour les autres cas, la conduite ND prévoit des stratégies afin de retarder au maximum la fusion du combustible.

En pratique, EDF introduit, dans le jeu de procédures CIA, la conduite ND sous forme de trois nouvelles règles de conduite appliquées par les opérateurs en salle de commande, et de la règle SPE-ND, dédiée à la surveillance permanente de l'état de l'installation.

Les évolutions des règles du chapitre VI des RGE pour intégrer la conduite ND suscitent les remarques suivantes de l'IRSN.

#### 5.2.1. Orientation de la conduite incidentelle et accidentelle vers la conduite ND

L'application de la conduite ND nécessite, après la survenue d'une agression extrême, que l'équipe de conduite soit en mesure de déterminer que l'état de l'installation relève de la conduite ND ; la conduite incidentelle et accidentelle classique doit alors être abandonnée. Avec le DA VD4 900 CPY phase B, EDF prévoit de modifier la CIA pour intégrer des critères d'orientation vers la conduite ND.

En particulier, EDF retient deux tests basés sur la présence concomitante des informations « séisme ND » et « signal H1 ND » (1<sup>er</sup> test), ou des informations « séisme ND » et « signal H3 ND » (2<sup>nd</sup> test). En effet, la présence concomitante d'un signal « séisme ND » et d'un signal symptomatique d'un désordre fonctionnel de l'installation caractérisé par le diagnostic d'une situation H1 ou H3 (réalisé avec une instrumentation ND) est significative d'un besoin de passage en conduite ND. Toutefois, l'IRSN estime que les critères d'application de la conduite ND ne doivent pas se limiter à utiliser la seule instrumentation ND pour caractériser la situation H1 ou H3, mais qu'ils doivent intégrer les signaux non ND de caractérisation de ces situations. En effet, leur présence concomitante au signal de séisme ND est soit caractéristique d'un impact sur l'installation conséquent faisant suite à l'agression extrême et donc justifie son traitement par la stratégie ND, soit symptomatique d'un dysfonctionnement du système de contrôle commande normal et, dans ce cas, l'application de l'APE serait inadaptée. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 19 présentée en annexe 1.**

Dans le DA VD4 900 CPY phase B, EDF a prévu de scruter les critères symptomatiques d'un besoin d'abandon de la conduite incidentelle et accidentelle classique au profit de la conduite ND, dans les règles de conduite qui traitent des situations incidentelles ou qui traitent des situations accidentelles initiées par une situation H3. Or l'IRSN a identifié qu'il était possible que, à la suite d'une agression extrême, l'équipe de conduite soit orientée, avant que la situation ND ne soit identifiée, vers des règles de conduite qui traitent des situations accidentelles autres que celles initiées par une situation H3. L'origine de cette orientation peut être liée à un besoin de gérer une petite brèche ou consécutive à un dysfonctionnement du système de contrôle commande normal entraînant l'application d'une procédure inadaptée à une situation ND. En conséquence, l'IRSN estime que, quelle que soit la règle de conduite incidentelle et accidentelle appliquée, il est nécessaire de prévoir des critères de réorientation vers la conduite ND. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 20 présentée en annexe 1.**

En complément des critères principaux qui permettent l'orientation vers la conduite ND, EDF prévoit un critère dit « filet » qui permet une réorientation vers la conduite ND en cas de concomitance d'un constat concerté de l'équipe de conduite d'un dysfonctionnement du système de contrôle commande normal, et de l'application de certaines règles particulières de conduite traitant d'agressions externes (inondation notamment) ou de la présence du signal représentatif d'un séisme majeur. Si ces conditions sont vérifiées, une comparaison d'informations issues des systèmes de contrôle commande ND et normal est réalisée au travers de l'application d'une fiche. En fonction du résultat, un passage en conduite ND est décidé. L'IRSN constate que la solution d'EDF est en recul par rapport à la définition du critère filet qui avait été élaborée au moment de l'expertise des principes de la conduite ND en 2017. En effet, par l'ajout du critère de constat concerté de l'équipe de conduite d'un dysfonctionnement du système de contrôle commande normal, pour le moins subjectif, EDF limite le recours à la comparaison d'informations issues des systèmes de contrôle commande ND et normal. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 21 présentée en annexe 1.**

