

**IRSN**

INSTITUT  
DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

*Faire avancer la sûreté nucléaire*

# Définition d'un noyau dur post-Fukushima pour les REP d'EDF : objectifs, contenu et exigences associées

RAPPORT IRSN N° 2012-009

Réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs  
nucléaires du 13 décembre 2012

# RESUME

Les centrales nucléaires françaises ont été conçues selon des règles, périodiquement réévaluées, visant à assurer la fiabilité des différentes lignes de défense mises en œuvre pour faire face aux situations considérées dans la démonstration de sûreté. En particulier, les installations ont été protégées à l'égard d'agressions, d'origine interne ou externe au périmètre de l'INB. Les dispositions de protection mises en place à l'égard de ces agressions telles que, par exemple, la séparation (physique ou géographique) et la protection des équipements, visent notamment à éviter tout risque de mode commun sur les systèmes nécessaires au retour et au maintien à l'état sûr<sup>1</sup>. La prise en compte des agressions dans la démonstration de sûreté a fait l'objet de ré-interrogations régulières (à la fois sur la liste des agressions considérées, mais aussi sur leurs intensités) notamment après les hivers rigoureux de 1984 à 1987, l'inondation partielle du Blayais en 1999, la canicule de 2003...

Après l'accident de Fukushima, des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) ont été menées par EDF, à la demande de l'ASN. Ces évaluations ont consisté à évaluer la réponse des installations à des situations extrêmes<sup>2</sup>, ciblées essentiellement sur le séisme, l'inondation, la perte totale des alimentations électriques ou de la source froide et la gestion des accidents graves supposés affecter de façon durable tout ou partie des installations d'un site. EDF a conclu que le « *niveau de robustesse actuel procure une marge satisfaisante au-delà du dimensionnement pour les moyens de protection des installations contre les effets d'un séisme et d'une inondation* », qu'il existe une bonne robustesse des moyens prévus en cas de perte totale des sources de refroidissement, compte tenu notamment « *du nombre de lignes de défense prévues à la conception et supposées perdues de façon déterministe dans les scénarios les plus pénalisants considérés* ». EDF a néanmoins proposé des dispositions complémentaires pour renforcer la sûreté des installations en cas de séisme ou d'inondation dépassant le dimensionnement.

L'analyse des conclusions des ECS a fait l'objet d'un rapport de l'IRSN [21] et d'une réunion des groupes permanents d'experts (GPE) les 8, 9 et 10 novembre 2011. Les GPE ont conclu à la robustesse des installations pour les aléas retenus pour le dimensionnement des installations et allant « modérément » au-delà, sous réserve de garantir la conformité des installations aux référentiels de sûreté en vigueur [12]. Ils ont toutefois souligné certaines limites de ces référentiels qui seront analysées par EDF en réponse aux demandes de l'ASN consécutives à la réunion des GPE. Enfin, les GPE ont conclu à la nécessité de mettre en œuvre, en complément de la démarche habituelle de sûreté, un noyau dur post-Fukushima permettant de limiter les conséquences d'une agression « extrême » qui affecterait un site nucléaire. L'ASN a donc demandé à EDF [3] la mise en œuvre d' « *un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à :*

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

et la définition des exigences associées.

---

<sup>1</sup> Etat dans lequel les fonctions de sûreté sont durablement assurées

<sup>2</sup> Les situations (ou aléas) extrêmes correspondent ici à des événements externes d'une ampleur exceptionnelle supposés frapper une INB, comme lors de l'accident de Fukushima.

## I - Objectif de sûreté du noyau dur et positionnement dans la démarche de sûreté

EDF insiste sur le fait que le « dimensionnement est et continuera d'être traité lors des réévaluations de sûreté ». Compte tenu des dispositions déjà mises en œuvre dans les installations existantes, EDF estime que le noyau dur peut être réduit au minimum, en assurant que les dispositions matérielles associées présentent une bonne résistance à des niveaux d'aléas extrêmes. La figure ci-dessous présente le positionnement du noyau dur dans la démarche de sûreté ainsi que les objectifs associés tels que proposés par EDF.

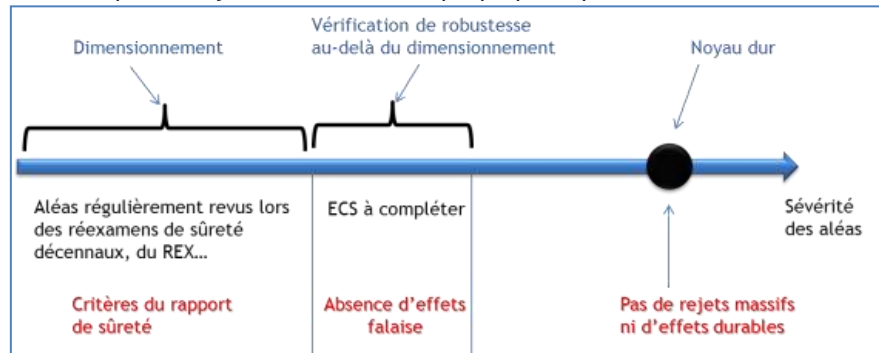


Figure : Démarche générale de sûreté proposée par EDF dans le cadre de l'analyse du REX Fukushima (schéma EDF)

La démarche de sûreté proposée par EDF consisterait, à terme, à :

- considérer les pertes totales de la source froide et des alimentations électriques de longue durée, pouvant affecter toutes les tranches d'un site, dans le cadre de la démonstration de sûreté, pour les niveaux d'aléas considérés dans le référentiel des agressions du dimensionnement ;
- vérifier la capacité des installations à faire face aux différents aléas en allant « modérément » au-delà de ce référentiel, notamment en cas de perte totale de la source froide et des alimentations électriques de longue durée pouvant affecter potentiellement toutes les tranches d'un site ;
- considérer que les situations de pertes totales de source froide et d'alimentations électriques de longue durée, affectant potentiellement toutes les tranches d'un site, si elles ont pour origine une agression naturelle extrême ; le noyau dur dans un premier temps, complété des moyens de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) à partir de 24 heures après l'accident, permettront de faire face à de telles situations.

Pour l'IRSN, la proposition d'EDF de positionnement du noyau dur à des niveaux d'aléas supérieurs à ceux retenus dans la démonstration de sûreté actuelle répond correctement à la demande de l'ASN. A cet égard, la démonstration de sûreté devra intégrer, en plus des domaines considérés actuellement (à savoir, pour les REP en exploitation, les accidents de dimensionnement, le domaine complémentaire, les études justificatives particulières, les accidents graves, pour l'EPR, l'ensemble des dispositions prises à la conception), le domaine « noyau dur ». EDF a indiqué son accord à ce sujet et s'est engagé à définir un référentiel d'exigences associé au domaine « noyau dur », de la même façon que pour les autres domaines.

Toutefois, l'objectif de sûreté retenu par EDF pour le noyau dur (« éviter des rejets radioactifs massifs et des effets durables dans l'environnement pour des situations extrêmes ») nécessite d'être complété. En effet, si la fusion du cœur d'un réacteur ne peut pas être évitée, des actions de protection des populations devront être

prises en œuvre dès la phase d'urgence, sur des distances importantes, et seraient difficilement gérables par les pouvoirs publics en situation de catastrophe naturelle.

L'IRSN estime que le noyau dur doit permettre, à terme, non seulement de limiter les conséquences à long terme des rejets radioactifs dans l'environnement, mais également de limiter significativement les rejets de gaz rares et d'iodes, principaux contributeurs aux doses reçues par les personnes du public en phase d'urgence.

Ainsi, l'IRSN considère que les objectifs radiologiques associés au noyau dur doivent être cohérents avec les objectifs qualitatifs<sup>3</sup> retenus ou visés dans le cadre de la démonstration de sûreté (à la conception pour l'EPR de Flamanville 3, dans le cadre de l'éventuelle prolongation de leur durée de fonctionnement, pour les réacteurs de 900 MWe, et au plus tard, dans le cadre des prochains réexamens de sûreté, pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe).

## II - Dispositions matérielles du noyau dur

Pour atteindre l'objectif de sûreté qu'il a défini pour le noyau dur, EDF retient un ensemble de « dispositions robustes permettant :

- l'évacuation durable de la puissance résiduelle et la maîtrise de la réactivité, dans les situations où le bâtiment réacteur est fermé,
- la prévention des ruptures de gaines dans les bâtiments dont le confinement n'est pas assuré de manière statique (BK et BR ouvert), par la prévention du découvrément du combustible entreposé ou en cours de manutention,
- la limitation des rejets importants en cas de fusion du cœur, susceptibles d'intervenir par la voie « air » et par la voie « eau ».

« L'orientation retenue est un fonctionnement en gavé ouvert, qui permet une extraction de la puissance résiduelle hors de la cuve par une dépressurisation du circuit primaire (via le pressuriseur) puis une injection d'eau pour refroidir le cœur.

L'extraction de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sera assurée :

- sur le parc en exploitation, par un éventage de l'enceinte complété par un appoint d'eau permettant de compenser les pertes en vapeur,
- sur l'EPR Flamanville 3, par un moyen ultime de refroidissement.

Pour assurer la prévention des ruptures de gaines dans les bâtiments dont le confinement n'est pas assuré, un appoint en eau dans les piscines permettra de prévenir le risque de découvrément des assemblages entreposés ou en cours de manutention. »

### II.1 - Les réacteurs du parc en exploitation - partie réacteur

De manière générale, l'IRSN souligne que la proposition d'EDF ne répond pas à l'attente des groupes permanents d'experts, dont la position, exprimée en novembre 2011, est rappelée ci-après : « Certains scénarios de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques peuvent conduire à une fusion du cœur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables. Les groupes permanents approuvent la proposition d'EDF qui consiste à définir une ligne de défense supplémentaire, composée de moyens robustes aux aléas de niveau

---

<sup>3</sup> Limitation des rejets radioactifs en situation d'accident grave pour tendre vers les objectifs radiologiques retenus pour les réacteurs de type EPR.

supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel (« noyau dur ECS de prévention des accidents graves »), en vue de prévenir la fusion du cœur dans ces situations qui pourraient affecter plusieurs installations d'un même site, pour de longues durées. »

De plus, les groupes permanents estiment que, à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne présentent pas une robustesse suffisante pour les niveaux d'aléas retenus dans le cadre des ECS. De même que pour les dispositions de prévention, ils soulignent l'importance de définir un ensemble de moyens permettant de limiter les rejets en cas d'accident grave en cas d'aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel (« noyau dur ECS de limitation des conséquences d'un accident grave »). »

Pour EDF, la définition d'une seule ligne de défense est justifiée par sa démarche de « progressivité » exposée ci-dessus pour laquelle la prévention des situations de fusion du cœur est renforcée par la vérification d'une robustesse accrue vis-à-vis des aléas actuellement pris en compte dans la démonstration de sûreté. L'IRSN estime que cette proposition n'est pas suffisante. En effet, le noyau dur doit permettre de faire face à des situations où les différentes lignes de défense prévues au titre de la démonstration de sûreté actuelle pourraient être perdues, l'opérabilité des moyens associés n'étant pas démontrée pour des niveaux d'aléas extrêmes : la mise en œuvre de lignes de défense autant que possible indépendantes entre elles et diversifiées par rapport aux structures, systèmes de composants (SSC) existants est l'élément structurant qui permet d'avoir un bon niveau de confiance dans la capacité du noyau dur à assurer ses fonctions.

Au-delà de ce principe, la stratégie retenue par EDF pour limiter les rejets consiste à ouvrir la deuxième barrière (conduite dite en « gavage-ouvert ») et la troisième barrière de confinement (éventage par le dispositif U5), quel que soit l'état de la première barrière. Or, l'IRSN rappelle que l'un des principes fondamentaux retenu à la conception des installations nucléaires pour limiter les rejets en cas d'accident est l'interposition de barrières entre la matière radioactive d'une part, l'homme et l'environnement d'autre part, et le maintien de l'intégrité de barrières (au moins une) en fonctionnement accidentel. L'IRSN estime qu'une stratégie de conduite privilégiant le maintien de l'intégrité des barrières, aussi longtemps que possible, doit être recherchée pour faire face à des situations extrêmes du type de celle survenue à Fukushima.

Par ailleurs, il est important de limiter autant que possible les actions réalisées dans la phase court terme de l'accident qui pourraient compromettre ou rendre difficile la gestion à plus long terme de la situation. Notamment, l'utilisation de circuits qui véhiculent du fluide primaire à l'extérieur du bâtiment du réacteur, comme le propose EDF, doit être si possible évitée ou, au moins, retardée afin de permettre de vérifier, avant leur utilisation, qu'ils n'ont pas subi de dommages importants du fait de l'agression ou d'effets induits. En effet, une inétanchéité de ces circuits pourrait entraîner un effet falaise en termes de rejets radioactifs dans l'environnement.

Pour déterminer le contenu du noyau dur, il convient de s'assurer que les trois fonctions fondamentales de sûreté peuvent être maîtrisées.

Pour ce qui concerne la maîtrise de la sous-criticité, EDF retient, dans le noyau dur, les dispositifs permettant l'arrêt du réacteur. Compte tenu de l'importance de cette fonction, EDF devra démontrer, pour des séismes « extrêmes », que la chute des grappes est assurée. En effet, l'échec de cette fonction entraînerait l'inefficacité des dispositions du noyau dur.

Pour ce qui concerne le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance hors de l'enceinte de confinement, l'IRSN constate, au vu des calculs qu'il a réalisés sur la base des informations disponibles dans le dossier d'EDF, que la stratégie proposée ne permettrait pas d'éviter la fusion du cœur dans les états en puissance. L'efficacité du dispositif d'éventage/filtration de l'enceinte à évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte reste de plus à établir.

Pour ce qui concerne la maîtrise du confinement, l'IRSN a noté qu'EDF inclut dans le noyau dur les équipements permettant l'isolement de l'enceinte de confinement, l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte et la maîtrise des phénomènes énergétiques susceptibles de remettre en cause l'intégrité du confinement. En accord avec EDF, l'IRSN estime que ces équipements doivent faire partie du noyau dur.

Compte tenu de la proposition faite par EDF, l'IRSN suggère de procéder en deux temps.

Dans un premier temps, l'IRSN considère qu'EDF doit compléter les dispositions matérielles du noyau dur afin d'assurer la prévention de la fusion du cœur. A cet égard, dans les états de fonctionnement du réacteur où le circuit primaire est pressurisable, l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur doit être incluse dans le noyau dur. En effet, cette disposition permet, dans la continuité de la stratégie de conduite « habituelle » connue des opérateurs, d'éviter l'ouverture de la deuxième et de la troisième barrière de confinement.

Par ailleurs, pour les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'IRSN considère que la solution proposée par EDF est recevable, compte tenu de l'absence de solution alternative à ce jour.

De plus, l'IRSN considère que certaines dispositions proposées par EDF peuvent être valorisées dans le noyau dur, au titre de la limitation des rejets radioactifs en cas de fusion partielle ou totale du cœur. Toutefois, ces dispositions ne permettent pas d'atteindre les objectifs radiologiques qui, selon l'IRSN, devraient être assignés au noyau dur.

Aussi, dans un second temps, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF introduise dans le noyau dur des réacteurs du parc en exploitation les dispositions permettant de se rapprocher des objectifs radiologiques applicables au réacteur EPR<sup>1</sup> dans les situations de fusion partielle ou totale du cœur (filtration améliorée du dispositif d'éventage, possibilité d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du bâtiment du réacteur, dispositions permettant d'éviter le percement du radier).

## II.2 Le réacteur EPR Flamanville 3 - partie réacteur

Le réacteur EPR Flamanville 3 a bénéficié, dès sa conception, de dispositions supplémentaires par rapport aux réacteurs en exploitation pour prévenir la survenue de situations de perte totale des sources froides et des sources électriques ainsi que pour la limitation des conséquences d'un accident grave. Le noyau dur proposé par EDF pour l'EPR FA3 répond globalement aux principes retenus par l'IRSN pour son analyse. Des démonstrations sur la capacité fonctionnelle de certains systèmes de sauvegarde restent néanmoins à apporter par EDF dans le cadre de la demande d'autorisation de mise en service : la position de l'IRSN est donc exprimée sous réserve de démonstrations convaincantes.

En cohérence avec la stratégie qu'il a retenue pour les réacteurs du parc en exploitation, EDF propose une stratégie de passage en gavé-ouvert et d'utilisation du système d'évacuation de la puissance de l'enceinte (EVU), lui-même refroidi par le système ultime d'eau secourue (SRU) en mode « diversification » sur l'ouvrage de rejet.

Bien que présentant moins d'inconvénients que pour les réacteurs du parc en exploitation (pas d'ouverture de la troisième barrière de confinement, prévention de la fusion du cœur...), ce choix n'apparaît pas justifié à l'IRSN et présente certains inconvénients qui pourraient être évités, notamment en cas de défaillance différée de certains équipements du noyau.

En conclusion, l'IRSN estime que la proposition d'EDF relative au contenu du noyau dur (aspects matériels) apparaît acceptable pour l'EPR Flamanville 3, sous réserve de la démonstration de l'opérabilité en cas d'agression extrême, de tous les équipements requis dont le refroidissement par le SRU en mode « diversification » sur l'ouvrage de rejet. L'IRSN estime toutefois qu'EDF devrait valoriser un refroidissement par les générateurs de vapeur, en particulier pour limiter les risques de bipses du confinement.

### II.3 Les piscines des bâtiments du combustible et du réacteur

Le bâtiment abritant la piscine de désactivation du combustible irradié des réacteurs à eau sous pression (BK) fait l'objet d'un confinement dynamique, c'est-à-dire assuré par une ventilation et une filtration, qui devient inopérant lorsque la température de l'eau de la piscine devient anormalement élevée.

Compte tenu de l'impossibilité de limiter les conséquences radiologiques associées à une dégradation des éléments de combustible, EDF cherche à prévenir les ruptures de gaines en évitant le dénoyage du combustible entreposé ou en cours de manutention en piscine. Ce principe est également appliqué à la piscine du bâtiment du réacteur lorsque son confinement statique ne peut pas être assuré.

Pour identifier les dispositions à retenir dans le noyau dur pour éviter le dénoyage du combustible entreposé ou manutentionné, EDF considère qu'une agression extrême conduirait à une perte totale des alimentations électriques et de la source froide mais postule que les piscines resteraient intègres après l'agression. La perte de l'inventaire en eau dans les piscines n'est alors liée qu'aux vagues créées par un séisme (entraînant un débordement limité avec une perte en eau de l'ordre de quelques dizaines de centimètres de hauteur) puis à l'ébullition de l'eau du fait de la perte des moyens de refroidissement.

La gestion accidentelle prévue par EDF consiste alors à laisser la vapeur d'eau s'échapper à l'extérieur du bâtiment du combustible (et du bâtiment du réacteur lors des phases de déchargement et de rechargement), en ouvrant un exutoire, et à assurer un appoint d'eau aux piscines pour compenser l'évaporation.

Dans le cas particulier du réacteur de type EPR en cours de construction sur le site de Flamanville, le confinement assuré par l'enceinte n'est pas rompu dans les phases de déchargement et de rechargement du combustible. Un appoint à la piscine du bâtiment du réacteur peut être réalisé à partir du réservoir situé au fond du bâtiment du réacteur (IRWST).

Comme indiqué précédemment, il n'existe pas de moyen spécifique prévu pour la limitation des rejets radioactifs en cas de dégradation d'assemblages de combustible entreposés ou manutentionnés dans le bâtiment du combustible (ou dans le bâtiment du réacteur lorsque celui-ci est ouvert). En conséquence, le niveau de confiance dans la capacité des dispositions du noyau dur à assurer ses fonctions, qui visent uniquement à prévenir le dénoyage des assemblages, doit être très élevé.

La principale remarque de l'IRSN sur la démarche suivie par EDF pour déterminer le noyau dur concerne l'hypothèse d'intégrité totale des piscines après une agression extrême. L'IRSN estime que cette hypothèse ne permet pas de disposer d'un bon niveau de confiance dans les caractéristiques fonctionnelles du noyau dur

permettant d'éviter le découvrément du combustible. En effet, les structures, systèmes et composants (SSC) sur lesquels repose l'intégrité des piscines sont nombreux, difficiles à renforcer, situés dans de nombreux locaux et susceptibles d'être agressés par d'autres SSC. Ils sont en outre susceptibles de présenter un certain taux de fuite.

Schématiquement, deux cas principaux de vidange accidentelle par perte d'intégrité structurelle des piscines et des circuits connectés peuvent se présenter :

- une vidange du compartiment d'entreposage avec dénoyage direct<sup>4</sup> des assemblages entreposés ;
- une vidange partielle des piscines s'arrêtant pour le compartiment d'entreposage, au niveau des seuils bas des portes de communication (quelques dizaines de centimètres au-dessus des racks d'entreposage des assemblages de combustible) et, pour la cuve, au niveau du bas des branches du circuit primaire.

Dans le premier cas, le dénoyage direct des assemblages de combustible entreposés peut être entraîné par une perte de l'intégrité structurelle de la fosse d'entreposage ou un siphonnage de cette fosse non compensable par des moyens d'appoint en eau « réalistes ». Le dénoyage des assemblages de combustible entreposés conduira à leur fusion et à des rejets massifs de radionucléides dans l'environnement. Ces situations doivent être pratiquement éliminées.

Dans le second cas, la vidange partielle des piscines est susceptible de conduire à des effets « falaise » tels qu'une dégradation de l'ambiance radiologique dans les bâtiments du combustible et du réacteur, le dénoyage d'un assemblage bloqué en position haute de manutention et une ébullition importante de l'eau dans la zone d'entreposage et dans la cuve. L'IRSN considère que des dispositions de prévention et de maîtrise d'une vidange des piscines sont envisageables.

Ainsi, afin de prévenir le dénoyage des assemblages de combustible présents dans la cuve du réacteur, entreposés ou manutentionnés, l'IRSN considère que les dispositions du noyau dur et les démonstrations associées doivent avoir pour objectif de garantir que les conséquences d'une vidange importante d'une piscine pouvant aller, pour le compartiment d'entreposage de la piscine BK, jusqu'au seuil bas des portes de communication et, pour le compartiment cuve de la piscine BR, au bas des branches du circuit primaire, sont maîtrisées.

#### II.4 Systèmes « support » (distribution électrique, contrôle-commande, ventilation...)

Concernant les systèmes dits « support », EDF s'est engagé à mettre en œuvre sur toutes les tranches du parc en exploitation, un contrôle commande et une distribution électrique dédiés au noyau dur, autant que possible indépendants des moyens existants. L'IRSN estime que cette mesure contribuera fortement à la robustesse du noyau dur. Peu d'éléments ont été fournis pour ce qui concerne les autres systèmes « support » tels que les ventilations, le conditionnement thermique des équipements du noyau dur et des locaux les abritant, les circuits d'air comprimés... Ce point devra faire l'objet d'une attention particulière lors de la poursuite des études relatives à la définition du noyau dur.

---

<sup>4</sup> On désigne par dénoyage direct d'un assemblage, le dénoyage lié à une vidange par une fuite ou une brèche, sans perte en eau ultérieure par évaporation.



## II.5 Exigences associées aux dispositions matérielles du noyau dur

L'IRSN souligne l'importance de définir au plus tôt un référentiel d'exigences associé au noyau dur présentant, de façon détaillée, les exigences de conception, de réalisation, de contrôle, de qualification et de suivi en exploitation. A ce titre, l'IRSN a formulé un certain nombre d'attendus visant à garantir un niveau de confiance élevé dans les dispositions du noyau dur.

Pour ce qui concerne la résistance du noyau dur aux agressions, l'IRSN s'est intéressé, d'une part aux agressions extrêmes à considérer et à leur niveau, d'autre part aux méthodes retenues pour justifier du caractère opérationnel du noyau dur dans les conditions envisagées.

Pour ce qui concerne les niveaux retenus pour le séisme, EDF a proposé des niveaux forfaitaires, sans indiquer les objectifs qu'il vise en termes de phénomènes ou de fréquence de dépassement à couvrir. Pour l'IRSN, les aléas retenus pour le noyau dur doivent aller nettement au-delà de ce qui est retenu dans le référentiel des agressions de dimensionnement : en particulier, la fréquence de dépassement visée doit être significativement inférieure à  $10^{-4}$  par an et les scénarios sismiques associés aux failles connues doivent être considérés. La proposition faite par EDF pour ce qui concerne les séismes n'est pas jugée suffisante par l'IRSN.

Pour ce qui concerne l'inondation, la proposition faite par EDF repose sur des situations forfaitaires qui ont été, autant que possible, associées à des fréquences de dépassement significativement inférieures à  $10^{-4}$  par an. Cette proposition apparaît donc globalement satisfaisante, bien qu'elle nécessite quelques compléments notamment sur les niveaux marins.