### 5.2.2. Applicabilité des procédures lorsque le DUS du réacteur n'est pas disponible

Lorsque le DUS du réacteur n'est pas disponible (pour des raisons de maintenance notamment), les règles de conduite ND demandent la réalimentation du tableau LHC par le DUS du réacteur appairé, ce qui est satisfaisant. Toutefois, le traitement prévu par EDF de ce cas particulier ne garantit pas la réalisation des actions immédiates prescrites, du fait de la possibilité d'avoir une mise sous tension du tableau LHC tardive. **Ceci conduit l'IRSN à formuler l'Observation n° 3 présentée en annexe 3.**

### 5.2.3. Interface avec le GIAG

La règle de conduite SPE ND a notamment pour objectif de réorienter l'équipe de conduite vers l'application du guide d'intervention en accident grave (GIAG) sur la base de critères symptomatiques d'une dégradation de la situation vers la fusion du cœur, comme c'est le cas de la règle idoine appliquée dans la CIA classique. Or dans les états du réacteur pour lesquels les thermocouples du système d'instrumentation interne du cœur sont déconnectés, la règle SPE ND ne permet pas de détecter la nécessité d'entrer dans le GIAG au contraire de la CIA classique qui surveille l'activité dans l'enceinte. Cela est dû à l'absence de qualification aux conditions ND de cette information. **Ce point fait l'objet de la Recommandation n° 22 présentée en annexe 1.**

#### 5.2.4. Informations ND

À la suite de la réunion du groupe permanent pour les réacteurs nucléaires relative à la conduite du noyau dur tenue en 2017, l'ASN avait demandé [12] que les informations relatives à l'activité des GV, à l'inventaire en eau du circuit primaire, à la sous-criticité du cœur ainsi qu'à l'activité de l'enclume soient des informations ND. Elle avait en outre demandé de justifier pourquoi les mesures de température analogiques des piscines BK et BR, ainsi que la mesure du niveau d'eau dans la piscine BR n'étaient pas retenues en tant qu'informations ND. Enfin, elle avait demandé que la démarche d'identification des informations ND nécessaires à la mise en œuvre des stratégies ND soit étendue à tous les domaines d'exploitation du réacteur. EDF n'ayant pas encore étendu la démarche d'identification des informations ND à tous les états du réacteur et n'ayant pas apporté de réponse étayée aux autres points, **l'IRSN estime que les réponses d'EDF aux demandes formulées par l'ASN ne sont pas satisfaisantes.**

Enfin, l'IRSN souligne le nombre important d'engagements pris par EDF au cours de l'expertise, pour rendre la conduite noyau dur plus robuste et réduire le risque que la situation ne dégénère en accident grave.

### 5.3. PNMI 1031

La PNMI 1031 regroupe les modifications intellectuelles soumises à autorisation suivantes :

- l'ajout, dans le rapport de sûreté, des études réalisées dans le cadre de la transposition au palier 900 MWe des PCC de l'EPR de Flamanville relatives à la piscine BK (voir le § 2.2 supra). Ces études couvrent tous les états du réacteur hormis l'état APR ;
- un certain nombre de modifications relatives au domaine complémentaire, issues de l'examen des études d'accident et de la liste des dispositions complémentaires dans le cadre de la phase A du RP4 900 ;
- des modifications issues de demandes de l'ASN et engagements pris dans le cadre de l'instruction du DA RGE en phase A du RP4 900 ;
- la suppression de la liaison LHA/DUS en phase B (liaison utilisée en situation H3 en phase A) ;
- l'introduction de l'appel à la mise en service de l'appoint à la piscine BK par le système JP de la tranche voisine en cas d'échec du système JP de la tranche, dans le cadre de la disposition complémentaire de mise en service d'un appoint à la piscine BK.