L'IRSN s'est interrogé plus largement sur les enseignements à tirer de l'accident de Fukushima et sur l'opportunité de disposer d'un noyau dur permettant de faire face à des situations de perte totale de la source froide, des alimentations électriques ou d'accident grave pouvant résulter d'agressions extrêmes autres qu'un séisme ou une inondation. Le noyau dur pourrait alors inclure d'autres dispositions que celles initialement prévues pour faire face aux séismes et aux inondations extrêmes. A cet égard, EDF a reconnu qu'il convient d'examiner plus globalement cette question mais propose de mener cette réflexion dans un second temps. Il a d'ailleurs d'ores et déjà retenu la tornade dans la liste des agressions pour dimensionner le noyau dur. L'IRSN insiste sur l'importance d'engager cette réflexion au plus tôt afin de compléter, si nécessaire, les exigences retenues pour les SSC neufs prévus pour faire face à un séisme ou à une inondation extrême (certains appels d'offres doivent être lancés dès le début de l'année 2013). Pour les agressions finalement retenues, il conviendra de définir des niveaux significativement supérieurs à ceux observés dans le cadre du retour d'expérience et, en tout état de cause, supérieurs aux valeurs retenues dans le référentiel des agressions de dimensionnement actuellement en vigueur. L'IRSN souligne que la prise en compte de conditions climatiques extrêmes pour la définition du noyau dur a été recommandée par l'ENSREG dans le cadre des tests de résistance menés, au niveau européen, après l'accident de Fukushima.

Enfin, EDF a transmis de premiers éléments concernant la prise en compte des effets induits (incendie, explosion interne, chute de charge...) par une agression extrême sur les installations. A ce stade, l'IRSN ne peut pas se prononcer sur la démarche proposée par EDF qui reste très préliminaire. L'IRSN rappelle toutefois que la définition des effets induits constitue l'un des paramètres principaux nécessaires pour établir la liste des situations à considérer pour définir le noyau dur. De plus, l'IRSN souligne que l'élimination systématique des sources d'effets induits, proposé par EDF pour exclure de façon certaine l'agression des équipements du noyau dur par ces effets induits, n'apparaît pas toujours possible (cheminement de câbles, suppression de charges en hauteur...). En conséquence, l'IRSN estime qu'EDF devrait examiner les possibilités de protection au plus près des équipements du noyau dur à l'égard de ces effets.

Concernant les méthodes de justification de la tenue des dispositions matérielles du noyau dur, l'IRSN considère que les propositions faites par l'exploitant ne sont pas justifiées eu égard aux objectifs de robustesse assignés au noyau dur. L'IRSN estime que la démarche à appliquer doit privilégier une approche déterministe, conformément à ce qui est mis en œuvre dans le cadre du dimensionnement ou lors des réexamens de sûreté ; si nécessaire, pour certains sites, d'autres méthodes de justification pourront être analysées au cas par cas.

### III Dispositions organisationnelles du noyau dur - gestion de crise

Indépendamment des dispositions matérielles, la capacité du noyau dur à faire face à une situation d'agression extrême repose sur la capacité des moyens organisationnels et humains à gérer la situation et à décider des actions qui sont de la responsabilité de l'exploitant.

A ce titre, il convient qu'EDF veille à :

- la disponibilité d'informations fiables relatives à l'état des installations et de leur environnement,
- la disponibilité de ressources humaines en adéquation avec les besoins pour la mise en œuvre du noyau dur et la prise de décision (disponibilité, compétence...), tant pour ce qui concerne la conduite des installations que pour la protection du personnel présent sur le site et des populations,
- la mise à disposition de modes opératoires (stratégie de conduite, guide de gestion des accidents graves, délai pour les opérateurs) adaptés aux conditions extrêmes auxquelles devront faire face les équipes de conduite, ainsi que de moyens logistiques performants.

Le dossier remis par EDF le 30 juin 2012 apporte peu d'éléments sur ces aspects. Des éléments complémentaires devraient être apportés en réponse à des prescriptions de l'ASN spécifiques à ces sujets, d'ici le 31 décembre 2012. L'IRSN a néanmoins formulé un certain nombre d'attendus à cet égard.

En matière de gestion de crise, EDF a fait des propositions qui seront complétées à la fin de l'année 2012. L'IRSN souligne la décision d'EDF de construire un bâtiment de grande résistance (appelé « Centre de Crise Local ») destiné à la gestion de crise. Pour ce qui concerne les moyens d'alerte, l'instrumentation nécessaire à la gestion de la crise, les moyens de communication et de report d'informations vers les centres locaux et nationaux de crise ou encore la protection des personnes présentes sur le site, EDF s'est engagé à répondre aux demandes formulées par l'IRSN dans le cadre de la définition d'un « Référentiel de Crise Post Fukushima (RCPF) » en cours d'élaboration. A ce titre, le déploiement de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) sur un site accidenté et l'interface avec l'organisation de crise mise en œuvre au niveau local seront précisés.



# SOMMAIRE

<b>REFERENCES</b> .....	<b>13</b>
<b>DEFINITIONS</b> .....	<b>24</b>
<b>ABBREVIATIONS</b> .....	<b>26</b>
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>29</b>
1.1 CONTEXTE .....	29
1.1.1 Les évaluations complémentaires de sûreté.....	30
1.1.2 Les revues par les pairs européens.....	30
1.2 DEMANDE DE L'ASN - OBJECTIF DE LA REUNION DU GPR .....	31
1.3 DOSSIER DE L'EXPLOITANT .....	32
1.4 CONTENU DU RAPPORT - OBJET DE L'ANALYSE .....	32
<b>2 ELEMENTS STRUCTURANTS POUR LA DEFINITION DU NOYAU DUR ET DES EXIGENCES ASSOCIEES</b> .....	<b>34</b>
2.1 POSITIONNEMENT DU NOYAU DUR DANS LA DEMARCHE DE SURETE .....	34
2.1.1 Position d'EDF.....	34
2.1.2 Analyse de l'IRSN .....	35
2.2 OBJECTIF DU NOYAU DUR POST-FUKUSHIMA ET MOYENS ASSOCIES .....	37
2.2.1 Position d'EDF.....	37
2.2.2 Analyse de l'IRSN .....	38
2.3 DEMARCHE MISE EN ŒUVRE PAR EDF POUR LA DEFINITION DU NOYAU DUR .....	44
2.3.1 Position d'EDF.....	44
2.3.2 Analyse de l'IRSN .....	45
2.4 PRINCIPES DE DEFINITION DU NOYAU DUR ET DES EXIGENCES ASSOCIEES .....	45
2.4.1 Position d'EDF.....	45
2.4.2 Analyse de l'IRSN .....	46
2.5 CONCLUSION - SYNTHESE DES PRINCIPES STRUCTURANTS RETENUS PAR L'IRSN POUR L'ANALYSE DU NOYAU DUR.....	53
<b>3 CONTENU DU NOYAU DUR RETENU PAR EDF</b> .....	<b>54</b>
3.1 NOYAU DUR POUR LES REP EN EXPLOITATION - PARTIE REACTEUR.....	54
3.1.1 Conditions initiales postulées .....	54
3.1.2 Contenu du noyau dur et stratégie de conduite associée .....	60
3.2 NOYAU DUR POUR L'EPR FA3 - PARTIE REACTEUR.....	100
3.2.1 Conditions initiales postulées .....	101
3.2.2 Contenu du noyau dur et stratégie de conduite associée .....	103
3.3 NOYAU DUR POUR LES PISCINES - REP EN EXPLOITATION ET EPR FA3.....	112
3.3.1 Dossier d'EDF.....	112
3.3.2 Risques spécifiques aux piscines et à la manutention du combustible .....	113
3.3.3 Examen des dispositions retenues par EDF .....	116
3.4 NOYAU DUR POUR LA GESTION DE CRISE .....	138

3.4.1 Proposition d'EDF.....	139
3.4.2 Analyse de l'IRSN .....	139
3.4.3 Aspects facteurs humains et organisationnels.....	148
<b>4 EXIGENCES ASSOCIEES AU NOYAU DUR .....</b>	<b>151</b>
4.1 FIABILITE ET DISPONIBILITE DES FONCTIONS ASSUREES PAR LES SSC DU NOYAU DUR .....	151
4.1.1 Exigences de conception, de réalisation et d'exploitation .....	151
4.1.2 Prise en compte des FOH dans la conception des dispositions matérielles et organisationnelles du noyau dur.....	159
4.2 ROBUSTESSE DES DISPOSITIONS MATERIELLES DU NOYAU DUR AUX AGRESSIONS EXTREMES .....	160
4.2.1 Agressions retenues en tant qu'initiateur pour la définition du noyau dur .....	160
4.2.2 Effets induits .....	199
4.2.3 Méthodes de justification - comportement des structures et des équipements .....	207
<b>5 CONCLUSION .....</b>	<b>226</b>

# REFERENCES

## Références ASN

1. Lettre CODEP-DCN-2012-039416 du 20 juillet 2012 - « Saisine du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires - Examen des dispositions matérielles et organisationnelles proposées par Electricité de France à la suite des évaluations complémentaires de sûreté pour faire face à des situations extrêmes non retenues actuellement dans le référentiel de sûreté, pour les réacteurs en exploitation et en construction »
2. Lettre CODEP-DCN-2012-041454 du 30 juillet 2012 - « Saisine de l'IRSN - Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR) dédié à l'examen des dispositions matérielles et organisationnelles proposées par EDF à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour faire face à des situations extrêmes non retenues actuellement dans le référentiel de sûreté, pour les réacteurs en exploitation et en construction »
3. Décisions n°2012-DC-0274 à 2012-DC-0292 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 26 juin 2012 fixant à Electricité de France - Société Anonyme (EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables aux sites électronucléaires français au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS)
4. Lettre CODEP-DCN-2012-020754 du 26 juin 2012 - « Évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima réalisées en 2011 par EDF »
5. Décision n° 2011-DC-0213 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 - cahier des charges des ECS pour les installations nucléaires françaises
6. Guide ASN ASN/GUIDE/2/01 « prise en compte du risque sismique à la conception des ouvrages de génie civil d'installation nucléaires de base à l'exception des stockages à long terme des déchets radioactifs. »
7. Saisine ASN CODEP-DCN-2012-049605 du 17 septembre 2012 : « Réacteurs électronucléaires EDF - Instruction des études associées au réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe après 30 années de fonctionnement (VD3 1300) - Suffisance des études de sûreté et des modifications relatives au thème AGR 23 : Conséquences d'une tornade sur la sûreté des réacteurs »
8. Courrier ASN CODEP-DCN-2010-038475 du 2 août 2010 : « Prise en compte par EDF des aspects relevant des facteurs organisationnels et humains (FOH) dans les dossiers de modification - Déploiement et mise en œuvre de la démarche SOH »
9. Annexe 1 à la décision n°2008-DC-0114 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 26 septembre 2008 fixant à Electricité de France - Société Anonyme (EDF - SA) les prescriptions relatives au site électronucléaire de Flamanville (Manche) pour la conception et la construction du réacteur « Flamanville 3 » (INB n°167) et pour l'exploitation des réacteurs « Flamanville 1 » (INB n°108) et « Flamanville 2 » (INB n°109)

10. Lettre ASN CODEP-DCN-2010-057183 du 8 décembre 2010 - Palier N4 - Accord sous réserve à la mise en œuvre d'une modification matérielle- Modification PNPP4044 tome C : Modification du casse-siphon de la ligne de refoulement du refroidissement de la piscine BK
11. Lettre ASN CODEP-DCN-2011-021727 du 16 mai 2011 - Paliers CP0 et CPY - Accord sous réserve à la mise en œuvre d'une modification matérielle- Modification PNPP0/1289 : Modification du casse-siphon de la ligne de refoulement du refroidissement de la piscine BK

#### Références MEA

12. CODEP-MEA-2011- 063263 - Avis et Recommandations des Groupes Permanents « Réacteurs » et « Usines » les 8, 9 et 10 novembre 2011 - Evaluations complémentaires de sûreté post Fukushima réalisées en 2011 par les exploitants EDF, ILL, AREVA et CEA.
13. CODEP-MEA-2012-059883 du 5 novembre 2012, « Avis et Recommandations du Groupe Permanent « Réacteurs » du 25/10/2012 - Réacteurs électronucléaires - EDF- Orientations du réexamen de sûreté VD2 des réacteurs de 1450 MWe »
14. CODEP-MEA-2012-029756, 05/06/2012, « Avis des Groupes Permanents « Réacteurs » et « Usines » du 24/05/2012 - Examen du projet de guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe. »

#### Références ENSREG / Commission Européenne

15. European Union "Stress tests" specifications - ENSREG, May 2011
16. ENSREG - Peer review report - Stress tests performed on European nuclear power plants - 26 avril 2012
17. ENSREG - Peer review country report - Stress tests performed on European nuclear power plants - France - 26 avril 2012
18. Conclusions du Conseil Européen des 28 et 29 juin 2012 - EUCO 7612 - CO EUR 4 - CONCL 2 - 29 juin 2012
19. Technical summary on the implementation of comprehensive risk and safety assessments of nuclear power plants in the European Union Accompanying the document "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL AND THE EUROPEAN PARLIAMENT" on the comprehensive risk and safety assessments ("stress tests") of nuclear power plants in the European Union and related activities {COM(2012) 571 final} - 4 octobre 2012.

#### Références IRSN

20. Rapport IRSN N°2011-4 de juillet 2011 « Evaluation complémentaire de sûreté post-Fukushima des installations françaises : examen des démarches mises en œuvre par les exploitants »
21. Rapport IRSN N°679 de novembre 2011 - « Evaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations »

22. IRSN-PSN/SRDS/SSyR/2012-00159 du 6 août 2012 - Réunion de cadrage de la réunion du GPR consacrée au « noyau dur ECS » des REP en exploitation et de l'EPR Flamanville 3 - le 5 juillet 2012
23. IRSN/PRP-DGE/SCAN/2012-00116 du 30 juillet 2012 - « Réunion sur le noyau dur - Thème séisme » tenue le 6 juillet 2012
24. IRSN/PRP-DGE/SCAN/2012-00118 du 1er août 2012 - « Instruction GP noyau dur pour les REP / Inondation » - Réunion tenue le 10 juillet 2012
25. Rapport IRSN 2011-005 - *Orientations du programme associé au projet d'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation - Tome 1 - Démarche générale de sûreté - Réunion du Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires des 18 et 19 janvier 2012*
26. Courrier IRSN PSN-SRDS/SFORE/2012-045 du 13 septembre 2012 : « GPR Noyau dur ECS REP - Questionnaire IRSN portant sur le thème Facteurs Organisationnels et Humains (FOH)».
27. Rapport IRSN 2012-003 « Développement et utilisation des EPS de niveau 1 dans le cadre du troisième réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe » - Réunion du GPR du 10 mai 2012.
28. Rapport IRSN DSR n° 149, 01/03/2007, « Protection des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe (Tomes 1 à 5). Support à la réunion conjointe des groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires et les laboratoires et usines des 21-22 mars 2007. »
29. Rapport IRSN 2012-004, « Elaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de bases contre les inondations d'origine externe »
30. Rapport IRSN/DSR n° 336 : Orientations des études à mener pour le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe à l'occasion de leur troisième visite décennale
31. PSN-SRDS/SSyR/2012-00157 du 3 août 2012 : Questionnaire IRSN portant sur la prise en compte des agressions externes/internes dans le dimensionnement du noyau dur
32. Avis IRSN/DSR n°2008-252 du 7 juillet 2008 : Référentiel « grands chauds » d'EDF du palier CPY, Avis complémentaire à la demande de l'ASN du 23/11/2006 dans son courrier DEP-SD2-602-2006
33. Compte Rendu IRSN PRP-DGE/SCAN/2012-00154, 19/11/2012, « Instruction GP noyau dur pour les REP/Inondation » - réunion du 13 novembre 2012
34. Courrier IRSN PSN-EXP/SSREP/2012-00292 du 31 août 2012 - Evaluation complémentaires de sûreté - Noyau dur - Transmission d'un projet d'analyse relatif à la sûreté de l'entreposage sous eau et de la manutention du combustible
35. Lettre IRSN DSR/DIR/2010-129 du 25 novembre 2010 - EPR - Instruction anticipée - Sûreté de l'entreposage de la manutention du combustible - Séquences accidentelles non étudiées



36. Lettre ASN CODEP-DCN-2010-057183 du 8 décembre 2010 - Palier N4 - Accord sous réserve à la mise en œuvre d'une modification matérielle- Modification PNPP4044 tome C : Modification du casse-siphon de la ligne de refoulement du refroidissement de la piscine BK
37. Lettre ASN CODEP-DCN-2011-021727 du 16 mai 2011 - Paliers CP0 et CPY - Accord sous réserve à la mise en œuvre d'une modification matérielle- Modification PNPP0/1289 : Modification du casse-siphon de la ligne de refoulement du refroidissement de la piscine BK

#### Références EDF

38. DPI/DIN/EM.MRC/PC-11/021 - Post-Fukushima - Groupe Permanent d'Experts pour les Réacteurs et Usines des 8, 9 et 10 novembre 2011 - Positions et Actions EDF.
39. DPI/DIN/EM.MRC/PC-11/022 - Post-Fukushima - Groupe Permanent d'Experts pour les Réacteurs et Usines des 8, 9 et 10 novembre 2011 - Actions complémentaires EDF.
40. Note EDF ENSNDM120025 indice A : Noyau dur ECS : position dans la démarché générale de sûreté, principes de définition et exigences associés
41. Note EDF EMESN 120777 indice A : Contenu du noyau dur post Fukushima, parc en exploitation
42. Note EDF ECESN 120385 indice A : Contenu du noyau dur post Fukushima, EPR Flamanville 3
43. Note technique EDF D4550.34-12/2809 indice 0 - Projet post-Fukushima - Définition des dispositions organisationnelles du noyau dur
44. DPI/DIN/EM/MRC/PC-1 21011 du 30 juin 2012 - Post-Fukushima réponse EDF à l'article 2 des décisions : Projet de calendrier des mesures post-ECS pour le parc en exploitation
45. Fiche de synthèse à l'IRSN - ENSNDM120096 du 19 octobre 2012 - Démarche globale de construction du noyau dur (critères de découplage...)
46. Note ENFCCIA120131 indice A du 11 septembre 2012 - Noyau Dur ECS : état des réflexions sur les principes de conduite des matériels du noyau dur en situation de type Fukushima
47. Note conduite EPR - ECEFC120853 ind. A du 20 septembre 2012
48. Fiche Question/Réponse D4008.10.11.12.0308 transmise par courrier D4008.10.11.12.0339 du 29 juin 2012 : « Gestion des situations d'urgence »
49. Projet de note technique : « Méthode de vérification du dimensionnement de l'effectif présent en permanence sur un site nucléaire »
50. Projet de Directive DI 132 : « Effectif présent en permanence sur site »
51. Note EDF ENGSDS120306 indice A : Noyau dur ECS - Vérification de la robustesse au séisme des SSC

52. Courrier EDF ENSNDM 120072, 26/09/2012, « GP Noyau dur de décembre 2012- Exigences relatives à l'inondation externe »
53. Note E.T.DOSF/120240 indice B - Post-Fukushima - Etude des conséquences d'une inondation induite par un séisme au-delà du référentiel de dimensionnement sur le site de Paluel
54. Note E.T.DOSF/120032 indice A - Projet post-Fukushima - Méthodologie de calcul des lames d'eau en cas de pluie de forte intensité d'une heure conjuguée avec l'obstruction du réseau SEO
55. Note E.T.DOSF/120111 indice A - Projet post-Fukushima - Calcul des lames d'eau en cas de pluie de forte intensité conjuguée avec l'obstruction du réseau SEO pour le CNPE de Paluel
56. Note E.T.DOSF/120280 indice A - Projet post-Fukushima - Etude des conséquences des pluies de forte intensité majorées sur le site de Paluel
57. ETDOSF120322 indice A du 18 septembre 2012 - Noyau dur « post-Fukushima » : présentation des exigences relatives à l'inondation externe
58. Note EMESN121380 Indice A du 28 septembre 2012 : Noyau Dur « SSC » pour le Parc en Exploitation : Eléments justifiant la non prise en compte dans le noyau dur de la fonction « Refroidissement par le Secondaire »
59. Note EDF ENGSDS120062 indice A : Noyau dur ECS - Robustesse au séisme des SSC nouveaux et dédiés du Noyau Dur
60. Note EDF ENGSDS 120232 indice A : Noyau Dur ECS Démarche de détermination des niveaux sismiques SND
61. Note d'étude ETDIG100066 [A] - Méthodologie de vérification de la tenue au séisme des galeries et canalisations enterrées.
62. Evaluation des risques générés par les installations industrielles à proximité du CNPE du Tricastin - EMESN121250 ind. A du 28 septembre 2012
63. Note E.T.DOSF/110461 indice B - Projet post-Fukushima - Méthodologie d'étude de l'inondation externe induite par un séisme au-delà du référentiel de dimensionnement en réponse à la prescription [ECS-6]
64. Fiche de synthèse EMESI121693 indice A du 28 juin 2012 - Actions post-Fukushima : autonomie des batteries (réponse à la prescription [ECS-18])
65. Fiche de synthèse EMESI121692 indice A du 28 juin 2012 - Prescriptions complémentaires au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (réponse à la prescription [ECS-20-1])
66. Fiche de synthèse EMEIS121579 indice A du 28 juin 2012 - Prescriptions complémentaires au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (réponse à la prescription [ECS-22a] - Dispositions permettant d'éviter une vidange complète et rapide par siphonnage de la piscine en cas de rupture d'une tuyauterie connectée

67. Fiche de synthèse EMEIS122246 indice A du 28 juin 2012 - Prescriptions complémentaires au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (réponse à la prescription [ECS-22a] - Automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement
68. Fiche de synthèse EMEMM122204 indice A du 28 juin 2012 - REX Fukushima - Prescriptions complémentaires au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté - Réponse à la prescription [ECS-23]
69. Note d'étude EDF ENTE120011 indice A - Débits de dose en salle de commande et sur le site en accident grave
70. Fiche de réponse EDF ECESN120591 - Instrumentation BK
71. Fiche de réponse EDF ECESN120592 - Mise en position sûre d'un assemblage combustible
72. Note EDF ECEMA121230 indice A du 2 juillet 2012 - Etude de faisabilité de mise en position sûre d'un assemblage de combustible en cours de manutention en situation accidentelle
73. Fiche de réponse EDF ECESN120595 - Maîtrise de la pression enceinte
74. Courrier EDF EMESN 120922, 23/07/2012, « Post Fukushima - Réponse EDF aux positions et actions EDF au GP des 8 à 10 novembre 2011 »
75. Fiche réponse EDF ECECS120928 du 29 juin 2012 - Caractère basique de l'eau IRWST en situation de PTAE (EPR [AG-24])
76. Fiche réponse EDF ECECSN120594 - action [H-9]
77. Fiche de synthèse EMEMM122142 indice A du 28 juin 2012 - Post-Fukushima - étude de faisabilité de la fermeture rapide du Tampon Matériel (réponse à la position/actions d'EDF référencée [AG-2])
78. Fiche de synthèse EMEGC129018 indice A du 28 juin 2012 - Positions et Actions EDF - Marges sismiques (réponse à la position/actions d'EDF référencée [GC-2])
79. Fiche de synthèse ENFC120018 du 28 juin 2012 - action [H-1]
80. Note ENITMET120068 indice A du 4 avril 2012 - ECS - Fukushima - GMPP 900 MWe - Débit d'injection aux joints d'arbre de GMPP 900 MWe lors d'une PTAE de site (action [H-1])
81. Note ENITMT120137 indice A du 25 mai 2012 - ECS - Fukushima - Programme d'essais de joints d'arbre de GMPP (action [H-1])
82. Fiche de synthèse à l'ASN ENFCCIA120098 du 21 juin 2012 - Conditions de réalisation des actions nécessaires à la gestion des situations accidentelles (H1, H3, tous sites) - Action [H-4]
83. Fiche de synthèse EMEMM122401 indice 1 du 28 juin 2012 - REX Fukushima - « Etude de faisabilité de la mise en position sûre des AC en cours de manutentions dans le bâtiment réacteur BR » (réponse à l'actions référencée [PISC-17])

84. Fiche de synthèse à l'ASN ENGSGC120195 indice A du 14 juin 2012 - réponse à l'action référence [PISC-2b]
85. Note ENGSGC120167 révision A du 12 juin 2012 - Evaluation de la robustesse sismique des bâtiments combustible BK - programme d'action (action [PISC-2b])
86. Fiche de réponse ENTERP120126 du 3 juillet 2012 - Réponse à l'action référencée [AG-15a]
87. Fiche de synthèse ENSNEA120009 du 26 avril 2012 - Réponse à l'action [INO-9]
88. Note H-I88-2012-00660-FR indice 1.0 du 25 avril 2012 - Niveaux de vent extrême au voisinage des CNPE (action EDF référencée [INO-9])
89. Note EDF E.T.DOSF/12 0083 indice A - REX Fukushima : Robustesse de la diversification SRU vis-à-vis du séisme
90. Note EDF ECESN/120448 Ind. A du 29 juin 2012 - « Etude avantages/inconvénients des différents systèmes assurant la maîtrise de la pression enceinte en cas d'Accident Grave »
91. Fiche de synthèse à l'ASN ENPRTL120172 du 28 mars 2012 - Post-Fukushima - Réponse EDF aux positions et actions EDF au GP des 8 à 10 novembre 2011
92. Fiche de réponse n° 12-048 indice A du 2 août 2012 - Position/actions EDF référencée [INO-5]
93. Fiche de synthèse ENSNDM120061 du 20 septembre 2012 - Réponses relatives au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
94. ENSNDM120074 du 28 septembre 2012 - GP Noyau dur de décembre 2012 - Fiche de synthèse concernant les réponses au questionnaire IRSN/PSN-EXP/SES/2012-00110 portant sur les méthodes de justification prévues pour le noyau dur
95. Courrier EDF ENSNEA120046 - GP Noyau dur de décembre 2012 - Réponses au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00156 du 11 septembre 2012
96. ENGSIN040286 indice C du 5 juillet 2011 - Référentiel des exigences de sûreté de protection contre le risque d'explosion interne aux CNPE hors palier EPR
97. Fiche de synthèse ENFCCIA120156 du 20 septembre 2012 en réponse au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
98. Fiche de réponse EMESEI122590 du 21 septembre 2012 en réponse au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
99. Ficher réponse EMESEI122649 du 21 septembre 2012 en réponse au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00181
100. Compte rendu de la réunion d'instruction technique du 25 septembre 2012 - note EDF ENGSDS 120394

101. Fiche de synthèse EDF ENSN/12-0107 du 25 septembre 2012 en réponse à la lettre IRSN/PSN-RES/SAG/2012-296 du 27 juillet 2012 - *GP Noyau Dur - Questionnaire relatif au noyau dur ECS - aspects accidents graves*
102. Note EDF ENSN/10-0142 Ind. A du 31 mai 2011 - *REP 1300 - référentiel Accidents Graves*
103. Fiche de synthèse EDF ENFCAI/12-0115 du 21 septembre 2012
104. Courrier ENSN120005 du 6 février 2012 : GP d'orientations du programme associé à l'extension de la DDF des réacteurs du Parc en exploitation - volet « Démarche générale de sûreté » : Positions et Actions d'EDF
105. Fiche de réponse EDF ECESN/12-0916 du 1<sup>er</sup> octobre 2012
106. Fiche de réponse EDF ECESN/12-0919 du 1<sup>er</sup> octobre 2012
107. D4008 - 101112/0561 du 20 octobre 2012 - Réponses d'EDF au questionnaire « FOH » IRSN PSN-SRDS/SFORE/2012-045 du 13/09
108. Note EDF ENFCCIA120194 du 25 octobre 2012 - Réponses au questionnaire IRSN PSN-RES/SEMIA/2012-00303 du 4 octobre 2012
109. Note EDF EMEC121365 - Réponses relatives au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00181
110. Fiche de réponse EMESN121372 du 21 septembre 2012 - Réponses au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
111. Fiche de réponse EMESEI122590 du 21 septembre 2012 - Réponses au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
112. Fiche de réponse EMEMI120030 du 21 septembre 2012 - Réponses au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
113. Note EDF ENFCCIA120156 - Réponses relatives au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00177
114. Courrier EDF ENSNDM120083 du 1<sup>er</sup> octobre 2012 : GP Noyau Dur de décembre 2012 - Réponses portant sur les méthodes de justification du noyau dur
115. Fiche réponse EDF ENGSDS 120421 du 5 novembre 2012
116. Fiche réponse EDF D4550.34-12/4424 aux questions 10 et 11 du questionnaire IRSN/PRP-CRI/SESUC/2012-00221 du 13 septembre 2012
117. Réponses EDF D4550.34-12/4314 aux questions 1, 2, 6, 8, 13, 17, 18, 19, 23, 24, 28, 29, 30 du questionnaire IRSN/PRP-CRI/SESUC/2012-00221 du 13 septembre 2012
118. Fiche réponse EDF D4550.34-12/4518 à la question 12 du questionnaire IRSN/PRP-CRI/SESUC/2012-00221 du 13 septembre 2012

119. Réponses EDF ENSNDM12000093 au questionnaire IRSN/PRP-CRI/2012-00221 du 13 septembre 2012
120. Note RS EPR - ECESN120832 ind. A du 1er octobre 2012 : « Noyau Dur « SSC » pour l'EPR de Flamanville 3 : Eléments justifiant la non prise en compte dans le noyau dur de la fonction « Refroidissement par le secondaire » »
121. Fiche EDF n° 12-048 A, 02/08/2012, « Fiche de réponse à la position/action EDF référencée « INO5 » »
122. Note EMEEM100068 ind. B du 1er décembre 2011 : Programme Durée de Fonctionnement 60 ans. Présentation du REER et estimation du gain de sûreté
123. Fiche de réponse EDF EMEGC121534 du 2 octobre 2012 - Evaluation complémentaires de sûreté - Noyau dur - Transmission d'un projet d'analyse relatif à la sûreté de l'entreposage sous eau et de la manutention du combustible
124. Doctrine sur les informations utilisées en Conduite Incidentelle et Accidentelle applicable au parc en exploitation ENFCRI100428A du 21/12/2010
125. Note ECESN121080 du 13 novembre 2012 - Fiche réponse au questionnaire SSyR/2012-00177
126. Fiche de synthèse - ENGSDS120358 - réponse au courrier PRP-DGE/SCAN/2012-00131
127. Note d'organisation D4585112000044 du 10 août 2011 : « Rôles et missions de l'équipe de quart en conduite normale - CNPE de Flamanville 3 »
128. Note de doctrine D4002.92-07/084 du 22/10/2007 : « Principes généraux d'organisation de l'équipe de conduite de Flamanville 3 »
129. Courrier EDF ENSNEA120049 du 13 septembre 2012 : Réponses au questionnaire IRSN
130. Note EDF E-N-SN/87-0087 indice F : Référentiel des exigences de sûreté - Règles générales de conception pour la protection contre le froid
131. Note EDF ENSNEA050050 indice C : Référentiel « grands chauds » du parc en exploitation - palier CPY - en cours d'approbation
132. Note EDF HP-45/05/012/B : Proposition de températures extrêmes chaudes et de cycles diurnes associées pour le parc nucléaire en exploitation en tenant compte des évolutions climatiques récentes
133. Note EDF ENSNEA110071 indice A : Référentiel des exigences de sûreté de protection contre les risques associés à la tornade
134. Note EDF ENSNEA100070 indice A : Les tornades - Actualisation de l'évaluation de la probabilité d'occurrence en France dans le cadre du réexamen de sûreté VD3 1300
135. Note EDF EMESF050007 - Autonomie de site - Thème G1

136. Fiche de synthèse EDF ENSNEA120043 transmise par courrier ENSNEA120046
137. Fiche de réponse ENSNEA120043 du 11 septembre 2012 au questionnaire IRSN PSN-SRDS/SSyR/2012-00156 du 3 août 2012 transmise par la lettre EDF ENSNEA120046 du 11 septembre 2012
138. Note ENESRE/02-5515 indice A du 2 octobre 2012 - « Aire de brèche des tuyauteries moyenne énergie »
139. Courrier DPI/DIN/EM/MRC/PC-12/023 du 13 novembre 2012 - Démonstration de sûreté et noyau dur post-Fukushima
140. Rapport d'événement significatif sûreté D5180/NR/MM/12353/00 du 20 avril 2012 - Mise en place le 31 janvier 2012 de matelas de plomb sur une tuyauterie PTR
141. Note EDF/CIPN EMEGC060254 indice c du 18 avril 2008 : « Synthèse des tassements différentiels vécus par le tube de transfert et comparaison aux critères admissibles - tous sites CPY et CP0 »
142. Rapport EDF D4173/RAP/2009-10296 ind.A - CNPE de Gravelines - Auscultation altimétrique - tassements des îlots nucléaires des tranches 1 à 6 - Nivellement optique direct - octobre 2006 - novembre 2008
143. Fiche de synthèse EDF EMEMM122204 ind.A du 28 juin 2012 - Prescriptions complémentaires au vu des conclusions des ECS
144. Courrier DPI/DIN/EM/MRC/PC-12/027 du 4 décembre 2012 - Post-Fukushima - Groupe Permanent d'Experts pour les Réacteurs du 13 décembre 2012 - Projets de Positions et actions EDF

#### Références AREVA

145. Note AREVA EPRC DC 1735 ind. C - Parité MOX 52 - Domaine complémentaire - Perte totale de l'alimentation en eau des GV
146. Note AREVA EPRB DC 1712 ind. E - Domaine complémentaire du palier 1300 MWe - Perte totale de l'alimentation en eau des GV et perte de l'ASG dès sa sollicitation (3 LDP disponibles)
147. Note AREVA EPRC DC 1733 ind. B - Parité MOX 52 - Domaine complémentaire lot 2 - Petites brèches primaires en branche froide avec perte totale de l'ISHP dès sa sollicitation

#### Autres références

148. « Lessons learned from the Nuclear Accident at the Fukushima Dai-ichi Nuclear Power Station » INPO 11-005 Addendum - Revision 0 - August 2012
149. The National Diet of Japan - Official report of the Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission - 2012
150. Rapport officiel de la commission d'enquête indépendante sur l'accident nucléaire de Fukushima - Rapport du NAIIC, résumé - Traduction française

151. European Utility Requirements for LWR nuclear power plants, vol. 2 « Generic nuclear island requirements », Chapter 4 « Design basis (part 2) »
152. LAGADEC Patrick, La gestion des crises, McGraw Hill, 1991
153. Guide AIEA NS-G-2.13, IAEA, 2009 : Evaluation of Seismic Safety for Existing Nuclear Installation
154. Direction générale de l'énergie et du climat - Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique, « Prise en compte de l'élévation du niveau de la mer en vue de l'estimation des impacts du changement climatique et des mesures d'adaptation possibles », Synthèse n°2, Février 2010
155. Arrêté INB du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, NOR DEVP1202101A
156. Code de l'environnement - Article L. 593-7
157. Demande ONR GI-UKEPR-CC-03 revision 3 - EDF and AREVA EPR Generic design assessment - GDA issue - Consider and action plans to address the lessons learnt from the Fukushima event
158. INSAG 10 - « Defense in depth in Nuclear Safety » (1996)
159. WENRA - « Reference Levels for Reactor Safety » (2008)



## DEFINITIONS

Agression extrême :	Agression significativement supérieure à celle retenue dans le référentiel des agressions de dimensionnement dans le cadre de la démonstration de sûreté actuelle, retenue pour le dimensionnement du noyau dur post-Fukushima.
Conformité :	La conformité s'entend vis-à-vis de la démonstration de sûreté qui repose sur l'ensemble des exigences applicables. Une installation est donc conforme à sa démonstration de sûreté lorsqu'elle satisfait l'ensemble des exigences de sûreté qui lui sont applicables à ce titre.
Démonstration de sûreté* :	Ensemble des éléments contenus ou utilisés dans le rapport préliminaire de sûreté et les rapports de sûreté mentionnés aux articles 8, 20, 37 et 43 du décret du 2 novembre 2007 et participant à la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, qui justifient que les risques d'accident, radiologiques ou non, et l'ampleur de leurs conséquences sont, compte tenu de l'état des connaissances, des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de l'installation, aussi faibles que possible dans des conditions économiques acceptables.
Effet falaise :	Altération brutale du comportement d'une installation, que suffit à provoquer une légère modification du scénario envisagé pour un accident dont les conséquences sont alors fortement aggravées.
Exigence définie* :	Exigence assignée à un élément important pour la protection, afin qu'il remplisse avec les caractéristiques attendues la fonction prévue dans la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, ou à une activité importante pour la protection afin qu'elle réponde à ses objectifs vis-à-vis de cette démonstration ;
Facteurs organisationnels et humains* :	Facteurs ayant une influence sur la performance humaine, tels que les compétences, l'environnement de travail, les caractéristiques des tâches, et l'organisation ;
Fonction de sûreté :	Fonction qui doit être assurée pour garantir la sûreté nucléaire ; ces fonctions (distribution électrique, refroidissement du cœur, air comprimé...) contribuent au maintien des 3 fonctions fondamentales de sûreté <sup>5</sup> en fonctionnement normal et en fonctionnement accidentel
Référentiel de sûreté :	Ensemble des règles et des documents défini par l'exploitant utilisé pour la démonstration de la sûreté d'une INB. Il concerne généralement un domaine spécifique

---

<sup>5</sup> Maîtrise de la réactivité, évacuation de la puissance et confinement

(accidents graves, grands chauds...). Il est appelé à évoluer en fonction de l'évolution des connaissances et des objectifs de sûreté.

Robustesse d'un ouvrage

ou d'un équipement : « Propriété d'un ouvrage ou d'un équipement qui autorise des variations des cas de chargement au-delà des cas de dimensionnement, sans produire une modification brutale de son comportement » (guide ASN 2/01 - glossaire)

Situation redoutée : Etat dégradé de l'installation que l'on cherche à éviter (fusion du cœur pour les réacteurs, libération d'un potentiel de danger...)

Test de résistance : Évaluation de la capacité de résistance d'une installation à des agressions externes plus importantes que celles qui ont été prises en compte dans la démonstration de sûreté.

\* définition issue de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base

## **ABBREVIATIONS**

ADR	Accident De Référence
AEN	Agence pour l'Energie Nucléaire (OCDE)
AG	Accident Grave
AN/GV	Arrêt Normal sur Générateurs de Vapeur
AN/RRA	Arrêt Normal sur le circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt
APE	Approche Par Etats
API	Arrêt pour Intervention
APR	Arrêt pour Rechargement
APRP	Accident de Perte de Réfrigérant Primaire
ASG	Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur
BDS	Bloc De Sécurité
BK	Bâtiment combustible
BL	Bâtiment électrique
BDS	Bloc de Sécurité
BR	Bâtiment du Réacteur
CCL	Centre de gestion de Crise Local
CCN	Contrôle Commande Normal
CCR	Contrôle Commande Robuste
CMM	Crue Millénaire Majorée
CMS	Crue Majorée de Sécurité
CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Electricité
CPP	Circuit Primaire Principal
DEL	Système de production et distribution d'Eau glacée de la salle de commande et du bâtiment électrique
DIN	Division d'Ingénierie Nucléaire
DPN	Division de la Production Nucléaire
DUS	Diesel d'Ultime Secours
DWL	Ventilation du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et du bâtiment électrique (EPR)
ECS	Evaluations Complémentaires de Sûreté
EDE	Mise en Dépression de l'Espace entre Enceintes
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators Group
EPR	European Pressurized Reactor
ETC-C	European Technical Code for Civil works
EVU	Système d'Evacuation de la puissance de l'enceinte
FARN	Force d'Action Rapide Nucléaire
FDC	Fermeture Directe Cuve
GCTa	Contournement Turbine à l'atmosphère
GIAG	Guide d'Intervention en Accident Grave
GMPP	Groupe Motopompe Primaire Principal
GPR	Groupe Permanent d'experts pour les Réacteurs nucléaires

GPU	Groupe Permanent d'experts pour les laboratoires et Usines
GUS	Groupe d'Ultime Secours
GV	Générateur de Vapeur
H1	Perte totale de source froide
H2	Perte totale d'alimentation en eau des générateurs de vapeur
H3	Perte totale de sources électriques
INB	Installation Nucléaire de Base
IPS	Important Pour la Sûreté
IRWST	In-vessel Refueling Water Storage Tank
ISBP	Injection de Sécurité basse pression
JPI	Système de détection et de protection contre l'incendie
LDP	Ligne Décharge Pressuriseur
LHA	Tableau de 6,6 kV en voie A
LHB	Tableau de 6,6 kV en voie C
MDTE	Manque De Tension Externe
ODC	Ouverture Directe Cuve
PTAE	Perte Totale des Alimentations Electriques (appellation « EPR »)
PTB du RRA	Plage de Travail Basse du RRA
PTR	Circuit de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines
PS	Système de Protection
RECS	Rapports ECS
REP	Réacteur à Eau sous Pression
RCC-E	Règles de Conception et de Construction pour les systèmes Electriques
RCC-G	Règles de Conception et de Construction pour le Génie civil
RIS	Injection de Sécurité
RP	Réacteur en Puissance
RRA	Système de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt
RTGV	Rupture de Tube de Générateur de Vapeur
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SAR	Distribution d'Air comprimé de Régulation
SAS	Système des Automatismes de Sûreté (contrôle commande EPR)
SAS-RRC-B	Partie du SAS dédié à la conduite des situations RRC-B (accident grave)
SBO	Station Black-Out
SSC	Structures, Systèmes et Composants
SDD	Séisme De Dimensionnement
SEI	Système d'acheminement de l'eau des bassins SEA
SEA	Production d'EAU déminéralisée
SMS	Séisme Majoré de Sécurité
SND	Séisme Noyau Dur
SRU	Système d'eau brute Ultime
TAM	Tampon d'Accès Matériel
TOR	Tout-Ou-Rien

TPS	Turbo-Pompe de Secours
TRIC	Températures sortie cœur
U5	Dispositif d'éventage/filtration de l'enceinte
VCDa	Contournement Turbine à l'astmosphère (CP0)
VD	Visite Décennale
VDA	Vannes de Décharge à l'Atmosphère
VVP	Circuit de Vapeur Principal

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 CONTEXTE

Suite à l'accident survenu le 11 mars 2011 dans la centrale de Fukushima Dai-ichi, le premier ministre français a demandé la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) sur les installations nucléaires françaises, notamment sur l'ensemble des réacteurs de puissance en exploitation et en construction. Ces ECS ont consisté à évaluer la réponse des installations face à des situations extrêmes<sup>6</sup>, ciblées essentiellement sur les thématiques du séisme, de l'inondation, de la perte des alimentations électriques ou de la source froide et de la gestion des accidents graves affectant de façon durable tout ou partie des installations d'un site. L'évaluation devait être réalisée selon une approche déterministe et permettre d'identifier d'éventuels points faibles des installations et les effets faibles associés afin de définir de possibles améliorations techniques ou organisationnelles.

Dans ce cadre, l'ASN a demandé aux Groupes permanents pour les réacteurs (GPR) et pour les laboratoires et usines (GPU) - Groupe permanent d'experts (GPE) - de lui faire part de leur avis sur les conclusions des évaluations complémentaires de sûreté réalisées par les exploitants et sur la pertinence des propositions d'améliorations. Cet avis s'est appuyé sur l'analyse critique, faite par l'IRSN [21], des dossiers des exploitants. Une réunion des GPE s'est tenue les 8, 9 et 10 novembre 2011 à ce sujet.

Dans le même temps, le Conseil européen a mandaté la Commission européenne et le Groupe des autorités de sûreté nucléaires européennes (ENSREG) pour la réalisation d'une « *évaluation d'ensemble transparente de la sûreté* » (stress-tests) de toutes les centrales électronucléaires de l'Union Européenne<sup>7</sup> en regard de l'accident de la centrale de Fukushima Dai-ichi. Le cahier des charges entériné par l'ENSREG [15] retenu pour définir le contenu des stress-tests européens ayant servi de base à l'établissement du cahier des charges pour les ECS [5], les deux exercices ont été menés pour les réacteurs de puissance sur la base d'un même dossier remis par EDF. La figure 1 présente le calendrier respectif des revues européennes et des suites des ECS.

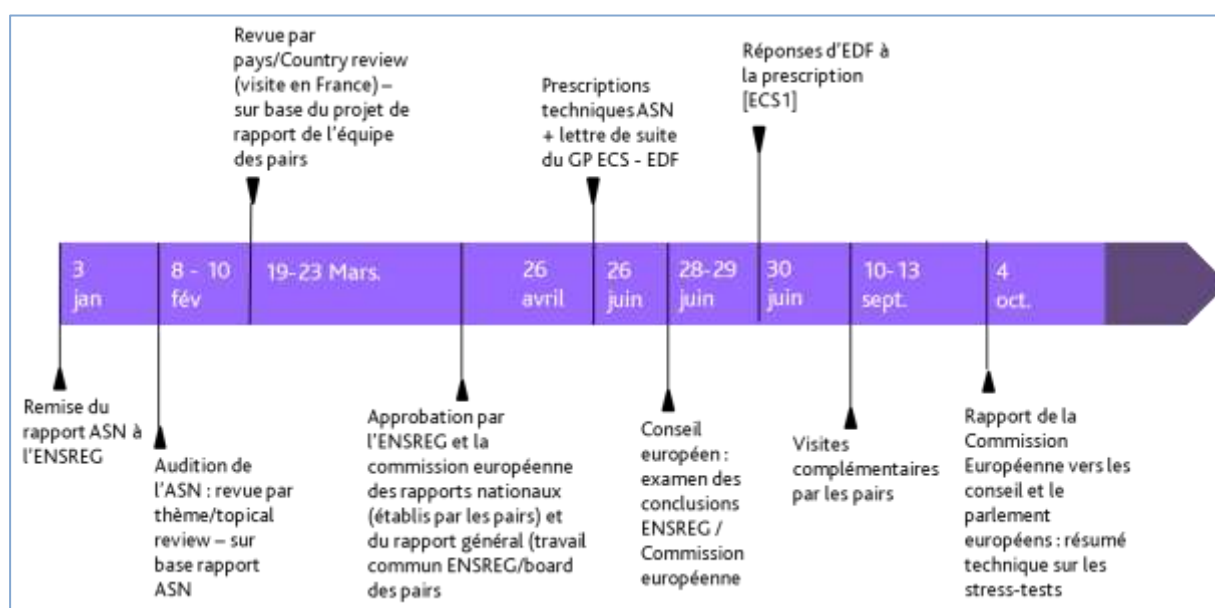


Figure 1 : Calendrier des revues par les pairs européens et des suites des ECS

<sup>6</sup> Les situations extrêmes correspondent ici aux situations du type de celle rencontrée à Fukushima.

<sup>7</sup> Dix-sept pays ont été finalement concernés car la Suisse et l'Ukraine se sont joints à ce processus.

### 1.1.1 LES EVALUATIONS COMPLEMENTAIRES DE SURETE

Huit mois après la catastrophe de Fukushima, les évaluations complémentaires de sûreté, bien que menées dans des délais extrêmement contraints, ont permis :

- d'évaluer la conformité des dispositions prévues à l'égard des agressions externes de type séisme et inondation ainsi que des pertes de sources de refroidissement et d'énergie, aux exigences qui sont applicables aux installations ;
- d'identifier des limites des référentiels de sûreté actuels des exploitants qui devront être revus à court terme, sans attendre les réexamens décennaux (détermination des niveaux d'aléas sismique et inondation, protection contre l'incendie, agressions externes et combinaison d'agressions à considérer...), ni l'analyse approfondie du retour d'expérience de l'accident de Fukushima ;
- de définir une démarche, découplée de la démarche de sûreté habituelle fondée sur les réexamens de sûreté, visant à compléter les dispositions de sûreté existantes afin de conférer aux installations une meilleure robustesse aux agressions pour faire face à des situations extrêmes non considérées jusqu'à présent dans la démonstration de sûreté et susceptibles d'engendrer des effets fautive ; cette démarche conduit à définir un **noyau dur post-Fukushima** composé de moyens matériels, organisationnels et humains permettant d'assurer de façon durable les fonctions de sûreté vitales des installations présentes sur un site en cas de perte totale des sources de refroidissement ou d'alimentations électriques potentiellement dues à une agression externe hors dimensionnement.

Suite à la réunion des groupes permanents d'experts de novembre 2011, en complément des « *positions & actions* » prises par EDF au cours de l'instruction, l'ASN a émis des prescriptions à destination d'EDF [3]<sup>8</sup> ainsi qu'une lettre de suite de la réunion des GPE comportant des demandes complémentaires [4] datées du 26 juin 2012. Dans ce contexte, EDF s'est engagé à compléter l'examen de conformité engagé dans le cadre des ECS pour la fin de l'année 2012. Pour ce qui concerne l'amélioration des référentiels de sûreté, l'ASN a demandé à EDF d'identifier, pour décembre 2013, les évolutions nécessaires suite à l'analyse des premiers éléments de retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Enfin, l'ASN a demandé, par la prescription [ECS-1], la mise en œuvre d' « *un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à :*

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

et la définition des exigences associées.

EDF a fourni, le 30 juin 2012, un certain nombre de réponses aux prescriptions de l'ASN, notamment à la prescription précitée, ainsi que des éléments attendus dans le cadre des « *positions & actions* » qu'il a prises.

### 1.1.2 LES REVUES PAR LES PAIRS EUROPEENS

Une revue par les pairs européens des conclusions de l'examen indépendant mené par les autorités de sûreté nationales complétée de visites de sites a abouti à l'établissement d'un rapport par pays et d'un rapport général [16] approuvés le 26 avril 2012 par la Commission européenne et l'ENSREG.

---

<sup>8</sup> L'ensemble des prescriptions est repris en annexe 1.

Cette revue a conclu « *que les stress tests ont identifié des améliorations tangibles* » ; un plan d'actions complémentaires a ainsi été défini dans la mesure où « *la mise en œuvre complète des mesures identifiées dans les rapports pour améliorer la sûreté sera un processus de long terme* ».

Le rapport global souligne en effet que des mesures significatives pour améliorer la robustesse des centrales nucléaires, à l'égard des agressions mais aussi à l'égard des situations de perte totale des sources de refroidissement ou d'alimentations électriques, ont été décidées ou sont en cours d'examen, notamment par la définition d'équipements renforcés et une préparation appropriée des équipes.