**Les modifications intellectuelles de la PNMI1031 n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN**, en dehors des remarques formulées aux paragraphes 2, 3 et 4 ci-dessus, relatives à l'impact de ces modifications sur les chapitres III, VI et IX des RGE.

L'IRSN souligne cependant que le nouveau chapitre du rapport de sûreté relatif aux études d'accidents associées à la piscine BK nécessitera d'être amendé afin de prendre en compte la prescription technique PISC-C de l'ASN [5] fixant pour celle-ci un état sûr à atteindre caractérisé par l'absence d'ébullition. Par ailleurs, pour les situations accidentelles survenant dans l'état APR, EDF poursuit actuellement des études qui pourront le cas échéant l'amener à identifier des dispositions supplémentaires visant à renforcer la sûreté de la piscine.

## 6. CONCLUSION

Sous réserve de la prise en compte des recommandations formulées en annexes 1 et 2 et du respect des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, l'IRSN estime que les modifications matérielles et intellectuelles relevant du dossier d'amendement VD4 900 CPY Phase B, telles que déposées par EDF, sont acceptables sur le plan de la sûreté et de la radioprotection. L'IRSN formule en outre en annexe 3 des compléments de nature à améliorer la sûreté.

Si la mise en œuvre des modifications relevant du dossier d'amendement VD4 900 CPY Phase B, notamment de l'ASG-ND et de la conduite noyau dur, complétée par les engagements d'EDF et les réponses qui seront apportées aux recommandations, constitue un gain significatif pour la sûreté des installations, les objectifs de sûreté du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe ne seront pleinement atteints qu'avec le déploiement du dossier d'amendement VD4 900 CPY Phase B Complément, qui comprend notamment l'installation d'une pompe d'injection à haute pression qualifiée aux situations noyau dur.

**IRSN**

Le Directeur général

Par délégation

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

# ANNEXE 1 À L'AVIS IRSN N° 2023-00048 DU 31 MARS 2023

## Recommandations de l'IRSN

### Recommandation n° 1

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF complète les STE relatives à la fonction d'AAR séisme ND, afin de proposer des actions dès la perte de deux capteurs et d'éviter ainsi une dégradation durable de la fiabilité de cette fonction.

### Recommandation n° 2

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF modifie, dans le domaine d'exploitation APR, l'événement du groupe N des STE associé à l'indisponibilité de l'isolement automatique des lignes de filtration de la piscine BR lorsque les vannes assurant cet isolement sont non fermées :

- en supprimant le déclassement en groupe 2 lorsque le batardeau de la piscine du BK est posé ou que le tube de transfert est fermé ;
- en ajoutant dans la conduite à tenir un délai de 7 jours sous lequel une situation conforme aux prescriptions devra être retrouvée.

### Recommandation n° 3

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF associe un critère de groupe A à la vérification de l'information ICPA-ND indiquant la position du contacteur alimentant la pompe ASG 002 PO depuis le tableau LHB 001 TB, fournie par le voyant ASG 422 LA, lors de l'essai de périodicité deux rechargements de mise en/hors service manuelle de la pompe ASG 002 PO depuis le PSCC.

### Recommandation n° 4

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF réalise un essai périodique, associé à un critère de groupe A, permettant de s'assurer de la disponibilité de la fonction d'injection, par le système SEG, de l'eau puisée dans la nappe phréatique vers la bêche ASG et la piscine BK.

### Recommandation n° 5

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF associe un critère de groupe A au contrôle consistant à vérifier que le délai d'isolement de la ligne d'aspiration PTR après l'atteinte du niveau d'eau très bas dans la piscine BK est inférieur à deux minutes.

### Recommandation n° 6

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF modifie les soupapes de protection des accumulateurs RIS afin de garantir leur étanchéité à la nouvelle pression de pressurisation des accumulateurs RIS, et ce sans ajouter ou interposer de système de sécurité supplémentaire.