En complément, le rapport [16] établit quatre recommandations. **La première porte sur l'établissement par WENRA de lignes directrices pour l'évaluation des risques naturels et des marges et effets falaises correspondants.** La deuxième recommande à l'ENSREG de **promouvoir la réalisation de réexamens de sûreté périodiques** dont, plus particulièrement, la réévaluation des agressions externes et des moyens de protection associés au moins tous les 10 ans. Les deux autres recommandations s'adressent aux Autorités de sûreté nationales et concernent la mise en œuvre de **dispositions pour protéger l'intégrité du confinement ainsi que pour renforcer la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences, en cas d'agressions naturelles extrêmes ; la mise en œuvre d'équipements « bunkerisés » assurant la prévention et la limitations de conséquences des accidents graves ainsi que des situations de crise** est notamment encouragée.

Le rapport consacré à la France [17] recommande essentiellement de mener à bien le déploiement des améliorations d'ores et déjà proposées par EDF ou demandées par l'ASN. Parmi elles, la décision de mise en œuvre d'un noyau dur post-Fukushima y est saluée, sous réserve que ces dispositions permettent également de faire face à des conditions météorologiques extrêmes. Par ailleurs, quelques recommandations sont faites concernant une possible amélioration de l'instrumentation sismique, une comparaison des niveaux d'inondation issus de la démarche française avec ceux qui seraient obtenus en appliquant d'autres démarches européennes, ainsi que l'intérêt d'une recharge des batteries de secours en cas de perte totale des alimentations électriques.

La réunion du conseil européen des 28 et 29 juin 2012 [18], ainsi que le résumé technique établi par la Commission Européenne en octobre 2012 [19] confirment les conclusions des rapports précités.

## 1.2 DEMANDE DE L'ASN - OBJECTIF DE LA REUNION DU GPR

Pour la réunion du GPR qui doit se tenir le 13 décembre 2012, l'ASN a souhaité [1] :

*« recueillir, pour le 13 décembre 2012, l'avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs sur les dossiers d'EDF présentant les dispositions matérielles et organisationnelles du noyau dur tel que [le groupe permanent d'experts l'a] recommandé dans [son] avis en référence [12], et tel que l'ASN l'a prescrit par ses décisions [3], complétées par son courrier cité en référence [4].*

*[L'ASN] souhaite notamment recueillir l'avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs sur :*

- *les objectifs associés au noyau dur et son périmètre fonctionnel, définis en réponse à la prescription ECS1,*
- *les initiateurs considérés pour la définition du noyau dur et leurs niveaux,*
- *les choix retenus pour la prise en compte des événements induits par ces initiateurs sur l'installation et le noyau dur,*
- *les conditions de mise en œuvre du noyau dur notamment les états de l'installation permettant son utilisation,*



- les exigences associées aux équipements du noyau dur (exigences fonctionnelles, exigences de conception, de vérification...),
- les méthodes et critères retenus pour démontrer l'atteinte de ces exigences,
- la prise en compte des facteurs organisationnels et humains pour la mise en œuvre des dispositions du noyau dur,
- les dispositions de gestion de crise prévues pour répondre aux exigences du noyau dur. »

La réunion du GPR porte donc essentiellement sur la réponse apportée par EDF à la prescription [ECS-1], rappelée *in extenso* en annexe 1. L'IRSN a toutefois analysé ou a minima tenu compte des réponses apportées par EDF aux demandes de l'ASN et dans le cadre des « *positions & actions* » qu'il a prises lors de l'instruction des ECS, lorsque celles-ci concernaient directement le noyau dur. La liste de ces demandes et « *positions & actions* » est citée en annexe 2.

### 1.3 DOSSIER DE L'EXPLOITANT

Le dossier d'EDF en réponse à la prescription [ECS-1] rappelée ci-dessus est constitué de quatre documents :

- la position du noyau dur ECS dans la démarche générale de sûreté, les principes de définition de ce noyau dur et les exigences associées [40] ;
- le contenu du noyau dur post-Fukushima pour le parc en exploitation [41] ;
- le contenu du noyau dur post-Fukushima pour l'EPR Flamanville 3 [42] ;
- la définition des dispositions organisationnelles du noyau dur [43].

En complément de son dossier initial, EDF a transmis, au cours de l'instruction, plusieurs notes citées en références [45] à [62].

Les réponses apportées aux demandes de l'ASN et dans le cadre des « *positions & actions* » prises fin 2011 complètent ce dossier ([63] à [92]).

### 1.4 CONTENU DU RAPPORT - OBJET DE L'ANALYSE

Pour les réacteurs en exploitation, EDF prévoit de déployer le noyau dur en plusieurs étapes qui sont décrites dans l'annexe 3. Pour l'EPR, le noyau dur sera déployé avant la mise en service du réacteur Flamanville 3.

L'analyse de l'IRSN porte sur le noyau dur « cible », c'est-à-dire tel que déployé au final sur les installations.

**Le présent rapport présente les conclusions de l'analyse, par l'IRSN, du périmètre du noyau dur proposé par EDF pour ses réacteurs de puissance en exploitation et en construction, en regard des objectifs fixés par la prescription [ECS-1]. Conformément à la demande de l'ASN, l'IRSN a également examiné les exigences associées aux systèmes, structures et composants (SSC) du noyau dur ainsi que les méthodes envisagées par EDF pour justifier son caractère opérationnel en situations extrêmes.**

Les thèmes suivants sont successivement abordés dans le rapport :

- les éléments structurants retenus pour définir le noyau dur, en particulier ses objectifs, son positionnement dans la démarche de sûreté et les principes retenus pour en définir le contour et les exigences,
- l'analyse du noyau dur proposé par EDF, respectivement pour les réacteurs du parc en exploitation et pour l'EPR Flamanville 3,

- les exigences associées, notamment en termes de fiabilité et de disponibilité ainsi qu'en termes de robustesse aux agressions externes et aux effets potentiellement induits dans ou à l'extérieur de l'installation.

La conformité du noyau dur aux objectifs qui lui sont fixés sera examinée, pour les réacteurs du parc en exploitation, à une échéance à déterminer, lorsque l'ensemble des études et des justifications à apporter par EDF seront disponibles, et pour l'EPR Flamanville 3, à échéance de l'autorisation de mise en service.

En l'attente du déploiement du noyau dur, la mise en œuvre de dispositions transitoires est prévue à court terme. Les exigences associées à ces dispositions n'ont pas fait l'objet de prescriptions de l'ASN. Leur examen sera mené au travers de l'instruction des demandes de modification déposées au titre de l'article 26 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire et se limite à une analyse de non-régression en termes de sûreté des installations.

L'analyse réalisée dans le cadre de la préparation de la réunion du GPR du 13 décembre 2012 fait apparaître des désaccords importants sur les principes retenus par EDF pour la définition du noyau dur et des exigences associées. Dans le présent rapport, l'IRSN fait état de « *positions* » qui définissent les principes qu'il estime devoir être appliqués pour définir le noyau dur et ses exigences.

Ces positions amènent des « *recommandations* » sur les choix techniques retenus par EDF qui apparaissent les plus structurants.

Par ailleurs, certaines demandes ont trait à des éléments qui n'ont pu être instruits de façon complète (réflexions d'EDF non finalisées à ce stade, délai d'instruction trop court) ou sont moins structurantes pour la suite des réflexions. Ces demandes apparaissent dans le rapport sous forme d'« *attendus* ».

## 2 ELEMENTS STRUCTURANTS POUR LA DEFINITION DU NOYAU DUR ET DES EXIGENCES ASSOCIEES

### 2.1 POSITIONNEMENT DU NOYAU DUR DANS LA DEMARCHE DE SURETE

#### 2.1.1 POSITION D'EDF

EDF considère [40] que le noyau dur « constitue une ligne de défense ultime ». Cette ligne de défense « ciblée et robuste [doit permettre] de faire face à des situations extrêmes hypothétiques allant significativement au-delà des référentiels en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2012 ». Cette notion de « au-delà des référentiels s'entend à la fois en termes de gravité de la situation considérée (cumul et durée des situations accidentelles), de nombre de tranches affectées et de niveaux des agressions susceptibles d'être à l'origine de cette situation ».

EDF insiste sur le fait que le « dimensionnement est et continuera d'être traité lors des réévaluations de sûreté ». Le noyau dur est ainsi un complément aux mesures existantes qui constituent, selon lui, « le socle de la sûreté nucléaire, en assurant notamment une prévention efficace des pertes de source froide et de perte des sources électriques, ainsi que des accidents graves ». L'ampleur de ces « mesures qui assurent la robustesse du dimensionnement » permet, d'après EDF, de réduire l'étendue du noyau dur au strict minimum, permettant ainsi de viser, pour ces matériels, une résistance à des niveaux d'aléas extrêmes. Le positionnement du noyau dur dans la démarche de sûreté est schématisé sur la figure n°2 ci-dessous [40].

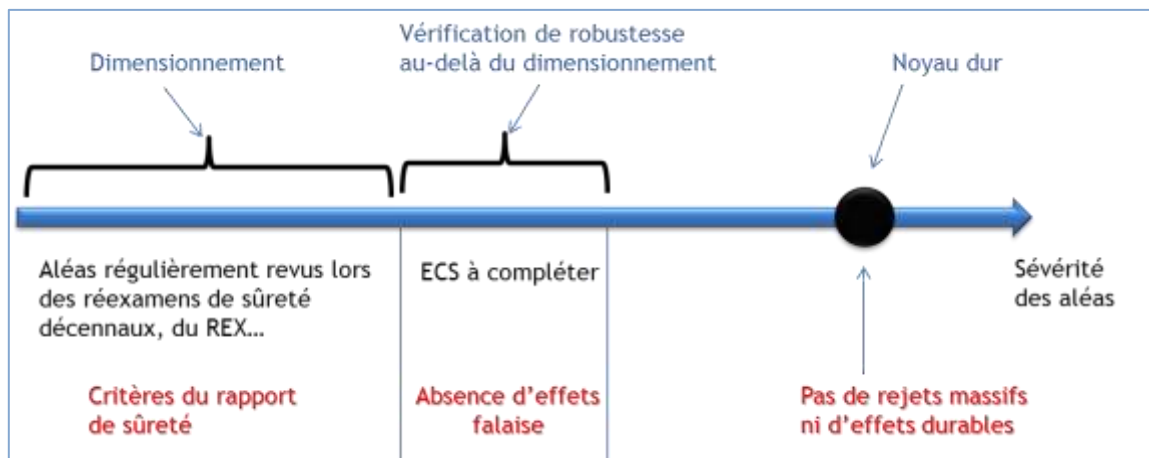


Figure 2 : Démarche générale de sûreté proposée par EDF suite à l'analyse du REX Fukushima (schéma EDF)

EDF indique [40] que les situations fonctionnelles (pertes totales de source froide ou d'alimentations électriques de longue durée, affectant potentiellement plusieurs tranches d'un même site) dont l'origine ne serait pas due à une agression externe extrême, ont vocation à être traitées, à l'avenir, dans la « démonstration de sûreté ».

Ainsi, la démarche de sûreté telle que proposée par EDF dans son dossier du 30 juin 2012 consistera, à terme, à :

- considérer les pertes totales de source froide et d'alimentations électriques de longue durée, affectant potentiellement toutes les tranches d'un site, dans la « démonstration de sûreté », pour les niveaux d'aléas considérés dans le référentiel des agressions de dimensionnement,

- vérifier la capacité de l'installation à faire face aux différents aléas en allant « modérément » au-delà de ce référentiel, notamment en cas de situation de pertes totales de source froide et d'alimentations électriques de longue durée affectant potentiellement toutes les tranches d'un site ;
- considérer que les situations de pertes totales de source froide et d'alimentations électriques de longue durée, affectant potentiellement toutes les tranches d'un site, si elles ont pour origine une agression naturelle extrême, pourront être gérées par le noyau dur ; elles n'ont pas vocation à être intégrées à la « démonstration de sûreté ».

Par le courrier cité en référence [139] adressé à l'ASN le 13 novembre 2012, EDF rappelle l'importance de conserver une approche globale et de « *considérer le noyau dur comme un filet ultime complémentaire à toutes les autres mesures de sûreté, et non comme le seul ensemble de dispositions permettant d'assurer la sûreté au-delà du domaine de dimensionnement* ». EDF rappelle que, pour le domaine au-delà du dimensionnement des installations, les études réalisées « *au titre des ECS ont permis de confirmer la robustesse des installations en montrant, d'une part, l'existence de marges satisfaisantes au-delà du niveau des aléas du dimensionnement, et d'autre part la pertinence des moyens de secours en place permettant de maîtriser les situations accidentelles supposées en résulter* ». Des actions ont été engagées « *afin d'améliorer sensiblement la résistance des installations à des aléas dépassants ceux, déjà très enveloppes, définis au titre du domaine de dimensionnement* ». « *Les structures, systèmes et composants du noyau dur ne seront utilisés, toujours au travers d'une conduite progressive, que si les dispositions précédentes n'ont pas été suffisantes.[...] Le fait que le noyau dur puisse ne constituer que ce filet ultime conduit EDF à y associer une démarche adaptée en termes d'objectif de sûreté et de règles d'études.* »

## 2.1.2 ANALYSE DE L'IRSN

### 2.1.2.1 « Progressivité » de la démarche de prise en compte des agressions

L'IRSN partage le point de vue de l'exploitant sur le fait que la sûreté des installations repose aujourd'hui avant tout sur un ensemble de dispositions constituant des lignes de défense successives et que le noyau dur vient en complément de ces dispositions. Mais l'accident de Fukushima a rappelé, d'une part que l'occurrence d'agressions dépassant les niveaux retenus pour le dimensionnement des installations ne pouvait être totalement écartée, d'autre part que ces agressions pouvaient constituer un mode commun affectant l'ensemble des dispositions retenues au titre des différents niveaux de la défense en profondeur.

En effet, ainsi qu'il l'a été rappelé lors de la réunion des GPE de novembre 2011, la démarche actuelle de prise en compte des agressions garantit le fonctionnement des systèmes de sûreté jusqu'aux niveaux retenus pour le dimensionnement et, en allant « modérément » au-delà, du fait des marges inhérentes aux méthodes de conception et de réalisation mises en œuvre.

Pour des niveaux significativement supérieurs, il n'existe pas d'études permettant de garantir l'intégrité et l'opérabilité des systèmes de sûreté des installations. A cet égard, si les rapports transmis par EDF dans le cadre des ECS concluent au bon comportement des installations pour des niveaux de séisme ou d'inondation supérieurs au référentiel des agressions de dimensionnement en vigueur (1,5 fois le SMS pour ce qui concerne le séisme), l'IRSN rappelle qu'il a émis un certain nombre de réserves sur ces conclusions. Il a considéré, pour sa part, qu'il n'était pas possible de conclure, à ce stade, avec un niveau de confiance suffisant, à la robustesse des

installations aux niveaux d'aléas retenus pour les ECS. C'est l'une des raisons pour lesquelles il a recommandé la mise en place d'un noyau dur, dimensionné à des niveaux d'aléas « extrêmes ».

La décision d'EDF de poursuivre le travail engagé lors des ECS en renforçant les installations pour garantir l'absence d'effets falaise pour des aléas « légèrement » supérieurs au référentiel est satisfaisante. Il convient d'ailleurs de noter que cette vérification de robustesse<sup>9</sup> est d'ores et déjà incluse dans le programme associé à la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe (DDF), avec le développement, notamment, de méthodes SMA<sup>10</sup> et d'EPS agressions.

Au final, ces études ont pour objectif de démontrer la suffisance des dispositions de conception actuelles pour les niveaux d'aléas retenus dans la démonstration de sûreté actuelle, voire au-delà.

Pour ce qui concerne le noyau dur, associé à des niveaux d'aléas significativement plus élevés, l'IRSN considère qu'il doit être défini en considérant la perte de l'ensemble des dispositions mises en œuvre au titre des niveaux 3, 4 et 5 de la défense en profondeur, non dimensionnés à ces niveaux. En termes de démonstration, il ne peut être tenu compte des dispositions de renforcement prévues par EDF au titre de la robustesse, en l'absence d'études démontrant leur intégrité et leur opérabilité à des niveaux d'agression extrême.

### **2.1.2.2 Positionnement du noyau dur vis-à-vis de la démonstration de sûreté**

Concernant le positionnement du noyau dur dans la démarche de sûreté, EDF indique, dans sa note [40], que les dispositions du noyau dur n'ont pas vocation à faire partie de la démonstration de sûreté<sup>11</sup>. L'IRSN ne partage pas cette position.

#### **Position de l'IRSN :**

**L'IRSN considère que la démonstration de sûreté devra intégrer, en plus des domaines considérés actuellement (à savoir, pour les REP en exploitation, les accidents de dimensionnement, le domaine complémentaire, les études justificatives particulières, les accidents graves et, pour l'EPR, l'ensemble des dispositions prises à la conception), le domaine « noyau dur ». De la même façon que pour les autres domaines, l'exploitant devra définir un référentiel d'exigences associé au domaine « noyau dur ».**

Au cours de la réunion préparatoire, EDF s'est engagé à retenir, dans la démonstration de sûreté, le domaine « noyau dur » et d'y associer un référentiel dédié d'exigences.

### **2.1.2.3 Valorisation des dispositions du domaine « noyau dur » dans les autres domaines de la démonstration de sûreté**

L'IRSN considère qu'il serait légitime qu'EDF valorise les dispositions (matérielles et organisationnelles) du noyau dur dans d'autres domaines de la démonstration de sûreté, par exemple dans les situations de pertes de

<sup>9</sup> Cette vérification ne se limite pas, dans ce cadre, aux seules situations de perte de source froide et d'alimentations électriques.

<sup>10</sup> Seismic Margin Assessment

<sup>11</sup> La définition de la démonstration de sûreté est donnée dans l'arrêté INB

refroidissement relevant aujourd'hui du nouveau domaine complémentaire ou des études justificatives particulières.

#### **Position IRSN :**

**L'IRSN n'a pas d'opposition de principe à ce que certaines dispositions matérielles et organisationnelles du noyau dur soient valorisées dans la démonstration de sûreté, lors des prochains réexamens de sûreté, pour répondre à d'autres objectifs que ceux visés pour le noyau dur. Pour autant, les exigences associées à ces dispositions devront être en adéquation avec ces autres objectifs. Cette valorisation devra faire l'objet d'une analyse spécifique.**

Dans son courrier en référence [144], EDF insiste sur la nécessité de hiérarchiser les modifications à réaliser en fonction du gain de sûreté associé. Il indique en particulier que certaines modifications « *pourraient être décalées dans le temps, voire faire l'objet d'un renoncement* ». Il s'agit typiquement « *des modifications associées au traitement des situations les plus extrêmes, à la limite du plausible ou de celle nécessitant un approfondissement des connaissances en termes de faisabilité et d'efficacité* ».

Pour l'IRSN, la mise en œuvre d'un noyau dur s'impose au vu du retour d'expérience, y compris français : l'IRSN rappelle que les probabilités de dépassement annuelles retenues pour les agressions naturelles externes, dans le référentiel des agressions de dimensionnement, sont de l'ordre de  $10^{-2}$  à  $10^{-4}$  par an selon le cas. Compte tenu de ces probabilités, les agressions au-delà du référentiel actuel ne peuvent donc être qualifiées, selon l'IRSN, d'agression « *à la limite du plausible* » et nécessitent d'être traitées par le noyau dur. En revanche, l'IRSN estime qu'il est pertinent de privilégier, dans le noyau dur, des solutions techniques qui pourraient être valorisées dans d'autres domaines de la démonstration de sûreté et qui permettraient donc un gain de sûreté global<sup>12</sup>. L'analyse du dossier remis par EDF le 30 juin a été réalisée dans cet esprit, visant à mutualiser les démarches en cours.

## **2.2 OBJECTIF DU NOYAU DUR POST-FUKUSHIMA ET MOYENS ASSOCIES**

### **2.2.1 POSITION D'EDF**

L'objectif de sûreté affiché par EDF est d'éviter des rejets radioactifs massifs et des effets durables dans l'environnement pour des situations extrêmes. EDF précise [40] que « *cet objectif concerne les rejets de produits de fission à vie longue, afin d'éviter la mise en œuvre de contre-mesures durables sur les populations* ».

En réponse à une question de l'IRSN, EDF précise [90] que :

- *dans les situations avec confinement assuré dans le BR, ce critère est vérifié :*
  - *sur le parc en exploitation, pour la voie air, par une filtration des principales voies de rejet ; et pour la voie eau, par une prévention du percement de la cuve,*
  - *sur l'EPR, et compte tenu des dispositions de conception, pour la voie air, par une justification de l'étanchéité de l'enceinte ; et pour la voie eau, par une justification de la tenue du radier.*

<sup>12</sup> Concernant les résultats EPS 1 « événements internes », que ce soit pour les réacteurs de 900 ou de 1300 MWe, le risque est porté, pour moitié environ, par les situations H3. En particulier, la mauvaise fiabilité du LLS (palier 900 et 1300) et les difficultés à régler en local la vitesse des turbopompes (1300) expliquent cette contribution importante. Il faut rappeler que, pour la VD3 1300, EDF s'est engagé à améliorer les moyens permettant le pilotage des TPS.

- dans le BK et dans les situations avec BR non confiné : le critère de découplage est l'absence de découverture du combustible ».

Pour le réacteur, dans les états où le circuit primaire est fermé, « l'orientation retenue est un fonctionnement en gavé ouvert, qui permet une extraction de la puissance résiduelle hors de la cuve par une dépressurisation du circuit primaire (via le pressuriseur) puis une injection d'eau pour refroidir le cœur.

L'extraction de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sera assurée :

- sur le parc en exploitation, par un éventage de l'enceinte complété par un appoint d'eau permettant de compenser les pertes en vapeur,
- sur l'EPR Flamanville 3, par un moyen ultime de refroidissement. »

Dans les états où le circuit primaire est ouvert, EDF fonde sa démonstration sur un appoint en eau permettant de compenser l'ébullition et d'éviter le découverture du cœur.

## 2.2.2 ANALYSE DE L'IRSN

### 2.2.2.1 Objectif du noyau dur

L'objectif retenu par EDF concerne la limitation des rejets de produits de fission conduisant à une contamination durable de l'environnement. Cet objectif, qui se limite à la phase long terme des conséquences, ne peut être jugé suffisant que dans la mesure où les rejets n'entraînent pas de doses élevées pour les populations en phase d'urgence. A cet égard, EDF considère que la limitation des rejets qui contribuent majoritairement à la dose pendant cette phase (gaz rares et iodes) est assurée grâce, d'une part à la limitation du taux de dégradation du cœur et au dispositif de filtration, d'autre part au maintien du cœur en cuve.

L'IRSN souligne que la limitation de la dégradation du cœur ne suffit pas à garantir un faible niveau de rejets dans l'environnement :

- la quantité de produits de fission émise hors du combustible dépend du taux de dégradation du cœur, or EDF ne se fixe pas d'objectif en termes de taux de dégradation du cœur ; de plus, le relâchement des produits de fission en cas de fusion partielle reste, en l'état actuel des connaissances, difficile à évaluer ;
- les rejets dans l'environnement dépendent non seulement de l'émission hors du combustible<sup>13</sup> mais également de l'étanchéité du confinement ; en cas d'agression extrême, les défauts potentiels peuvent entraîner un effet falaise en termes de conséquences pour les populations.

Par ailleurs, l'hypothèse de maintien du cœur en cuve, une fois le cœur dégradé, qui permet d'éviter le percement du radier et ainsi d'éviter, d'une part des rejets atmosphériques très élevés, d'autre part des rejets liquides dans les sols, apparaît difficile à démontrer au vu des connaissances actuelles (cf. chapitre 3).

Compte tenu de ces éléments, l'IRSN considère qu'un objectif de limitation des rejets de produits de fission contribuant majoritairement à la dose en phase d'urgence doit également être retenu pour le noyau dur.

---

<sup>13</sup> Le circuit primaire étant ouvert (conduite en « gavé-ouvert »), les produits de fission sont émis, avec un taux de rétention considéré comme relativement faible, dans l'enceinte de confinement.

**Position IRSN :**

**L'IRSN estime que le noyau dur doit permettre, non seulement de limiter les conséquences à long terme des rejets radioactifs dans l'environnement, mais également de limiter significativement les rejets en gaz rares et en iodes, principaux contributeurs à la dose en phase d'urgence.**

Concernant les effets potentiels d'un accident grave, le niveau élevé des conséquences radiologiques associées aux rejets provoqués par l'ouverture du dispositif U5 ou à la percée du radier<sup>14</sup>, en cas de fusion totale du cœur sur les réacteurs du parc en exploitation, a d'ailleurs conduit EDF à engager des études, dans le cadre de l'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe, visant à les limiter de façon significative pour tendre vers les objectifs radiologiques retenus pour les réacteurs de génération III, notamment l'EPR.

L'IRSN estime que les objectifs radiologiques associés au noyau dur post-Fukushima doivent également s'inscrire dans cette perspective et être globalement cohérents avec les objectifs d'ores et déjà retenus pour la démonstration de sûreté des REP en exploitation et de l'EPR Flamanville 3. Cette convergence des objectifs est techniquement possible dans la mesure où le déploiement final du noyau dur est prévu à l'horizon 2020-2025. Cette échéance correspond aux dates de mise en œuvre des dispositions liées à l'extension de la durée de fonctionnement, tout au moins pour les réacteurs de 900 MWe. Pour les autres paliers, l'avis [13] émis par le GPR lors de sa réunion relative à la deuxième visite décennale des réacteurs de 1450 MWe, qui s'est tenue le 25 octobre 2012, rappelle que « à l'occasion du projet d'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation, l'objectif a été fixé de rapprocher dès que possible, dans le cadre des réexamens de sûreté de chaque palier, les objectifs radiologiques des réacteurs existants de ceux qui sont retenus pour l'EPR. Le Groupe permanent estime que ces objectifs, qui ne sont pas spécifiquement liés à l'âge des réacteurs, doivent également être considérés pour les réacteurs du palier N4 dès leurs deuxièmes visites décennales ». Notamment, la recommandation n°3 du courrier précité demande « qu'EDF étudie, lors du réexamen de sûreté VD2 N4, des dispositions concernant les accidents avec fusion du cœur permettant de tendre vers l'objectif radiologique qualitatif défini pour le réacteur EPR de Flamanville pour ces situations, à savoir une mise en œuvre de mesures de protection de la population très limitées en termes d'étendue et de durée ».

**Position IRSN :**

**L'IRSN estime que les objectifs associés au noyau dur, pour ce qui concerne la limitation des rejets des accidents graves, doivent être cohérents avec ceux retenus dans le cadre des prochains réexamens de sûreté des REP en exploitation (mesures de protection de la population limitées en termes d'étendue et de durée).**

## **2.2.2.2 Moyens retenus par EDF pour atteindre l'objectif visé**

### **2.2.2.2.1 Principes généraux**

L'IRSN note qu'EDF ne retient pas, du moins de façon explicite, la prévention de la fusion du cœur en tant que moyen pour atteindre l'objectif visé, lorsque le confinement est assuré de manière statique.

---

<sup>14</sup> Terme source de type « S3 »



Au cours de l’instruction, EDF a indiqué [97] que la ligne de défense ultime que constitue le noyau dur « *peut être définie sans distinction des volets prévention et mitigation, grâce à l’ampleur des mesures qui assurent la robustesse du dimensionnement* ». Il a par ailleurs précisé [101] que « *l’objectif assigné aux matériels du noyau dur est bien d’éviter la fusion du cœur ou a minima d’éviter la percée de la cuve* ». Toutefois, dans les réponses apportées fin octobre à d’autres questions de l’IRSN [108], EDF précise que « *le noyau dur assurera la mitigation des accidents graves et si possible la prévention de la fusion. Il est donc possible que la conduite « gavé-ouvert » amène à une entrée dans le GIAG* ».

Compte tenu des incertitudes associées aux phénomènes pouvant se produire à la suite de la fusion du cœur, des difficultés de diagnostic de l’état de l’installation et des incertitudes associées à l’efficacité des dispositions de gestion des accidents graves visant à limiter les rejets hors de l’enceinte de confinement en accident grave, l’IRSN estime que le noyau dur post-Fukushima doit en premier lieu permettre de prévenir la fusion. C’est l’un des objectifs fixés par la prescription de l’ASN [ECS1]. L’IRSN rappelle aussi la position qu’il avait exprimée devant les GPE en novembre 2011 [21] concernant les dispositions du noyau dur :

- un premier ensemble de dispositions doit viser à prévenir la fusion du cœur, c’est-à-dire permettre de maintenir le refroidissement du combustible et éviter une dégradation de la première barrière de confinement ; il est notamment essentiel pour la piscine de désactivation, ainsi que pour les états d’arrêt lorsque l’enceinte est ouverte, où une dégradation importante des assemblages (telle que la fusion en manutention, en piscine ou dans la cuve) conduit à des conséquences très élevées pour les populations et dans l’environnement ;
- un deuxième ensemble de dispositions doit viser à limiter les rejets, pour permettre de réduire les conséquences dans l’espace et dans le temps, en cas de fusion du combustible ; pour le réacteur, il vise à sauvegarder la troisième barrière de confinement, c’est-à-dire l’enceinte, et à limiter les risques de bipasse ;
- des dispositions de gestion de crise doivent permettre de garantir une information précise de l’évolution de la situation sur le site, tant pour ce qui concerne le déroulement de l’accident que les rejets réels ou potentiels, les débits de dose mesurés sur le site ainsi que les conditions météorologiques ; ces informations doivent permettre à l’exploitant et aux pouvoirs publics de prendre les décisions qui leur incombent vis-à-vis de la protection des personnes présentes sur le site et des populations.

La position de l’IRSN a été reprise par les Groupes Permanents d’Experts dans leur avis [12] rendu à l’issue de la réunion des 8, 9 et 10 novembre 2012 : « *Certains scénarios de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques peuvent conduire à une fusion du cœur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables. Les groupes permanents approuvent la proposition d’EDF qui consiste à définir une ligne de défense supplémentaire, composée de moyens robustes aux aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel (« noyau dur ECS de prévention des accidents graves »), en vue de prévenir la fusion du cœur dans ces situations qui pourraient affecter plusieurs installations d’un même site, pour de longues durées.* » De plus, les groupes permanents estiment que, à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne présentent pas une robustesse suffisante pour les niveaux d’aléas retenus dans le cadre des ECS. De même que pour les dispositions de prévention, ils soulignent l’importance de définir un ensemble de moyens permettant de limiter les rejets en cas d’accident grave en cas d’aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel (« noyau dur ECS de limitation des conséquences d’un accident grave »).

Pour EDF, la prévention des situations de fusion du cœur passe avant tout par les dispositions existantes sur les installations, éventuellement renforcées, mais n'est pas portée par le noyau dur post-Fukushima (démarche progressive présentée au chapitre 2.1.1). En particulier, EDF envisage, dans le cadre de la vérification de l'absence d'effets falaise pour des aléas légèrement supérieurs à ceux retenus dans la démonstration de sûreté actuelle, de renforcer les SSC participant à la fonction de refroidissement par le circuit secondaire pour les états où le circuit primaire est pressurisable. L'IRSN estime que cette proposition d'EDF ne répond pas à la position exprimée par les GPE. En effet, le caractère opérationnel de la fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur, qui permettrait d'éviter la fusion du cœur dans les états où le circuit primaire est pressurisable, n'est pas garanti pour des niveaux d'aléas retenus pour la définition du noyau dur.

L'IRSN rappelle que le noyau dur doit permettre de faire face à des situations où tous les niveaux de la défense en profondeur actuels sont potentiellement perdus : à ce titre, il convient que l'exploitant définisse, au sein du noyau dur, des moyens permettant, d'une part de prévenir la fusion du combustible (moyens, en premier lieu, associés au contrôle de la réactivité et au refroidissement du combustible), d'autre part de limiter les conséquences d'un accident grave (moyens, en premier lieu, associés à la sauvegarde du confinement).

De plus, le noyau dur reposant sur des moyens existants des installations, sa fiabilité et sa robustesse passent par la recherche de plusieurs lignes de défense, autant que possible indépendantes entre elles et diversifiées par rapport à l'existant.

**Position IRSN :**

**L'IRSN estime que le noyau dur doit comporter deux lignes de défense, l'une visant à prévenir la fusion du cœur, l'autre à limiter les conséquences d'un accident grave. L'indépendance de ces deux lignes de défense sera recherchée. Par ailleurs, comme indiqué dans la prescription ECS-1, une diversification avec les SSC existants doit être privilégiée.**

Pour la piscine d'entreposage du combustible et pour la piscine du BR lorsque le confinement statique du bâtiment n'est pas assuré, il n'existe pas aujourd'hui de dispositions permettant de limiter les rejets en cas de dégradation du combustible. Le niveau de confiance accordé aux dispositions de prévention du dénoyage des assemblages doit donc être particulièrement élevé (cf. chapitre 3.3).

**Position de l'IRSN :**

**Pour la piscine d'entreposage du combustible et pour la piscine du BR lorsque le confinement statique du bâtiment n'est pas assuré, les dispositions de prévention devront être particulièrement robustes. Les exigences associées à ces dispositions devront permettre d'atteindre un très bon niveau de confiance.**

En complément, l'IRSN considère que des études permettant la compréhension du déroulement d'un accident de dénoyage du combustible en piscine doivent être réalisées. En fonction des résultats de ces études, la possibilité de mettre en œuvre des moyens de limitation des conséquences devra être réexaminée.

#### Attendu de l'IRSN :

Afin de limiter les conséquences d'une fusion du combustible en piscine, l'IRSN estime que des réflexions doivent être menées sur les moyens possibles de limitation des rejets radioactifs en cas de dégradation des assemblages combustibles entreposés en piscine BK ou en piscine BR lorsque le bâtiment est ouvert, une fois les études permettant de mieux comprendre les phénomènes en jeu et leurs cinétiques réalisées.

#### **2.2.2.2 Gestion à court terme de l'accident**

La stratégie retenue par EDF pour limiter les rejets consiste à ouvrir les deuxième (conduite en « gavé-ouvert ») et troisième barrières (éventage par le dispositif U5) de confinement, quel que soit l'état de la première barrière. Or, l'IRSN rappelle que l'un des principes fondamentaux retenu à la conception des installations nucléaires pour limiter les rejets en cas d'accident est l'interposition de barrières entre la matière radioactive d'une part, l'homme et l'environnement d'autre part, et le maintien de l'intégrité du plus grand nombre de barrières (au moins une) en fonctionnement accidentel.

A cette fin, la démarche générale de sûreté s'appuie sur le principe de défense en profondeur, qui fait l'objet de nombreuses publications de l'INSAG et de WENRA [158, 159]. Ces principes sont rappelés par EDF dans le RDS VD3 900 où il indique que « *pour parer aux erreurs humaines et défaillances techniques ou organisationnelles, la stratégie de la défense en profondeur est appliquée. Elle s'organise autour de niveaux multiples de protection contre les éventuelles défaillances techniques, humaines ou organisationnelles envisageables, et vise à traiter chaque événement en interposant des lignes de défense successives, fiables et aussi indépendantes que possible.* »

Cette « *stratégie de la défense en profondeur est tout particulièrement mise en œuvre au niveau de chacune des barrières interposées entre le combustible nucléaire d'une part et la population et l'environnement d'autre part. ... La succession dans l'espace [des] trois barrières, auxquelles il faut ajouter la notion d'extension de la 3<sup>ème</sup> barrière, garantit le confinement des matières radioactives.*

*Conformément à la démarche de défense en profondeur, chaque barrière fait l'objet de lignes de défense, destinées à éviter ou détecter sa défaillance ou à en limiter les conséquences.* »

Pour l'IRSN, il n'y a pas lieu de déroger à ces principes pour la définition du noyau dur post-Fukushima, l'objectif in fine étant le même : limiter les rejets. De plus, il convient d'être particulièrement attentif aux risques de bipasse du confinement qui entraînerait un effet falaise sur les rejets radioactifs en situation d'accident grave et pourrait compromettre la gestion de la situation par les équipes de crise et la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN).

#### Position IRSN :

**L'IRSN estime que la stratégie de conduite du noyau dur doit permettre de maintenir, aussi longtemps que possible, l'intégrité des barrières de confinement. Elle doit également viser à limiter les risques de bipasse du confinement en évitant autant que possible l'utilisation de systèmes véhiculant du fluide radioactif à l'extérieur du bâtiment du réacteur. A minima, lorsque leur utilisation ne peut être évitée, EDF devra définir dans le noyau dur, des moyens permettant de s'assurer préalablement de leur intégrité (ronde, moyens de détection de fuites...).**

Plus généralement, la définition des actions à mener à court terme doit tenir compte de leur impact éventuel sur la phase à plus long terme. En effet, il convient de limiter, autant que possible, les actions qui pourraient engendrer des difficultés de gestion par la suite (production d'effluents radioactifs en quantité importante, risque de bipasse enceinte ...). A cet égard, l'IRSN estime que l'exploitant doit privilégier, pour la gestion à court terme, **des solutions qui ne compromettent pas la gestion à moyen ou long terme de l'accident** ; en particulier il conviendrait d'éviter les stratégies entraînant :

- des actions irréversibles (à titre d'exemple, les stratégies privilégiées ne devraient pas conduire à vider les réserves d'eau borée, si les besoins d'appoint en eau au circuit primaire ne l'imposent pas) ;
- une augmentation du risque de rejets (par exemple, liée à l'utilisation de circuits constituant une extension de la 3<sup>ème</sup> barrière dont l'inétanchéité amènerait des problèmes d'accessibilité aux locaux ou des rejets non gérables du fait d'un manque de confinement dans les bâtiments périphériques).

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime que la stratégie de conduite retenue pour la gestion à court terme de l'accident devrait retenir, dans la mesure du possible, des solutions qui ne compromettent pas la gestion à plus long terme (actions irréversibles, risques de bippasses...).

### **2.2.2.2.3 Gestion à plus long terme - interface avec la FARN**

La stratégie d'EDF de gestion de la phase à moyen et long terme s'appuie sur le déploiement de la Force d'action rapide nucléaire (FARN). Or les moyens de la FARN devront pouvoir être connectés aux installations. L'exploitant doit donc être en mesure de définir les configurations à « couvrir », en identifiant les différentes situations auxquelles il pourrait être confronté, 24 à 72 heures après la survenue d'une agression extrême (zones difficiles d'accès compte tenu des conditions radiologiques sur le site, volumes importants d'effluents radioactifs à gérer, rejets liquides potentiels...).

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime que la définition du noyau dur devrait reposer sur une définition plus précise de l'état des installations et du site après une agression extrême ainsi que sur la prise en compte de la gestion à long terme de l'accident.

Dans son courrier en référence [144], EDF a indiqué qu'il définira « *plus finement les situations accidentelles et tiendra compte, pour la définition des parades associées, de la gestion de l'accident à plus long terme* », ce qui répond à la demande de l'IRSN.

## 2.3 DEMARCHE MISE EN ŒUVRE PAR EDF POUR LA DEFINITION DU NOYAU DUR

EDF a transmis, à la demande de l'IRSN, une fiche de synthèse présentant la démarche qu'il a mise en œuvre pour la définition du noyau dur [90].

### 2.3.1 POSITION D'EDF

La note [90] précise que, « *dans une première phase, EDF a centré son analyse sur les [objectifs] jugés a priori les plus structurants vis-à-vis de la définition des SSC du noyau dur, à savoir :*

- *la définition des SSC du noyau dur permettant d'atteindre l'objectif visé en termes de limitation des rejets massifs et d'effets durables dans l'environnement, en tenant compte de la faisabilité de la conduite associée ;*
- *l'identification des principales dispositions permettant à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion de crise. [...]*

*En parallèle de ces travaux, la démarche de justification de la robustesse du noyau dur aux aléas extrêmes a été précisée [94], ainsi que les principes pour la prise en compte de leurs effets induits [95]. »*

EDF précise que, « *dans un second temps, [il] se positionnera sur :*

- *la définition détaillée des SSC du noyau dur et de leurs performances,*
- *la démonstration que ces SSC permettent effectivement de respecter l'objectif de sûreté visé,*
- *la justification de la robustesse des fonctions du noyau dur aux aléas extrêmes considérés (en particulier pour les matériels existants du noyau dur),*
- *la suffisance des SSC dédiés à la gestion de crise,*
- *la justification que les effets induits par les aléas extrêmes :*
  - *ne compromettent pas les fonctions du noyau dur,*
  - *ne compromettent pas la faisabilité des actions humaines,*
- *la justification de l'absence de régression de sûreté sur la conception et l'exploitation liée à la mise en œuvre de ce noyau dur,*
- *la prise en compte de la maintenance des SSC du noyau dur,*
- *la capacité à gérer durablement la situation (continuité des missions, gestion des effluents etc...). »*

Par la suite, afin de s'assurer de la faisabilité de la conduite de l'installation avec le seul noyau dur, de la robustesse des SSC du noyau dur aux aléas extrêmes et aux effets induits potentiels, de la capacité du noyau dur à assurer les missions qui lui incombent dans la gestion de crise et de la non-régression de la sûreté, EDF indique qu'il complétera la définition du noyau dur, notamment du point de vue organisationnel et humain et qu'il vérifiera un certain nombre d'hypothèses retenues (telle que, par exemple, la possibilité de prévenir d'éventuels effets induits). Il conclut que la démarche de définition du noyau dur présente nécessairement un caractère itératif.

Au cours de l'instruction technique, EDF a confirmé n'avoir mené que la première phase de la démarche.

## 2.3.2 ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN reconnaît que les nombreuses contraintes auxquelles EDF a dû faire face rendent l'exercice complexe ; les délais impartis pour la définition du noyau dur et l'absence d'études détaillées<sup>15</sup> sur le comportement des installations en cas d'agression ou concernant les agressions internes potentiellement induites n'ont pas permis à EDF de conforter sa proposition.

La nécessité d'une démarche itérative et l'absence des résultats des études précitées n'ont pas permis à EDF de proposer, à la date du 30 juin 2012, un noyau dur consolidé. Le contenu précis du noyau dur n'est donc, à ce stade, pas totalement défini. Des réflexions sont encore en cours, notamment pour définir la démarche de prise en compte des effets induits ainsi que pour ce qui concerne les aspects liés aux facteurs organisationnels et humains. Il en est de même pour ce qui concerne plus globalement la gestion de crise. Ceci explique en partie les constats mentionnés dans la suite du rapport.

EDF a indiqué ne pas être en capacité de prendre en compte l'ensemble des aspects impactant la définition du noyau dur de manière intégrée. L'étude s'appuie donc sur la prise en compte de situations avec des critères de découplage (tels que, par exemple, « absence de brèches » ou encore « prévention des incendies »), très structurants qui seront vérifiés par la suite ; à cet égard, EDF a indiqué que des dispositions seront prises le cas échéant (par exemple pour protéger le noyau dur d'effets induits qui ne pourraient être prévenus avec certitude). L'IRSN souligne que des dommages autres que la perte totale des alimentations électriques et de la source froide, liés aux effets induits, peuvent potentiellement être dimensionnants pour le noyau dur s'ils ne peuvent être prévenus (cas des fuites sur le circuit primaire ou dans les piscines par exemple). De même, l'état du site, après une agression extrême, peut être fortement dégradé et compromettre les actions prévues au titre du noyau dur (présence de gravats et de débris...). La définition de configurations caractéristiques des installations et des sites après une agression extrême devrait faire l'objet, selon l'IRSN, d'une définition plus précise.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, l'IRSN considère que le contenu du noyau dur proposé par EDF dans son dossier remis le 30 juin 2012 peut être amené à évoluer fortement.

## 2.4 PRINCIPES DE DEFINITION DU NOYAU DUR ET DES EXIGENCES ASSOCIEES

### 2.4.1 POSITION D'EDF

Compte tenu du positionnement du noyau dur dans la démarche de sûreté (cf. chapitre 2.1.1), EDF présente dans la note [40] différents principes qui l'ont amené à définir le périmètre et les exigences du noyau dur proposé ; EDF indique en particulier que :

- le noyau dur est constitué de SSC nécessaires pour assurer les fonctions décrites au chapitre 2.2.1 dans les conditions extrêmes définies pour le noyau dur et qui sont donc capables de résister à ces situations ; EDF indique que « les SSC existants du noyau dur feront l'objet d'une vérification de robustesse aux exigences du noyau dur et pourront le cas échéant être renforcés afin de réduire autant que possible leur risque de dysfonctionnement [...] ceci dans la mesure de la faisabilité de ces renforcements et à des

---

<sup>15</sup> Compte tenu notamment de la nécessité de développer de nouvelles méthodes pour réaliser ces études.

*conditions économiquement acceptables* » ; le nombre limité de SSC valorisés dans le noyau dur « *rend possible la résistance des matériels du noyau dur à des niveaux extrêmes d'aléas* » ;

- les « *SSC existants dont la défaillance pourrait compromettre le respect de l'objectif de sûreté du noyau dur seront identifiés* ». Ces SSC seront appelés « *SSC en interface du ND* ». De la même façon que pour les SSC du noyau dur, EDF cherchera à démontrer leur robustesse aux agressions extrêmes ; toutefois, « *ceux dont la modification n'est pas faisable ou ne peut pas s'envisager à des conditions économiquement acceptables (notamment la cuve et l'enceinte de confinement), feront l'objet d'une évaluation de robustesse au-delà du dimensionnement* » ;
- les moyens du noyau dur sont suffisamment robustes pour ne pas considérer leur défaillance ;
- le noyau dur couvre prioritairement les 72 heures qui suivent l'événement initiateur. Au-delà de 24 h, des moyens apportés par la FARN peuvent être valorisés ; EDF indique à cet égard [40] que « *les nouvelles dispositions matérielles du site permettant le raccordement des fonctions support strictement nécessaires aux fonctions du noyau dur, et apportés à terme sur le site, notamment par la FARN, appartiennent aux dispositions matérielles du noyau dur* ». Au cours de l'instruction, EDF a cependant précisé qu'il n'y avait pas de notion de temps associé au noyau dur et que tout SSC présent sur site qui apparaîtrait nécessaire pour la gestion à moyen ou long terme de l'accident ferait partie des dispositions matérielles du noyau dur.

En complément, au cours de l'instruction, l'IRSN a noté que le contour du noyau dur et des SSC en interface peut varier d'un site à l'autre, en fonction des niveaux d'aléas retenus sur les sites et de la robustesse à l'égard des aléas des équipements existants et valorisés dans le noyau dur.

## 2.4.2 ANALYSE DE L'IRSN

L'analyse de l'IRSN présentée dans ce chapitre porte sur les principes évoqués ci-dessus, en particulier :

- la distinction faite par EDF entre les « *dispositions matérielles du noyau dur* » et les « *SSC en interface au noyau dur* » (chapitre 2.4.2.1),
- les principes relatifs à la fiabilité et à la robustesse aux agressions des fonctions du noyau dur (chapitre 2.4.2.2).

La prise en compte de la gestion à plus long terme de l'accident peut impacter les exigences retenues pour certaines dispositions matérielles du noyau dur. Ce point est abordé au chapitre 2.4.2.3.

### 2.4.2.1 Dispositions matérielles du noyau dur et « SSC en interface »

De l'examen de la liste des dispositions matérielles du noyau dur et des SSC en interface, il est difficile de comprendre les principes ayant conduit à distinguer ces deux sous-ensembles, notamment si l'on s'intéresse au rôle fonctionnel joué par les différents SSC. La classification retenue par EDF permet de mettre en évidence que le noyau dur est essentiellement constitué de nouveaux SSC, spécifiquement dédiés à la maîtrise accidentelle et à la gestion de crise des situations pouvant survenir suite à une agression extrême, de type séisme ou inondation. Les SSC « *en interface du noyau dur* » sont systématiquement des SSC déjà existants, souvent difficilement modifiables. Il s'agit de systèmes actifs qui n'ont pas à être manœuvrés pendant ou après l'agression ou de systèmes passifs. Cette classification permet également de respecter l'objectif affiché par EDF dans sa note de démarche de réduire le noyau dur, autant que possible, à un nombre limité de matériels. La figure 3 présente des

exemples de SSC appartenant au noyau dur et des SSC en interface pour les réacteurs du parc en exploitation d'après la note [41].

SSc du noyau dur et SSC en interface... (ex. pour le parc)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>   pompe U3 fixe et ses systèmes supports (système de refroidissement dédié) ainsi que certains lignages</li> <li>   dispositif d'appoint en eau claire dans les puisards du BR ou la piscine</li> <li>   bache PTR et les lignages vers les moyens d'injection</li> <li>   appoint à la bache PTR,</li> <li>   dépressurisation du circuit primaire (3 SEBIM)</li> <li>   dispositif d'éventage/filtration U5</li> <li>   isolement de l'enceinte, vannes extérieures nécessitant un ordre du contrôle</li> <li>   vanne du tube de transfert</li> <li>   appoint ultime</li> <li>   contrôle commande robuste, sources électriques et distributions robustes,</li> <li>   « informations » nécessaires</li> <li>   la salle de commande (ventilation, conditionnement, éclairage) et le centre de crise local...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>   Les grappes de contrôle</li> <li>   Le circuit primaire et circuits connectés jusqu'au 1<sup>er</sup> organes d'isolement</li> <li>   Les accumulateurs du RIS</li> <li>   Le bâtiment réacteur</li> <li>   l'isolement de l'enceinte, par les autres vannes</li> <li>   Le dispositif GCT-a/VCD-a</li> <li>   Le tube de transfert</li> <li>   La piscine du BK (absence de fuite significative), étanchéité de la structure et du liner,</li> <li>   Dispositifs casse-siphon,</li> <li>   Circuits connectés non isolables</li> <li>   Recombineurs auto-catalytiques (RAP) (hydrogène)</li> <li>   ...</li> </ul>

Figure 3 : Exemples de SSC appartenant au noyau dur et de SSC en interface pour les réacteurs du parc en exploitation

L'IRSN estime surprenant que les grappes de commande soient identifiées comme des SSC « *en interface du noyau dur* » alors qu'elles participent directement à la fonction de la maîtrise de la réactivité. Les accumulateurs sont des équipements en interface alors qu'ils sont valorisés pour l'accomplissement de la fonction d'évacuation de la puissance résiduelle en début d'accident. Le tube de transfert appartient également à cette catégorie alors que la vanne du tube de transfert fait partie des dispositions matérielles du noyau dur, les deux équipements étant essentiels à la maîtrise de l'inventaire en eau de la piscine d'entreposage du combustible. L'isolement de l'enceinte enfin est assuré à la fois par des vannes qui appartiennent au noyau dur (vannes extérieures enceinte nécessitant un ordre de contrôle) et des vannes qui sont « *en interface du noyau dur* ».