### Recommandation n° 7

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF démontre, en situation de type ND survenant dans un domaine d'exploitation où un seul GV est requis, la faisabilité de réembrocher en local l'alimentation électrique de la pompe ASG ND dans un délai de deux heures. Dans le cas où une telle démonstration ne pourrait être apportée, EDF devra mettre en œuvre des dispositions afin de garantir le démarrage de la pompe ASG-ND dans un délai de deux heures.

**Recommandation n° 8**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que, dans les STE :

- l'indisponibilité du système PTRbis, valorisé en conduite ND, soit redevable d'un événement de groupe N, requérant un délai de réparation de sept jours, dans tous les domaines d'exploitation ;
- une prescription particulière soit créée dans les domaines d'exploitation allant de RP à API SO afin d'encadrer la maintenance préventive du système PTRbis.

**Recommandation n° 9**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que les STE soient complétées pour que :

- la maintenance préventive du DUS puisse être effectuée, sous prescription particulière, dans les domaines d'exploitation APR, RCD et AN/GV. Les durées maximales d'indisponibilité du DUS pour maintenance préventive tolérées en phase A devront être maintenues en phase B. En APR et RCD, les STE devront requérir, lors de cette activité, la disponibilité de la réalimentation du tableau LHC par le DUS du réacteur appairé, ainsi que la disponibilité de l'appoint à la piscine BK par le système SEG et par le système JP\* du réacteur ou par le système JP du réacteur appairé. En AN/GV, les mesures palliatives devront être similaires à celles déjà prévues en RP. La maintenance préventive du DUS devra être réalisée de préférence en APR ou RCD ;
- la maintenance préventive des tableaux LHC 001 TB et LUU 003 TB soit effectuée sous prescription particulière uniquement hors manutention de combustible.

**Recommandation n° 10**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que l'indisponibilité dans le domaine d'exploitation RCD de la batterie du tableau LCB 001 TB soit redevable d'un événement de groupe N des STE.

**Recommandation n° 11**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que, en cas d'indisponibilité d'une des ICPA ND nécessaires à l'entrée en conduite ND survenant dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV, la conduite à tenir des STE prescrive l'amorçage du repli du réacteur dans le domaine d'exploitation AN/GV aux conditions de connexion du RRA sous sept jours.

**Recommandation n° 12**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que le chapitre « Généralités » des STE évolue pour préciser que sont classés en groupe 1 les événements remettant en cause le respect des hypothèses, des critères de sûreté et des conséquences radiologiques des incidents ou accidents de type « défaillances uniques » affectant la piscine de désactivation, c'est-à-dire les événements associés, pour chaque fonction, non seulement à l'indisponibilité totale, mais également à l'indisponibilité partielle, si le déclassement en groupe 2 n'est pas justifié par une analyse fonctionnelle.

**Recommandation n° 13**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que, dans les STE, au titre des études PCC EPR :

- dans tous les domaines d'exploitation, l'indisponibilité partielle de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration du circuit PTR sur très bas niveau piscine BK soit maintenue en groupe 1 jusqu'à l'arrêt des manutentions de combustible ;
- dans les domaines d'exploitation APR et RCD, chacune des indisponibilités suivantes soit classée en groupe 1, avec un délai de réparation ne dépassant pas 3 jours : l'indisponibilité de l'appoint à la piscine BK par le système SEG, l'indisponibilité du tableau LHC 001 TB, l'indisponibilité du tableau LUU 001 TB ainsi que l'indisponibilité cumulée du DUS du réacteur et du réacteur appairé ;

- dans les domaines d'exploitation APR et RCD, pour les indisponibilités citées ci-dessus ainsi qu'en cas d'indisponibilité de l'appoint à la piscine BK par le système JP\* du réacteur et par le système JP\* du réacteur apparié, l'arrêt des manutentions de combustible dans le BK sous 1 heure soit requis ;
- dans les domaines d'exploitation RP à AN/RRA, les activités de manutention de combustible dans le BK soient autorisées uniquement sous couvert d'une prescription particulière qui requiert la disponibilité de l'appoint à la piscine BK par le système JP\* du réacteur ou par le système JP\* du réacteur apparié et la disponibilité de l'appoint à la piscine BK par le système SEG (incluant ses supports).