L'IRSN note que les dispositions matérielles du noyau dur et les SSC « *en interface du noyau dur* » sont nécessaires à l'atteinte des objectifs de la prescription [ECS-1] des décisions de l'ASN [3].

Par ailleurs, la distinction faite entre SSC du noyau dur et SSC « *en interface* » interroge sur d'éventuelles différences concernant les exigences de sûreté applicables et les méthodes et critères utilisés dans les démonstrations pour ces deux catégories d'équipements. Une graduation des exigences applicables aux SSC participant à l'atteinte des objectifs du noyau dur fixés par la prescription [ECS-1] ne peut être faite selon la classification retenue par EDF et doit reposer sur d'autres critères.

Or, pour chaque fonction de sûreté, l'IRSN estime que la robustesse de l'ensemble de la fonction doit être vérifiée, et pas uniquement des principales dispositions matérielles y participant. A ce titre, la note [40] ne précise pas les méthodes de justification de la robustesse des dispositions matérielles du noyau dur ou des SSC « *en interface du noyau dur* » aux aléas à considérer en tant qu'initiateur. Lors de la réunion technique du 4 juillet 2012 ayant pour objet la présentation du noyau dur « piscines », EDF a indiqué que la vérification de la robustesse est jugée prioritaire pour le noyau dur et que les SSC « *en interface* » pourront faire l'objet d'évaluation à dire



d'experts. Au cours des échanges ultérieurs, EDF a finalement précisé [98] que les exigences appliquées dans les deux cas seraient strictement identiques.

**Position IRSN :**

**Pour les SSC existants, qu'ils appartiennent aux dispositions matérielles du noyau dur ou qu'ils soient identifiés comme « SSC en interface du noyau dur », l'IRSN estime qu'ils doivent répondre aux mêmes exigences de vérification, de conception et de suivi en exploitation que les dispositions matérielles du noyau dur, dans la mesure où ils sont nécessaires à l'atteinte des objectifs du noyau dur.**

Suite à la réunion préparatoire à la réunion du GPR, EDF a confirmé sa position sur ce point [144] : « Les SSC en interface du noyau dur feront l'objet de vérifications vis-à-vis des mêmes exigences de robustesse que les dispositions matérielles du noyau dur. [...] Les SSC interface du noyau dur répondront aux mêmes exigences de suivi en exploitation que les dispositions matérielles du noyau dur ».

L'IRSN est d'accord avec cette position, pour autant que les méthodes de vérification utilisées soient également les mêmes. Ce point est abordé au chapitre 4.2.

*Nota : dans la suite du texte, et compte tenu de ce qui précède, les dispositions matérielles du noyau dur et les SSC « en interface » ne sont pas distingués et sont désignés, de façon indifférente, par le terme de « dispositions matérielles du noyau dur » ou « SSC du noyau dur » ou de « noyau dur ». Les recommandations reprennent toutefois la terminologie d'EDF afin d'éviter toute ambiguïté.*

#### **2.4.2.2 Fiabilité et robustesse des fonctions assurées par le noyau dur**

L'occurrence d'agressions naturelles extrêmes telles que celles observées au Japon en mars 2011 étant susceptible de constituer un mode commun de perte simultanée de plusieurs lignes de défense, l'IRSN estime que les choix retenus pour la définition du contenu du noyau dur et des exigences associées doivent permettre de garantir, avec un bon niveau de confiance, la capacité des dispositions retenues à assurer leurs fonctions, notamment en regard du postulat d'EDF d'absence de leur défaillance.

Ce bon niveau de confiance peut être obtenu par :

- l'utilisation de SSC faisant l'objet d'exigences fortes garantissant la fiabilité et la disponibilité des fonctions qu'ils assurent,
- l'utilisation de SSC dont l'opérabilité est démontrée en situation d'agression extrême (robustesse aux agressions),
- la disponibilité d'informations fiables sur l'état des installations,
- la disponibilité de ressources humaines en adéquation avec les besoins de mise en œuvre du noyau dur et de prise de décision (disponibilité, compétence...), tant pour ce qui concerne la conduite des installations que pour la protection du personnel présent sur site et des populations,
- la mise à disposition de modes opératoires (stratégie de conduite, guide de gestion des accidents graves, délai opérateurs) adaptés aux conditions extrêmes auxquelles devront faire face les équipes de conduite ainsi que de moyens logistiques performants.

Les deux premiers alinéas contribuent à garantir la capacité des dispositions matérielles du noyau dur à assurer leur(s) fonction(s) dans les situations étudiées ; les alinéas suivants contribuent à s'assurer de la capacité des

moyens organisationnels et humains à gérer la situation et à décider des actions qui sont de la responsabilité de l'exploitant.

#### **2.4.2.2.1 Fiabilité et disponibilité des fonctions assurées par les SSC du noyau dur - aspects matériels**

En premier lieu, la mise en œuvre de plusieurs lignes de défense totalement ou en partie indépendantes entre elles et diversifiées par rapport à l'existant est l'élément structurant, du point de vue de l'IRSN, permettant d'avoir un bon niveau de confiance dans la capacité des dispositions matérielles du noyau dur à assurer leurs fonctions, sans recours à un principe de redondance.

L'IRSN souligne que la diversification des matériels du noyau dur réalisant une mission identique à celle d'autres matériels existants sur l'installation doit être recherchée afin de limiter les risques de modes communs, sous réserve que des solutions existent avec un niveau de fiabilité des équipements au moins équivalent.

Par ailleurs, les exigences de fiabilité et de disponibilité des fonctions assurées par les SSC du noyau dur peuvent être atteintes de différentes façons, par exemple :

- en privilégiant l'utilisation d'équipements essentiellement nouveaux, pour les fonctions à assurer ainsi que pour les fonctions support ;
- par l'utilisation de SSC ayant des exigences fortes de conception, de réalisation et de suivi en exploitation ;
- par l'utilisation de SSC peu sensibles aux effets induits (compte tenu, par exemple, de leur localisation géographique ou de l'existence de protections robustes contre ces effets).

Pour ce qui concerne le premier point, l'IRSN rappelle que le paragraphe III de la prescription [ECS-1] [3] indique que « *pour ce noyau dur, l'exploitant met en place des SSC indépendants et diversifiés par rapport aux SSC existants afin de limiter les risques de mode commun, [en justifiant] le cas échéant le recours à des SSC non diversifiés ou existants* ».

En outre, retenir des capacités fonctionnelles des équipements permettant de faire face à des situations « enveloppe » des situations de pertes totales de source froide, d'alimentations électriques et d'accident grave, permet également d'accroître le niveau de confiance dans la capacité à faire face à une situation résultant d'une agression extrême.

La fiabilité et la disponibilité des fonctions assurées par les SSC du noyau dur sont analysées au chapitre 4.1 du présent rapport.

#### **2.4.2.2.2 Robustesse des dispositions matérielles du noyau dur aux agressions extrêmes**

L'IRSN estime que la robustesse des dispositions matérielles du noyau dur aux agressions doit s'appréhender sur la base, d'une part du caractère suffisant des aléas considérés sur le site lors de la prise en compte du risque d'agression naturelle externe, d'autre part des exigences retenues pour ces dispositions matérielles, ainsi que des critères et méthodes de démonstration du respect de ces exigences.

Cette démarche, couplée, peut conduire, pour une exigence donnée, à différentes approches, schématisées sur la figure 4.



Figure 4 : Couplage entre niveau d'aléa et critères-méthodes de dimensionnement des SSC du noyau dur

Le choix de couvrir un niveau d'aléa plus ou moins important ou de retenir des méthodes de dimensionnement plus ou moins éprouvées conduit :

- dans les situations où la marge est uniquement apportée par les règles de dimensionnement (cas 1 de la figure 4), à estimer que celles-ci (qui intègrent des coefficients de sécurité, des marges...) permettraient de garantir que les SSC assurent leurs fonctions pour des aléas supérieurs à ceux considérés, sans toutefois que ces niveaux d'aléa « ultimes » soient connus et sans que les points faibles des installations puissent être identifiés ;
- dans les situations où la marge est uniquement portée par le niveau d'aléa considéré (cas 3 de la figure 4), à une confiance relative dans le fait que les SSC assurent leurs fonctions au niveau d'aléa considéré dans la mesure où des méthodes de justification moins éprouvées sont mises en œuvre (dans le sens où des hypothèses réalistes réduisent le degré de confiance du dimensionnement ou de la vérification associés) ; les niveaux d'aléa pour lesquels il est possible de considérer, avec une confiance élevée, la tenue des SSC ne peuvent alors pas être déterminés facilement ;
- dans le cas où une confiance raisonnable existe dans le domaine de couverture de l'aléa et dans les règles de dimensionnement retenues (cas 2 de la figure 4), d'une part à une bonne connaissance de la tenue des installations au niveau d'aléa considéré, d'autre part à une bonne confiance dans la capacité des SSC à assurer leurs fonctions pour des aléas allant « modérément » au-delà.

Aussi, plutôt que de retenir des démarches où l'absence de confiance dans certaines données est partiellement « couverte » ou « compensée » par des marges prises lors d'une autre étape de la démonstration, l'IRSN estime préférable de privilégier une approche qui s'appuie, à la fois, sur une bonne connaissance du domaine de couverture de l'aléa et sur un bon niveau de confiance dans la justification du fonctionnement des SSC valorisés. La déclinaison de ce principe fait l'objet du chapitre 4.2.1.

**Position IRSN :**

**L'IRSN estime qu'afin de garantir la robustesse des dispositions matérielles du noyau dur à des agressions extrêmes, une approche reposant à la fois sur une bonne connaissance du domaine de couverture de l'aléa et sur un bon niveau de confiance dans l'intégrité et l'opérabilité des SSC doit être privilégiée.**

### 2.4.2.2.3 Disponibilité des informations, instrumentation

L'absence d'informations fiables permettant de diagnostiquer l'état des installations a très fortement pénalisé la gestion de l'accident de Fukushima. A titre d'exemple, on rappellera :

- l'absence de mesures de température dans les piscines d'entreposage du combustible usé,
- l'absence d'information sur l'état des systèmes, notamment sur le condenseur d'isolement qui a conduit à des erreurs dans la priorité accordée à la gestion des différents réacteurs,
- l'absence de mesure continue de la pression dans l'enceinte de la tranche 2 qui n'a pas permis d'anticiper le nécessaire éventage de l'enceinte de confinement.

EDF a indiqué qu'il retenait, au titre du noyau dur, l'instrumentation liée à la conduite de l'installation et à la gestion de crise.

L'IRSN insiste sur la nécessité de disposer, dans le noyau dur, des instrumentations permettant :

- de **mesurer les paramètres d'état de la chaudière et des piscines** (pression, température, niveaux...), en particulier ceux permettant de diagnostiquer l'état des barrières de confinement,
- de **connaître l'état des dispositions matérielles du noyau dur**,
- de **gérer les priorités entre réacteurs et piscines d'un même site**,
- de **préparer les actions en local** (mesures radiologiques, toxiques à l'extérieur et à l'intérieur des installations),
- de **évaluer les conséquences radiologiques d'un rejet réel ou potentiel** (mesures météorologiques, débits de dose ambiant, mesures de spectrométrie gamma), et le cas échéant, de déclencher la phase réflexe du Plan Particulier d'Intervention.

#### **Position de l'IRSN :**

**L'IRSN estime qu'il est essentiel de disposer, dans le noyau dur, d'une instrumentation fiable et robuste en cas d'agression extrême permettant la conduite de l'installation, la connaissance de son état (en particulier des barrières de confinement), la gestion des priorités sur le site ainsi que la préparation des actions en local.**

### 2.4.2.2.4 Faisabilité des actions humaines

Les actions humaines peuvent être réalisées sous certaines conditions ; il est nécessaire de disposer en particulier :

- de délais de décision et d'actions suffisants,
- de locaux protégés contre les agressions et les effets induits associés, y compris de situations d'accident grave avec défaillance du confinement,
- de moyens d'acquisition de l'information fiables et centralisés,
- de moyens de communication performants,
- de trajets sécurisés pour la réalisation des interventions en local,
- de moyens d'action appropriés (procédures, outils, instruments, éclairage, etc.),

- de moyens humains en effectifs et compétences suffisants, disponibles et appropriés aux besoins d'actions à effectuer,
- de moyens de protection individuels...

Les délais disponibles pour les actions des opérateurs constituent un facteur essentiel de réussite de la stratégie de conduite proposée. Le choix d'EDF de retenir préférentiellement des moyens fixes permet de réduire les délais de mise en œuvre du noyau dur et donc d'augmenter les délais disponibles pour les actions des opérateurs, ce qui est satisfaisant.

A ce titre, l'IRSN considère qu'EDF doit privilégier, autant que possible, des stratégies de conduite permettant de maximiser les délais disponibles pour les actions des opérateurs en salle de commande et pour les interventions en local.

Indépendamment des délais d'action ou de décision, il convient plus globalement de chercher à faciliter la tâche des opérateurs qui devront gérer une situation accidentelle dans des conditions particulièrement difficiles. Il convient donc de privilégier une continuité des stratégies de conduite prévues dans l'APE (Approche par Etats) pour la gestion des situations de type H1 ou H3.

Ces aspects sont traités aux chapitres 3.1, 3.2 et 3.5 du présent rapport.

#### **2.4.2.3 Dispositions matérielles du noyau dur nécessaires à la gestion à plus long terme de l'accident**

La Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) doit pouvoir intervenir en moins de 24 heures sur un site accidenté (équipe de reconnaissance pour diagnostiquer la situation, recenser les besoins) et déployer des moyens mobiles (diesels, pompes, manchettes...) à échéance de 3 à 5 jours après le début de l'accident. L'IRSN n'a pas connaissance précise à ce jour des moyens de la FARN, la prescription de l'ASN associée étant à échéance du 31 décembre 2012. Les points de connexions qui permettront de raccorder les moyens mobiles de la FARN aux installations devront faire partie des dispositions matérielles du noyau dur. L'IRSN souligne l'importance de la définition des actions prévues par la FARN pour préciser les points de connexions qui seront nécessaires, prévoir leur accessibilité suite à une agression extrême (appoint à la piscine d'entreposage du combustible en cas d'ébullition, par exemple). En amont de la réunion préparatoire, l'IRSN avait formulé un projet d'attendu en ce sens. A la suite de la réunion préparatoire, EDF s'est engagé [144] à identifier les points de connexion pour les matériels de la FARN ; les moyens de la FARN permettront l'accès à ces points de raccordement. Cela répond à l'attente de l'IRSN.

Les moyens mobiles, notamment ceux apportés par la FARN, ont vocation à apporter, rapidement, des moyens supplémentaires pour injecter de l'eau ou fournir de l'énergie ; les exigences associées à ces moyens devront être définies. Elles devront permettre d'obtenir, au-delà d'un délai à définir, une redondance des moyens de refroidissement afin d'écartier le risque de retrouver une situation non contrôlée en cas de perte ou de défaillance d'un matériel.

Par ailleurs, les dispositions (équipements, instrumentations...) non substituables par des moyens mobiles disponibles sur le site ou apportés par la FARN devront être identifiées et faire l'objet d'une attention particulière en termes d'exigences (durée de mission pour laquelle ils sont requis, conditions d'ambiance potentiellement très dégradées - pression, température, irradiation...). En amont de la réunion préparatoire, l'IRSN avait formulé le projet d'attendu suivant :

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF identifie les équipements du noyau dur non substituables par des moyens mobiles et définisse les exigences associées en termes de durée de mission et de conditions de fonctionnement. Une redondance voire une diversification de ces moyens dans le noyau dur devra être recherchée, notamment pour les moyens actifs.

De façon générale, l'IRSN estime qu'une redondance des fonctions à assurer pendant la phase long terme de l'accident devra être recherchée.

EDF a précisé qu'il identifiera les fonctions du noyau dur non substituables par des moyens mobiles et définira les exigences associées en termes de durée de mission et de condition de fonctionnement [144]. Il ne s'est en revanche pas positionné sur les questions relatives à la redondance ou à la diversification des moyens.

L'IRSN sera attentif à ces questions lors de l'analyse de la stratégie de conduite à long terme de l'accident et des moyens de la FARN.

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime qu'EDF devra préciser les moyens prévus pour garantir la redondance des fonctions à assurer pendant la phase long terme de l'accident.

## 2.5 CONCLUSION - SYNTHÈSE DES PRINCIPES STRUCTURANTS RETENUS PAR L'IRSN POUR L'ANALYSE DU NOYAU DUR

Les principes structurants, présentés ci-après, ont été retenus par l'IRSN pour l'analyse du périmètre fonctionnel du noyau dur post-Fukushima proposé par EDF, ainsi que pour l'analyse des exigences associées :

1. Disposer à terme de deux lignes de défense, autant que possible indépendantes entre elles et diversifiées par rapport à l'existant, visant, d'une part à prévenir la fusion du cœur, d'autre part à limiter les rejets en cas d'accident grave ;
2. Maintenir, autant que possible, l'intégrité des barrières interposées entre le combustible et l'environnement ; à ce titre, les stratégies de conduite retenues devront autant que possible limiter les risques de bipasse du confinement ;
3. Rechercher un bon niveau de confiance dans le noyau dur (choix des dispositions, robustesse, fiabilité, disponibilité), y compris pour l'instrumentation :
  - utiliser des SSC ayant des exigences fortes de conception, de réalisation et de suivi en exploitation,
  - privilégier des stratégies de conduite permettant de maximiser, autant que possible, les délais disponibles pour les actions des opérateurs et de retarder les effets faibles
  - assurer une robustesse aux agressions et à leurs effets induits potentiels ;
4. Tenir compte de la gestion à long terme de l'accident pour la définition des dispositions matérielles du noyau dur et les exigences associées.

## **3 CONTENU DU NOYAU DUR RETENU PAR EDF**

Ce chapitre est dédié à l'examen du noyau dur proposé par EDF pour la conduite de l'installation en cas de situation de perte totale d'alimentations électriques ou de source froide, voire d'un accident grave, suite à une agression extrême (niveaux 3 et 4 de la défense en profondeur) et pour la gestion de crise (niveau 5 de la défense en profondeur), pour les REP du parc en exploitation et pour l'EPR de Flamanville. Les dispositions matérielles, organisationnelles et humaines du noyau dur ont été examinées au regard des principes retenus par l'IRSN présentés au chapitre précédent.

Sont successivement abordés dans ce chapitre :

- le contenu du noyau dur retenu par EDF pour gérer l'accident sur le réacteur, hors état d'APR ; le chapitre 3.1 traite globalement des réacteurs du parc en exploitation et de l'EPR Flamanville 3 ; les spécificités liées à l'EPR FA3 sont traitées au chapitre 3.2 ;
- le contenu du noyau dur dédié aux piscines BK et BR en APR ; le chapitre 3.3 traite des piscines du parc et de l'EPR FA3 ;
- le contenu du noyau dur associé à la gestion de crise (chapitre 3.4).

Les fonctions « support » telles que l'alimentation électrique, le contrôle commande, le conditionnement thermique des équipements du noyau dur font l'objet d'un paragraphe spécifique (3.1.2.2).

Enfin, des paragraphes des chapitres 3.1, 3.2 et 3.4 sont dédiés aux premiers éléments transmis par EDF concernant les aspects organisationnels et humains, inclus dans le noyau dur.

*Nota : Lorsque des recommandations formulées sur les REP en exploitation sont applicables à l'EPR Flamanville 3, cela est spécifié explicitement.*

### **3.1 NOYAU DUR POUR LES REP EN EXPLOITATION - PARTIE REACTEUR**

L'analyse des dispositions retenues dans le noyau dur des réacteurs du parc est précédée d'un paragraphe consacré aux conditions initiales considérées par EDF pour définir le contenu de ce noyau dur.

#### **3.1.1 CONDITIONS INITIALES POSTULEES**

*« Le tsunami causé par le séisme a inondé et totalement détruit les générateurs diesel de secours, les pompes de refroidissement à l'eau de mer, le système de câblage électrique et l'alimentation en courant continu pour les réacteurs 1, 2 et 4, ce qui a entraîné la perte complète de courant, sauf au réacteur 6, alimenté par un générateur diesel de secours initialement dédié à la climatisation. En résumé, les réacteurs 1, 2 et 4 n'avaient plus aucune électricité ; le réacteur 3 avait perdu son alimentation en courant alternatif, puis en courant continu avant l'aube du 13 mars 2012 et le réacteur 5 avait perdu toute son alimentation électrique en courant alternatif. »* extrait du rapport de la commission d'enquête japonaise [150].

##### **3.1.1.1 Situations accidentelles**

###### **3.1.1.1.1 Proposition d'EDF**

La situation initiale considérée par EDF pour définir le noyau dur est la suivante [40] :

- survenue d'un initiateur conduisant à la perte de la source froide (situation H1 par perte de la station de pompage) et, simultanément, à un manque de tension externe (MDTE) ;

- échec du démarrage des diesels principaux ou du retestage conduisant à une perte de l'alimentation électrique des tableaux LHA et LHB ;
- perte des autres sources électriques conventionnelles (TAC/GUS, LLS) « *en dehors de certaines batteries* » non spécifiées par EDF (situation H3).

Compte tenu de l'indisponibilité postulée des générateurs de vapeur, liée au choix d'EDF de ne pas retenir le refroidissement par les générateurs de vapeur (GV) dans le noyau dur, la solution retenue couvre au final des situations de type H1 + H2 + H3.

En revanche, EDF n'a pas pris en compte d'effets induits par l'agression initiale sur l'installation qui pourraient modifier la situation accidentelle initiale. En particulier, le noyau dur a été déterminé en considérant « *l'absence de fuite significative dans le circuit primaire et les circuits connectés non isolables* » [41]. « *EDF n'a pas considéré de défaillance sur les composants du circuit primaire principal pour la définition du Noyau Dur [...]. En revanche, [...] la perte d'étanchéité aux joints a été considérée. La solution privilégiée par EDF, qui s'appuie sur un fonctionnement en gavage ouvert, devrait toutefois tolérer une brèche sur le circuit primaire. La taille de cette brèche maximale « tolérable » sur le CPP pourra, éventuellement, faire l'objet d'une évaluation dans un second temps.* » [93]

### 3.1.1.1.2 Analyse de l'IRSN

La situation initiale retenue par EDF pour la définition du contenu du noyau dur correspond à une situation de type H1 + H3 avec perte des sources électriques externes et internes (diesels principaux notamment), mais dans laquelle les tableaux électriques de 6,6 kV LHA et LHB, bien que non alimentés, restent utilisables.

L'IRSN souligne que l'hypothèse de disponibilité, en cas d'agression extrême, des tableaux LHA/LHB ainsi que de leurs sous-tableaux électriques est structurante pour la définition du noyau dur et des moyens de réalimentation électrique. EDF justifie cette hypothèse par le choix d'intégrer ces tableaux électriques dans le noyau dur.

L'IRSN estime que la robustesse des tableaux électriques LHA et LHB de 6,6 kV et de leurs sous-tableaux à des agressions externes extrêmes et à leurs effets induits potentiels peut être difficile à justifier. En effet, les tableaux de plus basse tension, également essentiels à la conduite de l'installation, peuvent être vulnérables aux agressions. Par exemple, des tableaux continus de la voie A (LCA sur les tranches de 900 MWe et LBA sur les tranches de 1300 et 1450 MWe), qui sont indispensables à la conduite en situation accidentelle (logiques de commande des actionneurs alimentés par la voie A en particulier), alimentent des équipements hors noyau dur (situés pour certains en salle des machines), donc non protégés de l'inondation externe extrême. Il peut en résulter des défauts d'isolement multiples avec un risque très élevé de perte complète des tableaux correspondants (telle qu'observée lors de l'accident de Fukushima).

L'IRSN estime que la position d'EDF de ne pas retenir les pertes des tableaux secourus de 6,6 kV et de leurs sous-tableaux dans les situations initiales postulées pour la définition du noyau dur n'est acceptable que sous réserve de la démonstration de la robustesse de ces tableaux aux agressions extrêmes et à leurs effets induits.

Suite à la demande sur la distribution électrique du noyau dur (cf. chapitre 3.1.2.2) émise par l'IRSN en amont de la réunion préparatoire, EDF s'est engagé [144] à mettre en œuvre une alimentation électrique du noyau dur aussi indépendante que possible de la distribution électrique existante.

Il conviendra toutefois qu'EDF complète la liste des situations couvertes.



#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime qu'EDF devra compléter la liste des situations initiales couvertes par le noyau dur pour prendre en compte la perte des tableaux électriques n'appartenant pas au noyau dur.