**Recommandation n° 14**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF priorise la gestion de la fonction de sureté « Refroidissement » en situation H3 en API SO dans la conduite APE, y compris dans la règle de conduite SPEO, et démontre que la mise en service de la pompe EAS-u sera réalisée dans le délai requis.

**Recommandation n° 15**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que l'enregistreur KUS 001 EN (et le capteur EAS associé), dont est issue l'ICPA « mesure du volume EAS injecté par la pompe EAS ND », soit testé en dynamique au titre du chapitre IX des RGE. Ce contrôle devra être affecté d'un critère RGE de groupe A.

**Recommandation n° 16**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande que la vérification de la manœuvrabilité et de l'étanchéité du clapet ETY 150 VA, valorisé dans la fonction de préchauffage du filtre U5 requise au titre des accidents graves, réalisée au titre du chapitre IX des RGE, soit sanctionnée par un critère de groupe A.

**Recommandation n° 17**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF réalise un essai de validation de la fonction de réalimentation de la piscine BK d'un réacteur par le système JP du réacteur voisin au minimum pour un réacteur qui présente une configuration enveloppe, au sens où elle maximise la perte de charge due aux longueurs de tuyauteries et aux singularités présentes par rapport aux autres réacteurs du palier CPY.

**Recommandation n° 18**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF prescrive, tous les cinq ans, un essai de libre manœuvrabilité du battant du clapet PTR 331 VB, au titre des essais périodiques ou de la maintenance préventive.

**Recommandation n° 19**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF prévoie l'application de la conduite noyau dur lorsqu'un signal « séisme ND » et un signal du contrôle commande normal caractéristique d'une situation de type H1 ou H3 sont présents.

**Recommandation n° 20**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF prévoie une surveillance qui permette d'identifier le besoin d'une orientation vers la conduite ND quelle que soit la règle de conduite APE appliquée.

**Recommandation n° 21**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF prévoie une surveillance basée sur des critères objectifs qui permette une application complète de la fiche de comparaison des systèmes de contrôle commande normal et noyau dur qui ne soit pas assujettie au critère « Constat concerté de l'équipe de conduite d'un fonctionnement inapproprié du CCN ». Cette surveillance pourrait être intégrée dans les règles SPE et SPEO dont le porteur est en recul par rapport à l'équipe de conduite.

### **Recommandation n° 22**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN recommande qu'EDF prévoie dans la règle SPE ND, dans tous les états du réacteur, une surveillance de l'entrée en GIAG qui s'appuie sur une mesure directe de l'état de l'installation.

## **ANNEXE 2 À L'AVIS IRSN N° 2023-00048 DU 31 MARS 2023**

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

#### **Rappel de la recommandation n° 33 de l'avis IRSN n° 2019-00042 du 1<sup>er</sup> mars 2019**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase A, l'IRSN recommande :

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

#### **Rappel de la recommandation n° 33 de l'avis IRSN n° 2019-00042 du 1<sup>er</sup> mars 2019**

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase A, l'IRSN recommande qu'EDF retienne, pour les informations du système de surveillance de la réactivité, du refroidissement et du confinement dans les états non fermés du circuit primaire ou pour le BK, des exigences semblables à celles du pseudo-système SPA dans les états fermés. Le non-respect d'une exigence pour une information SRRC devra être justifié.

## ANNEXE 3 À L'AVIS IRSN N° 2023-00048 DU 31 MARS 2023

### Observations de l'IRSN

#### Observation n° 1

L'IRSN estime qu'EDF devrait confirmer, à l'issue des premières opérations d'exploitation de la modification relative à la détection d'une dilution hétérogène par fuites de l'échangeur CEPP, les ordres de grandeur des évaluations dosimétriques, notamment en prévoyant les moyens de surveillance dosimétrique adaptés (corps entier et extrémités) pour toute la durée de ces opérations, de manière à couvrir le prélèvement et le transport (même en dehors du périmètre de la zone contrôlée où se trouvent les points de prélèvements) et le cas échéant modifier les dispositions de radioprotection des intervenants.