Par ailleurs, il semble a priori difficile d'exclure, par exemple en cas de séisme extrême, l'occurrence de petites brèches sur le circuit primaire au niveau des piquages de faible diamètre ou la survenue de fuites (de faible débit) au niveau des soudures des liners des piscines. L'IRSN estime qu'EDF devrait reconsidérer son hypothèse d'absence de brèche sur le circuit primaire et les circuits connectés non isolables et définir un débit de fuite forfaitaire permettant de dimensionner l'appoint au circuit primaire, au titre du noyau dur.

L'IRSN estime qu'EDF devra définir un débit de fuite forfaitaire représentatif des fuites du circuit primaire ou des circuits connectés non isolables susceptibles de survenir, en cas séisme de forte intensité, à retenir pour définir les performances de l'appoint au circuit primaire par le noyau dur. Cette demande s'applique également à l'EPR Flamanville 3.

Plus globalement, l'IRSN estime que le noyau dur doit pouvoir couvrir l'occurrence de brèches (piquages), à la fois sur le circuit primaire et les circuits connectés non isolables et sur la piscine BK.

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF démontre la capacité du noyau dur à gérer les situations extrêmes de type Fukushima en retenant une fuite du circuit primaire ou des circuits connectés non isolables, concomitante à une fuite de la piscine d'entreposage de combustible. EDF devra préciser, dans cette situation, sa stratégie de conduite « noyau dur ». Cette demande s'applique également à l'EPR Flamanville 3.

Dans son courrier formalisant ses positions et actions [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a indiqué, concernant les deux projets de recommandation précédents, que : « *Le circuit primaire et ses circuits connectés non isolables sont identifiés comme SSC en interface du noyau dur. A ce titre, ils feront l'objet d'une vérification de robustesse et seront, le cas échéant, renforcés (sous réserve d'une analyse d'opportunité [...]). Par conséquent, EDF ne prévoit pas de considérer de fuite associée à leur défaillance pour la définition du noyau dur. Pour autant, afin de conforter la robustesse de sa solution, EDF prendra en compte une marge forfaitaire pour le dimensionnement de ses dispositifs d'injection au circuit primaire et d'appoint à la piscine BK.*

*Pour l'EPR de Flamanville 3, le dispositif d'injection au circuit primaire et le dispositif d'appoint au BK présentent, par conception, des marges qui seront vérifiées ».*

L'IRSN estime que la proposition d'EDF répond à sa première demande. En revanche, elle ne répond pas à la seconde. Il formule donc un attendu sur ce point.

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime qu'EDF devra vérifier la capacité du noyau dur à gérer des situations de perte totale de source froide ou d'alimentations électriques due à une agression extrême en supposant une fuite du circuit primaire ou des circuits connectés non isolables, concomitante à une fuite de la piscine d'entreposage du combustible.

### 3.1.1.2 Situations d'accident grave

#### 3.1.1.2.1 Proposition d'EDF

Seul l'accident conduisant à une fusion partielle du cœur, sans percée de la cuve est considéré par EDF. Il est précisé dans la note [41] que « *les caractéristiques de la pompe U3 ainsi que les possibilités de dépressurisation du circuit primaire permettent de limiter la dégradation du combustible et d'éviter la percée de la cuve* ».

Concernant l'hypothèse de ne pas considérer de scénario avec fusion totale du cœur (i.e. conduisant à la percée de la cuve), EDF a indiqué au cours de l'instruction [101] que « *les équipements du noyau dur ont pour objectif de permettre la dépressurisation du primaire pour les états initiaux « primaire fermé » et de renoyer le cœur par la pompe U3 en injection directe puis en recirculation. Dans les cas où le début de la fusion du cœur n'a pu être évité (activation du gavé-ouvert trop tardive, ...), la pompe U3 permet malgré tout de renoyer le cœur, de limiter la quantité de corium pouvant éventuellement se relocaliser en fond de cuve et ainsi éviter la percée de la cuve. L'objectif assigné aux matériels du noyau dur est bien d'éviter la fusion du cœur ou a minima d'éviter la percée de la cuve*<sup>16</sup>. Dans un scénario avec fusion du cœur (perte totale des moyens de refroidissement et d'alimentation électrique) conduisant à une percée de la cuve, scénario qui correspond à ne pas considérer le noyau dur, le fonctionnement de la pompe U3 au moment de la percée cuve ou peu de temps après sa percée permet de renoyer rapidement le corium dans le puits de cuve et éviter la percée du radier ou en limiter très fortement le risque (cf. essais CCI-6 et CCI-7) ».

#### 3.1.1.2.2 Analyse de l'IRSN

Contrairement à EDF, l'IRSN considère que l'avancée de la R&D concernant le renoyage en cuve d'un cœur en cours de dégradation ne permet pas d'affirmer que la percée de la cuve peut être systématiquement évitée. Ainsi, à ce jour, les modèles utilisés dans les codes de calcul pour évaluer l'efficacité du renoyage en cuve manquent de validation. C'est la raison pour laquelle des programmes expérimentaux tels que PEARL ou PRELUDE ont été définis.

Compte tenu de ces éléments, l'IRSN estime que l'hypothèse de ne pas considérer la percée de la cuve en cas d'accident grave dans la définition du noyau dur n'est pas réaliste et est donc inacceptable.

#### **Position IRSN :**

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF prenne en compte, au titre des situations postulées pour le dimensionnement du noyau dur, les accidents avec fusion totale du cœur conduisant à une percée de la cuve.**

Dans son courrier en référence [144], EDF indique qu'il « *privilégie un noyau dur assurant la prévention de fusion du cœur et ne prévoit pas à ce stade de considérer systématiquement comme appartenant au noyau dur les dispositions dédiées à la mitigation de l'accident grave* ».

**Cette position affichée dans le courrier de formalisation des positions et actions d'EDF est contraire à celle retenue dans le dossier remis le 30 juin 2012 en réponse à la prescription [ECS-1] de l'ASN.**

<sup>16</sup> Pour les états piscine réacteur pleine, comme pour le BK, l'objectif est d'éviter tout découverture d'assemblage combustible

En tout état de cause, malgré le changement de positionnement d'EDF, il y a désaccord entre l'IRSN et EDF sur ce point, l'IRSN estimant que des dispositions permettant de limiter les conséquences radiologiques d'un accident grave doivent être retenues dans le noyau dur en complément de celles visant à prévenir la fusion du cœur. Ainsi que cela avait été mentionné au cours de la réunion des GPE de novembre 2011 [21], ces dispositions visent à couvrir les cas où :

- des difficultés seraient rencontrées par les opérateurs sur le site pour mettre en œuvre le noyau dur,
- des dommages importants autres que la perte totale des alimentations électriques et de source froide non couverts par le noyau dur se produiraient.

### **3.1.1.3 Etats initiaux de l'installation**

#### **3.1.1.3.1 Proposition d'EDF**

EDF indique que les principaux états de fonctionnement normal des installations du site sont pris en compte dans son analyse. Néanmoins, EDF prend l'hypothèse suivante [40] : « *Etant donné le caractère très peu plausible des aléas considérés, les situations dont la durée cumulée est très faible (de l'ordre de 1% du temps par réacteur) ne sont pas prises en compte dans la définition du contenu du Noyau Dur* ».

EDF a précisé, pour le parc en exploitation [110] : « *Dans les RECS, l'ensemble des états initiaux ont été balayés. Cependant, pour la définition du périmètre du Noyau Dur, les états initiaux représentant moins de 1% n'ont pas été retenus.*

*Les situations non prises en compte dans le dimensionnement du Noyau Dur réacteur sont les situations rencontrées lors des « chantiers d'Ouverture / Fermeture Directe Cuve ».*

*Il s'agit des sous-états du réacteur en Arrêt pour Intervention (API) suivants :*

- *Entrouvert - événements ouverts - avant dépose d'étanchéité TRIC (ODC) ;*
- *Entrouvert - événements ouverts - étanchéité TRIC démontée : couvercle vissé (ODC et FDC) / couvercle posé non vissé (ODC et FDC) / étanchéité TRIC en cours de fermeture (FDC).*

*Les durées de ces sous-états ont été estimées à partir de plannings d'Arrêt Sans Rechargement. La durée cumulée est d'environ 60 heures par cycle. »*

#### **3.1.1.3.2 Analyse de l'IRSN**

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN mentionnait : « *Pour chaque scénario, l'état de l'installation doit correspondre à l'état le plus défavorable qui soit autorisé par les spécifications techniques d'exploitation. Tous les états de fonctionnement doivent être envisagés* » [5]. Pour l'IRSN, le noyau dur doit être en mesure de faire face à toutes les situations plausibles, quelle que soit la durée de l'état de fonctionnement dans lequel se trouve le réacteur.

Par définition, les agressions considérées pour la définition du noyau dur sont susceptibles d'affecter de la même façon l'ensemble des réacteurs d'un CNPE. Or, pour lisser la disponibilité de ses réacteurs et pour des raisons organisationnelles, les arrêts des réacteurs d'un même site ne sont jamais, sauf aléas, programmés de façon simultanée par l'exploitant. La grande majorité des configurations à risque non considérées par EDF vont se rencontrer lors de ces arrêts de tranches et ne seront donc jamais présentes de façon simultanée. Il en résulte qu'une situation d'exploitation représentant 1 % de la durée d'exploitation d'un réacteur sera rencontrée sur une durée représentant 6 % de la durée globale d'exploitation du CNPE de Gravelines qui comporte 6 réacteurs.

Par ailleurs, la démarche d'EDF présentée dans la note [40] ne limite pas le nombre des situations de durée d'exploitation très faible non couvertes par le noyau dur. Dans l'exemple précédent du CNPE de Gravelines, si l'on suppose qu'EDF applique sa démarche, par exemple, à quatre configurations particulières d'exploitation, dont la durée cumulée d'exploitation représente pour chaque configuration en moyenne 0,5 % de la durée globale d'exploitation d'un réacteur (soit environ 2% pour totalité des quatre configurations), ces configurations d'exploitation représenteront au final 12 % de la durée globale d'exploitation d'un CNPE comportant 6 tranches, ce qui est très loin d'être négligeable.

De plus, l'IRSN constate que les situations d'accident grave sont étudiées uniquement pour les états où le réacteur est initialement en puissance (RP) ou à l'arrêt normal sur générateurs de vapeur (AN/GV), c'est-à-dire lorsque le circuit primaire est fermé. L'IRSN estime qu'EDF devrait également considérer les états d'arrêt normal du réacteur sur le circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt (AN/RRA) et d'arrêt pour intervention (API) dans son analyse. Les situations de dégradation du combustible pour les états APR sont exclues par EDF, l'objectif recherché dans ces situations étant d'éviter le dénoyage des assemblages (cf. chapitre 3.3).

**L'IRSN considère que les dispositions du noyau dur doivent être définies pour tous les états et toutes les configurations de fonctionnement normal d'un réacteur quelles que soient leurs durées. Si de telles dispositions s'avéraient non envisageables pour quelques configurations particulières d'exploitation de durée très limitée dans le temps, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF le justifie et comptabilise la durée cumulée de ces configurations particulières sur un site, afin de vérifier que cette durée est réellement négligeable. Cette demande s'applique également à l'EPR Flamanville 3.**

Sur ce point, le courrier présentant les positions et actions prises suite à la réunion préparatoire [144] précise que : « EDF estime que baser la définition du noyau dur sur la considération de situations couvrant plus de 99% du temps par réacteur répond à l'objectif de sûreté visé. EDF vérifiera que les durées cumulées de fonctionnement qui ne seraient pas couvertes par les dispositions du noyau dur sont effectivement négligeables ».

L'IRSN note que l'action d'EDF ne répond pas totalement à sa demande. Il formule l'attendu suivant :

**Attendu de l'IRSN :**

**EDF devra démontrer qu'il n'est pas en mesure d'apporter une solution technique pour traiter les configurations particulières non couvertes par le noyau dur ; si tel est le cas, l'IRSN vérifiera que la durée cumulée sur un site des configurations non couvertes est effectivement négligeable.**

## 3.1.2 CONTENU DU NOYAU DUR ET STRATEGIE DE CONDUITE ASSOCIEE

### 3.1.2.1 Maîtrise des fonctions de sûreté en situation accidentelle et en accident grave

#### 3.1.2.1.1 Proposition d'EDF

La stratégie de conduite « noyau dur » proposée par EDF comporte trois phases [41] (phase initiale, phase automatique et phase de conduite), décrites succinctement ci-après pour les états du réacteur où le combustible est en cuve. Seuls les SSC qui apparaissent en bleu appartiennent au noyau dur :

##### Phase initiale :

- survenue d'un initiateur conduisant à la situation H1 + H3 : perte de la station de pompage et de toutes les sources électriques à l'exception de [certaines batteries](#) non spécifiées par EDF.

##### Phase automatique :

- chute des grappes (états RP et AN/GV) ;
- limitation de la pression du circuit primaire par l'ouverture des [soupapes du pressuriseur](#) (états RP et AN/GV) ;
- limitation, côté secondaire, de la pression à l'intérieur des GV par l'ouverture des soupapes VVP (états RP et AN/GV) ;
- écrêtement de l'éventuelle augmentation de la pression dans le circuit primaire et les circuits connectés par les soupapes RRA (états en AN/RRA, API fermé et entrouvert) ; vaporisation du fluide primaire qui s'échappe par le trou d'homme pressuriseur (états API SO, piscine non remplissable) ;
- démarrage automatique du [Diesel d'Ultime Secours - DUS](#), sans action de relestage.

##### Phase de conduite (y compris lorsque le TAM est ouvert) :

- réalimentation électrique progressive des équipements du noyau dur par le [DUS via une distribution électrique robuste](#) ;
- réalimentation électrique d'un [contrôle-commande robuste](#) (et de ses supports) ;
- lignage puis mise en service de la nouvelle [pompe basse pression U3 \(et de ses systèmes supports\)](#), alimentée par le [DUS](#), dotée d'un dispositif permettant de régler le débit d'injection d'eau ; [injection en branche froide](#) directement depuis la [bâche PTR](#) ;
- passage en gavé-ouvert, avec la dépressurisation du circuit primaire par l'ouverture forcée des [soupapes SEBIM du pressuriseur](#) pour atteindre les conditions d'injection de la [pompe U3](#) dans le circuit primaire (sauf états ouverts) ;
- isolement de l'enceinte, avec la fermeture [des vannes motorisées à l'extérieur de l'enceinte](#) réalimentées par le [DUS](#) (fermeture des vannes pneumatiques par passage sur leur position de sécurité fermée) ;
- mise en service de la [ventilation/filtration de la salle de commande](#) ;
- mise en service du système [EDE](#) (paliers 1300 MWe et N4) réalimenté par le [DUS](#), permettant la mise en dépression de l'espace entre enceintes et la filtration sur « pièges à iode » ;
- passage en [recirculation, à partir des puisards de l'enceinte](#), après vidange de la [bâche PTR](#) ;

- contrôle de la pression à l'intérieur de l'enceinte par l'ouverture/fermeture du dispositif d'éventage/filtration de l'enceinte (U5) ;
- mise en œuvre d'un [moyen de pompage pour réaliser un appoint aux puisards](#) (en eau claire a minima), depuis la [bâche PTR](#), par les [lignes de « débit nul » des puisards du système RIS](#), en vue de compenser la perte d'eau associée à l'éventage de l'enceinte et de garantir le bon fonctionnement de la [pompe U3](#). La [bâche PTR](#) est alimentée en eau claire par [l'appoint ultime \(pompage en nappe, en bassin ou dans des réserves présentes sur le site\)](#), alimenté par le [DUS](#).

Phase de conduite pour les états API SO et APR - piscine BR remplissable ou remplie (y compris lorsque le TAM est ouvert) :

- fermeture de la [vanne du tube de transfert](#) si elle est ouverte ;
- remplissage de la piscine BR par la [pompe U3](#) aspirant dans la [bâche PTR](#) (état API SO, piscine remplissable) ;
- [appoint à la « piscine BR »](#) avec de l'eau claire (même moyen de pompage que celui utilisé pour l'appoint aux puisards) depuis la [bâche PTR](#) pour compenser la perte d'eau due à l'ébullition, la [bâche PTR](#) étant remplie par [l'appoint ultime](#) ;
- contrôle de la pression de l'atmosphère de l'enceinte par l'ouverture/fermeture du dispositif d'éventage/filtration de l'enceinte (U5).

Phase de conduite en cas de fusion partielle du cœur :

La phase de conduite dans cette situation est strictement identique à celle présentée précédemment, complétée de :

- [recombinaison de l'hydrogène](#) dans l'enceinte par les Recombineurs Autocatalytiques Passifs (RAP) présents dans le BR, afin de limiter la concentration d'hydrogène dans l'enceinte ;
- contrôle du pH de l'eau des puisards par un [dispositif passif disposé en fond de BR \(paliers 1300 MWe et N4<sup>17</sup>\)](#) afin de limiter fortement la production d'iode gazeux en phase aqueuse (par la dissolution d'un composé alcalinisant en cas de noyage du BR).

Etat final visé :

Pour les états fermés, entrouverts ou suffisamment ouverts avec la « piscine BR » non remplissable, l'état final consiste à :

- assurer l'appoint au circuit primaire par la pompe U3, en recirculation ;
- évacuer la puissance résiduelle par l'éventage/filtration de l'enceinte.

Pour les états suffisamment ouverts avec la « piscine BR remplissable », l'état final consiste à :

- assurer l'appoint à la « piscine BR » par un appoint dédié ;
- évacuer la puissance résiduelle par l'éventage/filtration de l'enceinte.

<sup>17</sup> Sur le palier 900 MWe, la présence d'argent dans l'eau des puisards suite à la fusion des barres de commande permet de fortement piéger l'iode ; cette hypothèse doit être vérifiée dans les cas de fusion partielle (en fonction des cinétiques d'émission de l'iode et de l'argent).

Les figures présentées ci-dessous illustrent la stratégie de gestion des situations de type H1 + H3 retenue pour les REP en exploitation, en cas d'agressions extrêmes, pour les états où le circuit primaire est initialement fermé.

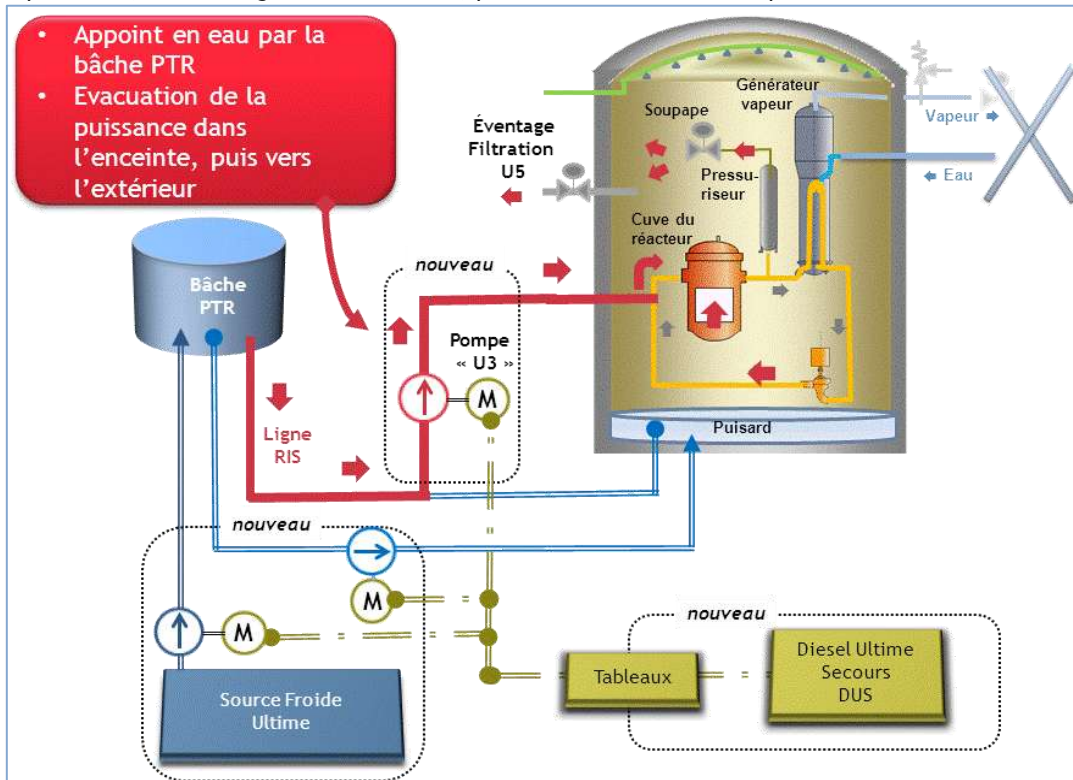


Figure 5 : Fonctionnement du noyau dur post-Fukushima proposé par EDF pour les REP en exploitation - phase d'injection directe dans le circuit primaire

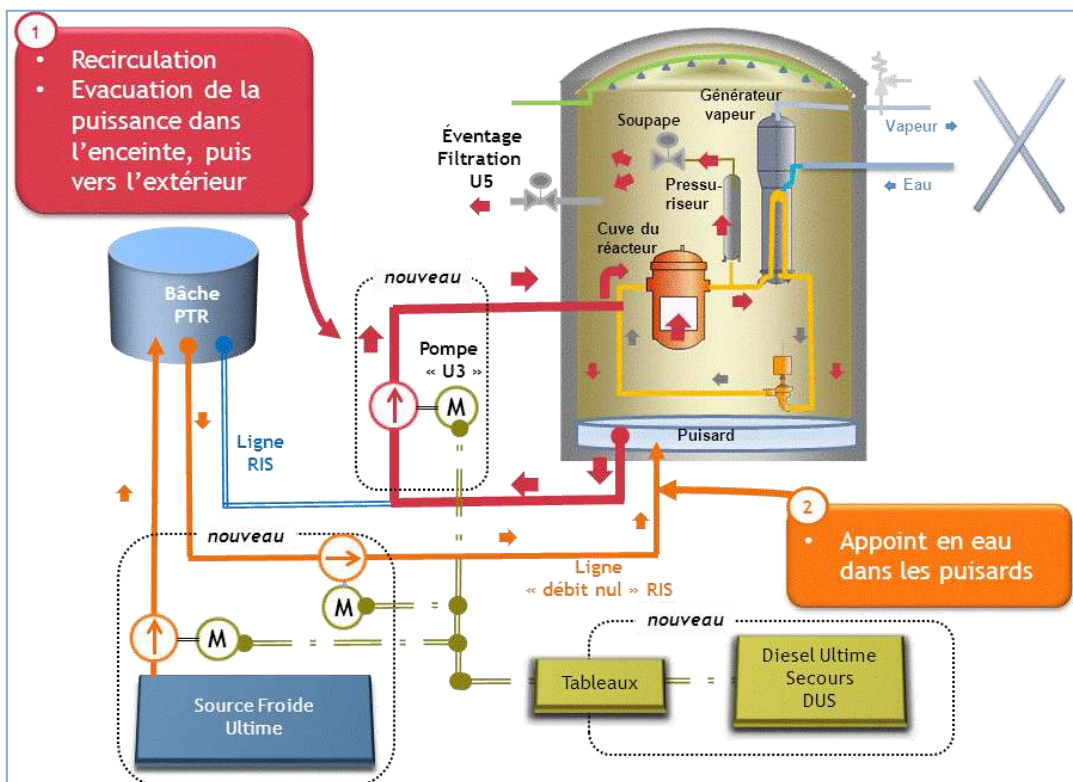


Figure 6 : Fonctionnement du noyau dur proposé par EDF pour les REP en exploitation - phase de recirculation et de pompage dans la source froide ultime pour réalimenter la bâche PTR permettant de compenser l'eau perdue dans les puisards par évaporation

### Critères de mise en œuvre de la conduite « noyau dur » :

Dans les états de fonctionnement qui le permettent, EDF prévoit une conduite « progressive » [46]. Par exemple, pour les états fermés, « en préalable à la conduite basée sur les seuls équipements du Noyau Dur, [EDF] prévoit de valoriser le refroidissement primaire par le secondaire et l'appoint au primaire si ces systèmes sont opérationnels ». Dans le cas où ces systèmes ne permettent plus de maintenir de manière satisfaisante l'appoint au primaire et l'évacuation de la puissance résiduelle, la conduite en gavé-ouvert fondée sur les seuls matériels du noyau dur serait engagée sur [97] :

- « Critère significatif de l'assèchement des GV ;
- Constat de l'échauffement non contrôlé du primaire ;
- Critère significatif d'une brèche aux joints basé sur la marge à la saturation du primaire ».

EDF prévoit de définir des critères d'activation du noyau dur ; ces critères sont en cours d'élaboration. EDF précise [97] qu'« ils sont significatifs d'une dégradation des conditions d'évacuation de la puissance résiduelle indépendamment de la situation initiale ». « Ils se baseront sur des informations robustes aux agressions et aux effets induits, issues du contrôle-commande robuste (CCR) » [97]. « Ce contrôle-commande comportera les informations et commandes nécessaires à la conduite des matériels du Noyau Dur, mais aussi du refroidissement du circuit primaire par les GV alimentés par ASG ainsi qu'à un appoint au primaire » [46].