#### Observation n° 2

Considérant que le document standard des spécifications chimiques explicite les paramètres (nature, fréquence et conduite à tenir) en lien avec les STE, l'IRSN estime qu'EDF devrait mettre en cohérence le document standard des spécifications chimiques avec les STE associées au DA VD4 900 CPY Phase B afin d'y faire apparaître la durée maximale de 8 heures autorisée entre le prélèvement de fluide, en vue d'une analyse chimique, et le démarrage du 1<sup>er</sup> GMPP.

#### Observation n° 3

Dans le cadre du DA VD4 900 CPY Phase B, l'IRSN estime qu'EDF devrait modifier ses procédures de conduite ND pour que, lorsque le DUS du réacteur affecté n'est pas disponible, elles ne se limitent pas à prévoir la demande de réalimentation du tableau LHC par le réacteur apparié, mais tiennent compte, pour les actions immédiates, de la possibilité d'avoir une mise sous tension du tableau LHC tardive.

## ANNEXE 4 À L'AVIS IRSN N° 2023-00048 DU 31 MARS 2023

### Références

- [1] Avis IRSN n° 2019-00042 du 1er mars 2019 : « EDF – REP – Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe du palier CPY - Examen des modifications matérielles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation (RGE) associés à la phase A du réexamen (volet générique « palier CPY PMOX » et volet spécifique « Tricastin ») soumis à autorisation au titre de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007 modifié ».
- [2] Avis IRSN n° 2020-00207 du 18 décembre 2020 : « EDF – REP – Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe du palier CPY – Examen des modifications matérielles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation (RGE) associés à la phase A du réexamen – Complément ».
- [3] Courrier ASN – CODEP-DCN-2019-019878 du 31 mai 2019 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe du palier CPY – EDF - Autorisation de modifications notables des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées – Dossiers d'amendement aux règles générales d'exploitation (DA VD4-900-CPY Phase A et DA « Spécificités du site du Tricastin ») ».
- [4] Courrier ASN – CODEP-DCN-2021-005009 du 7 mai 2021 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe de type CPY – EDF - Autorisation de modifications notables des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées - Dossier d'amendement aux règles générales d'exploitation - DA VD4 900 CPY - Phase A (hors Tricastin 1 et 2) - Rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe, volet « palier CPY PMOX » – Édition VD4 (hors Tricastin 1 et 2) ».
- [5] Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à EDF les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MWe au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique.
- [6] Courrier ASN - CODEP-DCN-2021-007988 du 4 mars 2021 : « Réacteurs nucléaires de 900 MWe d'EDF – Position de l'ASN sur la phase générique du quatrième réexamen périodique – Demandes complémentaires à la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 ».
- [7] Saisine ASN – CODEP-DCN-2022-019109 du 24 juin 2022 : « Réacteurs électronucléaires de 900 MWe du palier CPY – EDF - Demande d'autorisation de mise en œuvre du « DA VD4 CPY PMOX - Phase B » ».
- [8] Avis IRSN n° 2018-00074 du 23 mars 2018 : « EDF – REP – Mars 2018 – Classement des modifications matérielles soumises à autorisation au titre de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007 modifié ».
- [9] Courrier ASN - CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016 : « Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF (VD4-900) ».
- [10] Avis IRSN n° 2022-00193 du 27 septembre 20122 : « EDF – REP – CNPE du Tricastin – Modification matérielle concernant la mise en place de protections passives de l'îlot nucléaire contre la tornade ».
- [11] Avis IRSN n° 2018-00193 du 13 juillet 2018 : « EDF - REP - Réexamen périodique associé aux deuxièmes visites décennales des réacteurs du palier N4 (VD2 N4) ».
- [12] Courrier ASN CODEP-DCN-2019-013282 du 14 avril 2019 : « Réacteurs électronucléaires – EDF – Stratégies de conduite des dispositions du noyau dur pour la prévention de la fusion du combustible en réacteur et en piscine ».