### **3.1.2.1.2 Analyse de l'IRSN**

*Rappel : les états APR, relatifs à la piscine du BR, sont traités au chapitre 3.3 consacré aux piscines.*

L'IRSN a analysé les dispositions matérielles proposées par EDF dans le noyau dur pour assurer la maîtrise des trois fonctions fondamentales de sûreté afin de s'assurer de leur capacité à répondre aux objectifs fixés par la prescription [ECS-1] de l'ASN. L'IRSN s'est de plus appuyé sur les principes présentés au chapitre 2 du présent rapport pour se prononcer sur la pertinence des choix faits par EDF pour définir la liste des SSC participant à ces fonctions.

En premier lieu, afin de garantir le maintien de barrières de confinement entre le combustible et l'environnement, les 3 fonctions fondamentales de sûreté doivent être maîtrisées. Deux situations peuvent être distinguées :

- **en situation accidentelle** (niveau 3 de la défense en profondeur), les trois fonctions fondamentales de sûreté sont à assurer : la **maîtrise de la sous-criticité, l'évacuation de la puissance du cœur et le confinement des matières radioactives**. Toutefois, l'objectif prioritaire de la conduite est d'assurer la sauvegarde du cœur. La maîtrise de la fonction d'évacuation de la puissance du cœur est assurée grâce à la maîtrise, d'une part de la fonction de refroidissement du cœur, d'autre part de la fonction d'évacuation de l'énergie hors de l'enceinte ;
- **en situation d'accident grave** (niveau 4 de la défense en profondeur) avec perte totale des alimentations électriques, l'objectif prioritaire devient le **maintien de l'intégrité du confinement**, c'est-à-dire de la troisième barrière et de ses extensions. Les fonctions prioritaires à assurer sont donc la maîtrise de l'évacuation de la puissance du bâtiment réacteur, le maintien de l'intégrité de la troisième barrière (intégrité de l'enceinte, isolement de l'enceinte, intégrité des extensions de la troisième barrière, absence de bipasse de la troisième barrière) et la maîtrise des phénomènes énergétiques pouvant menacer l'intégrité de l'enceinte (combustion d'hydrogène, échauffement direct de l'enceinte...).



Certaines dispositions sont communes à ces deux types de situation. Il s'agit :

- des fonctions support, examinées au paragraphe 3.1.2.2,
- de l'instrumentation examinée au paragraphe 3.1.2.4,
- des aspects facteurs organisationnels et humains examinés au chapitre 3.1.2.5.

#### 3.1.2.1.2.1 Maîtrise de la fonction « sous-criticité »

EDF a indiqué que « *Le contrôle de la réactivité est assuré par la chute des grappes et l'injection d'eau borée ([bâche PTR]) dans le primaire par la pompe U3 qui appartient au noyau dur* » [110].

L'IRSN note que la chute complète des grappes est le seul moyen permettant d'assurer rapidement la convergence du réacteur nucléaire. En effet, en ne retenant que les « *dispositions matérielles du noyau dur* », au sens strict du terme, l'injection d'eau borée dans le circuit primaire ne peut intervenir qu'après une dépressurisation du circuit primaire permettant la décharge du contenu des accumulateurs, puis l'atteinte des conditions d'injection de la pompe U3. Le noyau dur ne prévoit aucun moyen rapide de substitution pour le contrôle de la fonction de sûreté « sous-criticité ». L'échec de la chute des grappes et le maintien en puissance du réacteur entraîneraient l'inefficacité des dispositions du noyau dur tel qu'il est défini par EDF dans les notes [41] et [42].

La tenue fonctionnelle de certains matériels est requise pour permettre la chute des grappes. EDF considère donc ces matériels comme des « *SSC en interface du noyau dur* » [108] et indique que « *en ce qui concerne leur robustesse au séisme SND la vérification associée n'est pas disponible à ce stade de l'instruction* ». Cependant, EDF estime que des marges notables sont disponibles du fait que le dimensionnement de ces structures a pris en compte le cumul quadratique du séisme de dimensionnement avec un APRP grosse brèche (constituant l'Accident de Référence ou ADR). Dans le cadre des études associées au noyau dur, l'APRP n'est plus pris en considération (EDF ne cumulant pas de brèche, en cas d'agression extrême). Ainsi, EDF envisage-t-il de démontrer la robustesse de ces SSC au SND au lieu du SMS grâce aux marges dégagées par la non prise en compte de l'APRP.

A cet égard, l'IRSN rappelle que la démonstration de l'arrêt automatique du réacteur nécessite de montrer non seulement qu'un nombre suffisant de guides de grappe continuent à assurer leur fonction malgré les chargements précités, mais également que la tenue fonctionnelle des canaux de chute (tubes guides des assemblages) reste assurée. Or :

- si seuls les guides de grappe les plus proches des ajutages de sortie cuve subissent un chargement significatif dû aux efforts hydrauliques associés à l'APRP, les effets du séisme sont plus répartis radialement (puisque dus aux accélérations sismiques transmises par le support de cuve) ; la diminution des efforts résultant de la non prise en compte de l'APRP sera donc bien moindre sur les tubes guides moins exposés aux efforts de décompression, alors que les efforts dus au séisme augmenteront notablement (facteur 1,5 sur les niveaux d'accélération pour le SND par rapport au SMS si l'on considère le SND proposé par EDF) ;
- les efforts dimensionnants sur les assemblages combustibles seront, selon l'IRSN, peu diminués par l'absence de prise en compte de l'APRP, alors que le chargement dû au séisme augmentera. Selon l'IRSN, les marges sur le combustible irradié lors d'un ADR ne sont actuellement pas suffisantes pour que la démonstration de la tenue fonctionnelle du canal de chute puisse être considérée comme acquise à ce stade de l'analyse.

Il convient également d'examiner les risques de désalignements entre les tiges de grappe et les carters, liés à l'impact du séisme sur les mécanismes situés au-dessus de la cuve, susceptibles d'entraîner un blocage mécanique.

L'IRSN estime qu'EDF devra présenter, au plus tôt, la démarche qu'il compte mettre en œuvre pour démontrer l'opérabilité des SSC assurant la chute des grappes au SND, en tenant compte de l'ensemble des phénomènes en jeu (aspects tridimensionnels du séisme, vieillissement et non-linéarités de comportement des composants notamment). Cette demande est applicable à l'EPR FA3.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a confirmé que la démonstration de l'opérabilité des SSC assurant la chute des grappes, en cas de séisme de niveau « noyau dur », s'appuiera sur un argumentaire et des calculs existants. L'IRSN rappelle que l'échec de l'AAR conduirait à rendre inefficace toutes les dispositions prévues dans le noyau dur. Selon l'IRSN, cette proposition est donc insuffisante au regard :

- de l'objectif visé, qui est de démontrer que le risque de défaillance de la fonction de chute des grappes, qui est le seul moyen de contrôle de la réactivité à court terme, est extrêmement faible ;
- de la complexité des sollicitations auxquelles est soumis l'ensemble des matériels nécessaires à l'opérabilité de la chute des grappes en cas de SND et de la complexité même de ces matériels, fixes et mobiles, qui assurent la chute des grappes.

L'IRSN formule donc une recommandation sur la nature des éléments justificatifs attendus pour la démonstration.

#### Recommandation de l'IRSN :

L'IRSN recommande qu'EDF présente la démarche qu'il compte mettre en œuvre pour garantir la chute complète des grappes en cas de SND en tenant compte de l'ensemble des phénomènes susceptibles de l'affecter (aspects tridimensionnels du séisme, vieillissement et non-linéarités de comportement des composants notamment). A cet égard, l'IRSN estime que la réalisation d'essais représentatifs d'un aléa sismique extrême contribuerait à garantir l'efficacité de la fonction d'arrêt automatique du réacteur.

Cette recommandation s'applique également à l'EPR.

Concernant l'injection d'eau borée dans le circuit primaire, outre l'eau borée contenue dans la bache PTR, « EDF a engagé une étude de faisabilité d'un moyen mobile permettant la fabrication d'eau borée » [110].

L'IRSN prend note de cette étude et souhaite en connaître les conclusions quand elle sera disponible, en particulier le délai d'acheminement, le principe, les performances associés.

L'IRSN considère en effet qu'il convient de privilégier systématiquement une injection en eau borée dans le circuit primaire.

Enfin, l'IRSN souligne que la stratégie de conduite qui sera retenue par EDF devra assurer la maîtrise de la fonction « sous-criticité », notamment lors du refroidissement.

#### Attendu de l'IRSN

L'IRSN estime qu'EDF devra vérifier que la stratégie de conduite retenue permettra d'assurer la maîtrise de la fonction « sous-criticité », notamment lors du refroidissement.

### 3.1.2.1.2 Maîtrise de la fonction « Refroidissement du cœur »

#### a) Circuit primaire pressurisable

Dans les états en puissance ou plus généralement dans les états où le circuit primaire est pressurisable (états qui représentent environ 90 % du temps), la Conduite Incidentelle Accidentelle (CIA) prévoit, en cas de perte totale des alimentations électriques, une évacuation de la puissance résiduelle par les GV. Cette stratégie de conduite, connue des opérateurs, permet de maintenir l'intégrité des barrières et d'évacuer durablement et efficacement la puissance résiduelle du cœur vers l'extérieur, sous réserve d'un appoint permanent aux GV.

La conduite noyau dur proposée par EDF est différente et consiste à passer en situation de « gavé ouvert » afin d'évacuer la puissance résiduelle du cœur dans l'enceinte, puis à ouvrir le dispositif U5 pour évacuer la puissance hors de l'enceinte.

Selon l'IRSN, la stratégie retenue par EDF pour le noyau dur pose plusieurs questions en termes de :

- respect de l'objectif de prévention de la fusion du cœur, compte tenu des capacités de dépressurisation du circuit primaire par les lignes de décharge de pressuriseur (LDP), d'injection dans le circuit primaire de la pompe U3 et d'évacuation de la puissance de l'enceinte par le dispositif U5 ; ce point est développé ci-après ;
- maintien de l'intégrité des barrières, notamment de la troisième barrière et de ses extensions : la stratégie d'EDF repose sur une ouverture volontaire des deuxième et troisième barrières ce qui affaiblit la fonction de confinement en situation accidentelle ; en outre, l'utilisation du circuit RIS en recirculation présente, notamment sur le long terme, des risques de bipses de l'enceinte ;
- fiabilité et robustesse de la fonction « refroidissement » du cœur sur le long terme.

En tout état de cause, l'IRSN souligne que le noyau dur proposé par EDF repose sur une utilisation du circuit d'injection de sécurité en recirculation. L'IRSN note que la fonction « recirculation » reposera en situation d'agression extrême sur de nombreux SSC existants. Or la robustesse de la fonction recirculation présente des incertitudes en situation d'agression externe liées aux effets induits dans les différents locaux traversés par le circuit, ainsi qu'au risque de génération de débris (brèche sur les circuits, dégradation d'équipements dans le BR...) susceptibles de se retrouver dans les puisards.

Aussi, l'IRSN estime que la démonstration de la fiabilité de la recirculation sur la phase long terme de l'accident sera vraisemblablement difficile à apporter.

#### Capacité du noyau dur proposé par EDF à prévenir la fusion du cœur

Ne disposant pas, au cours de l'instruction, d'études thermohydrauliques réalisées par EDF apportant des éléments sur la capacité du noyau dur à dépressuriser le circuit primaire, dans les états en puissance, pour rejoindre suffisamment rapidement une pression permettant d'injecter de l'eau avec la nouvelle pompe U3 et éviter, ainsi, un début de dégradation du cœur, l'IRSN a réalisé des calculs préliminaires. En tenant compte des informations fournies par EDF [41], l'IRSN a retenu pour ces études, les hypothèses suivantes :

- les caractéristiques de la nouvelle pompe U3 comparables à celles d'une pompe RIS BP,
- les soupapes SEBIM modifiées pour rester ouvertes à basse pression (modification « VD3 1300 »),
- les GV, non alimentés, utilisés jusqu'à leur assèchement pour refroidir l'eau présente dans le circuit primaire.

En particulier, dans les études IRSN (présentées en annexe 3), la pression de refoulement de la nouvelle pompe U3 pour le palier CPY a été fixée à 10 bar et à 25 bar pour le palier 1300 MWe (ces valeurs tiennent compte des pressions maximales admissibles sur les lignes d'injection ISBP utilisées pour l'injection).

**Les calculs menés par l'IRSN avec le simulateur d'études SOFIA montrent que la stratégie proposée par EDF ne permet pas de respecter les critères de découplage de la démonstration de sûreté actuelle<sup>18</sup>.**

L'IRSN a donc complété ses calculs avec le code ASTEC, dédié aux accidents graves :

- pour le palier CPY, les simulations montrent un début de dégradation du combustible environ 20 minutes après l'ouverture des Lignes de Décharge du Pressuriseur (LDP). Le cœur est partiellement dénoyé pendant plus de 2 heures. Un appoint d'eau continu (à partir d'une pression primaire de 10 bar) n'est possible qu'environ 2 heures 30 minutes après l'ouverture des LDP.
- pour le palier 1300 MWe, la dégradation du combustible débute environ 30 minutes après l'ouverture des Lignes de Décharge du Pressuriseur et l'appoint d'eau « basse pression » au circuit primaire intervient plus rapidement (à partir d'une pression primaire de 25 bar).

Pour ces deux paliers, l'IRSN note que les trois barrières pourraient être ouvertes ou dégradées et que le passage en recirculation sur les puisards aurait lieu après l'« entrée en accident grave » (température en sortie du cœur supérieure à 1100°C).

Par ailleurs, l'IRSN rappelle que, en l'état actuel de la R&D, on ne peut pas conclure que le renoyage d'un cœur dégradé (i.e. partiellement fondu) permet toujours d'assurer le refroidissement du corium en cuve.

**L'IRSN conclut de ses études, sur la base des hypothèses retenues, que la stratégie de conduite proposée dans le dossier d'EDF [41] ne permet pas d'éviter l'« entrée en accident grave » ni de démontrer le maintien du corium en cuve.**

EDF a indiqué [110] que des études thermohydrauliques sont en cours pour affiner la conception des systèmes d'injection et de dépressurisation du noyau dur. EDF a précisé ([110] et [108]) que le dimensionnement des équipements du noyau dur est un processus itératif, toujours en cours. Par ailleurs, EDF rappelle que, pour lui, l'objectif du noyau dur consiste à éviter les rejets massifs ayant des effets durables dans l'environnement en assurant la limitation des conséquences des accidents graves et, si possible, la prévention de la fusion du cœur, sans exclure une possible fusion partielle du cœur. Au cours de la réunion préparatoire, EDF a indiqué qu'il envisageait des modifications sur les installations afin de permettre à l'appoint par la nouvelle pompe U3 d'intervenir avant la dégradation du cœur.

L'IRSN souligne que l'utilisation des lignes d'injection de sécurité basse pression, telle que proposée par EDF dans le noyau dur, limite la pression de refoulement de la pompe U3. La modification des caractéristiques de la nouvelle pompe U3, par rapport à la cible initialement retenue par EDF d'une pompe basse pression de type RIS-BP, devra s'accompagner nécessairement d'une analyse de tenue des lignes d'injection à la pression. Cette modification de la pompe U3 pourrait donc conduire à des modifications plus conséquentes du noyau dur tel qu'initialement défini par EDF.

Par ailleurs, l'IRSN a réalisé une étude de sensibilité qui montre que, pour dépressuriser suffisamment rapidement le circuit primaire afin de permettre une injection d'eau avant la dégradation du cœur, il faudrait probablement doubler le diamètre actuel des LDP. L'IRSN souligne que la modification des caractéristiques d'équipements existants n'est pas anodine et nécessite une reprise des études de la démonstration de sûreté actuelle.

---

<sup>18</sup> Les études d'accident PTAE précisent les critères de découplage retenus pour les études du domaine complémentaire. Il s'agit du non découverture du cœur ou de l'atteinte d'une température maximale de gaine de 600°C sur le crayon moyen du cœur.

De plus, le dossier d'EDF n'apporte pas d'éléments sur la capacité du dispositif U5 à évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte en maintenant une température de l'eau des puisards compatible avec le fonctionnement de la nouvelle pompe U3. L'IRSN estime que ce point devra être vérifié pour les états en puissance.

#### Stratégies alternatives possibles

L'IRSN s'est interrogé sur les raisons qui ont conduit EDF à ne pas retenir une stratégie de refroidissement par les GV, avant dégradation du cœur. Cette stratégie présenterait en effet un certain nombre d'avantages, en particulier :

- elle évite l'ouverture de la deuxième et de la troisième barrière de confinement, évacuant ainsi la puissance résiduelle vers l'extérieur plutôt que de la stocker dans le bâtiment réacteur, ce qui a conduit à des difficultés pour assurer son évacuation à Fukushima ;
- elle permet de disposer d'une ligne dédiée à la prévention de la fusion du combustible dans le réacteur ;
- elle est dans la continuité de la stratégie « habituelle » (CIA), connue des opérateurs ;
- elle correspond à une stratégie éprouvée ;
- elle limite les efforts de pression sur les tubes des générateurs de vapeur.

A la demande de l'IRSN, EDF a présenté, dans la note [58], les raisons pour lesquelles il n'a pas intégré la fonction de « *refroidissement par le secondaire* » dans le périmètre du noyau dur. EDF étudie, dans cette note, la stratégie consistant à refroidir par les GV au moyen d'une (ou des) TPS ASG, à injecter de l'eau aux joints des pompes primaires par la pompe de test (états RP et AN/GV), alimentée électriquement par le LLS, ou à injecter de l'eau dans le circuit primaire au moyen de la nouvelle pompe U3 (états AN/RRA et API fermé et entrouvert), alimentée par le DUS.

Les principales conclusions d'EDF sont les suivantes :

- le refroidissement par le secondaire ne couvre pas tous les états de la chaudière et augmente le nombre de matériels du noyau dur à protéger vis-à-vis de l'initiateur et de ses effets induits ;
- la vérification de l'opérabilité à des niveaux de séisme au-delà du dimensionnement du système ASG (identification de possibles effets falaise sur certaines bâches ASG et de possibles renforcements à effectuer pour les pompes et tuyauteries), ainsi que de l'ensemble pompe de test/LLS/contrôle-commande associé, n'est pas acquise ;
- pour éviter l'assèchement des GV, la mise en service de la TPS ASG devrait être réalisée de manière automatique sur les paliers des réacteurs de 900 MWe ; sur les paliers des réacteurs de 1300 MWe et N4, « *une mise en service spécifique des TPS devrait être envisagée, compte tenu des limitations potentielles du contrôle-commande actuel* » ;
- les ballons SAR ont une autonomie limitée (ouverture GCTa/VCDa et réglage TPS) ;
- des actions en local sont nécessaires sur les paliers à 4 boucles (réglage de la vitesse d'une TPS ASG et, sur le palier 1300 MWe, réglage du GCTa sur 2 GV).

Enfin, EDF estime que, s'il retient dans le noyau dur la fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur, il devra également y inclure les systèmes<sup>19</sup> garantissant l'intégrité des joints des pompes primaires ce qui l'élargit

<sup>19</sup> Turboalternateur de secours LLS et pompe de test (RIS 011 PO/RCV 191 PO) assurant l'injection aux joints pour le parc

de façon notable. Selon EDF, le périmètre « maximisé » d'un « Noyau Dur avec refroidissement par le secondaire » permettrait un repli du réacteur tel que le prévoit actuellement la conduite dite H3.

Selon les calculs SOFIA de l'IRSN, un noyau dur valorisant l'évacuation de la puissance par le secondaire ne nécessiterait pas l'intégrité du circuit primaire puisqu'une fuite aux joints des GMPP (1/2 pouce par GMPP) peut être compensée passivement à partir de 40 bar (i.e. décharge des accumulateurs) puis par la pompe U3, une fois atteinte sa pression de refoulement (avec l'hypothèse d'une pompe comparable à une pompe RIS BP). Cette pression pourrait être rejointe avant le découverture du cœur grâce à une dépressurisation efficace du circuit primaire par le secondaire. Cet accident est d'ailleurs étudié au titre de la démonstration de sûreté (« APRP sans ISHP(ISMP) »).

**L'IRSN en conclut qu'un « noyau dur » intégrant le refroidissement par les générateurs de vapeur et un moyen d'appoint au circuit primaire appartenant au noyau dur pourrait prévenir l'entrée en accident grave quelle que soit l'hypothèse retenue sur l'intégrité des joints des pompes primaires.**

Quant à la solution consistant à installer un nouveau système fixe d'alimentation en eau des GV, au plus près des GV, sa faisabilité a été jugée complexe par EDF du fait de la nécessité de concevoir totalement un nouveau système, et ce d'autant plus que la place disponible sur les sites est limitée.

L'IRSN ne considère pas les arguments présentés par EDF comme suffisants pour exclure la stratégie de refroidissement par les GV, eu égard aux atouts qu'elle présente en termes de sûreté, notamment pour la prévention de la fusion du cœur. L'IRSN ajoute que « *les générateurs de vapeur et certaines lignes à l'intérieur de l'enceinte* » sont déjà identifiés par EDF [40] comme des « *SSC en interface du noyau dur* » vis-à-vis de « *leur intégrité en tant que troisième barrière de confinement* ». Le dispositif GCTa/VCDa est identifié comme « *SSC en interface* » pour son intégrité. Dès lors, au titre du dossier actuel présenté par EDF, celle-ci doit être démontrée en cas d'agressions extrêmes. Sa valorisation dans le noyau dur au titre d'une stratégie de conduite fondée sur l'évacuation de la puissance par les générateurs de vapeur entraînerait des exigences plus contraignantes (exigences sur la capacité du système à assurer sa fonction). Toutefois, pour l'IRSN, l'exigence d'intégrité n'apparaît pas suffisante, même dans le cadre de la stratégie de conduite retenue par EDF : on ne peut en effet exclure que les GCT-a s'ouvrent si la régulation du secondaire est encore partiellement opérationnelle. L'opérabilité des GCT-a/VCD-a devrait à ce titre être requise.

Si l'IRSN reconnaît que la justification de la valorisation des systèmes existants (TPS ASG, LLS...) dans le noyau dur ne paraît pas facile à apporter (compte tenu notamment des exigences de robustesse à l'égard des agressions), il souligne que l'installation d'équipements nouveaux (avec valorisation partielle de l'existant) doit être davantage explorée. L'IRSN insiste sur le fait qu'EDF n'a pas fait état au cours de l'instruction de problème majeur de nature à écarter définitivement cette stratégie. A cet égard, il rappelle que le principe d'installation de nouveaux équipements a d'ailleurs été proposé par EDF dans le cadre du dossier lié à la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe : en particulier, EDF avait proposé la mise en place, sur ces réacteurs, d'une nouvelle motopompe ASG et, sur l'ensemble des réacteurs du parc, d'une nouvelle « bache ASG ».

Enfin, l'IRSN estime que l'objectif de limitation du nombre de SSC dans le noyau dur ne doit pas conduire EDF à définir un seul ensemble de SSC opérationnels pour tous les états du réacteur, au détriment du niveau de confiance accordé à la ligne de défense permettant la prévention de la fusion du cœur.

En conclusion, l'IRSN estime que les dispositions du noyau dur prévues par EDF pour prévenir la fusion du cœur dans les états où le circuit primaire est pressurisable, ne satisfont pas les principes retenus, à savoir :

- définir un ensemble de dispositions visant à prévenir la fusion du cœur, la solution proposée conduisant, d'après les informations disponibles dans le dossier d'EDF, à la dégradation du cœur pour les états initialement en puissance ;
- maintenir, le plus longtemps possible, l'intégrité des barrières interposées entre le combustible et l'environnement, notamment la troisième : la solution d'EDF repose sur une ouverture volontaire des deuxième et troisième barrières et présente des risques de bipasse de l'enceinte de confinement (circulation de fluide radioactif à l'extérieur du bâtiment du réacteur) ;
- prendre en compte la gestion à long terme de l'accident, puisqu'elle prévoit des actions irréversibles qui peuvent rendre difficile la gestion de l'accident (vidange rapide de la bache PTR réduisant les délais avant dégradation du cœur en cas d'indisponibilité de la recirculation...).

Aussi l'IRSN estime que l'introduction, dans le noyau dur, d'une fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur est à privilégier pour prévenir la fusion du cœur. A ce titre, conformément à la prescription [ECS-1] de l'ASN et compte tenu de l'ensemble des difficultés exprimées par EDF dans le document [58] sur certains matériels existants (exemple : LLS, TPS ASG,...) et évoquées ci-dessus, l'IRSN estime qu'EDF doit étudier plus en détail la mise en œuvre de moyens nouveaux permettant une injection d'eau au plus près des générateurs de vapeur.

Dans son courrier [144] transmis suite à la réunion préparatoire, EDF a rappelé que le renforcement de la fonction de refroidissement par le secondaire est prévu au titre de la vérification de la robustesse des installations pour des aléas allant « modérément » au-delà au référentiel ; il ne prévoit pas d'intégrer la fonction de refroidissement par le secondaire au noyau dur. Cette proposition ne répond pas à la demande de l'IRSN qui formule donc une recommandation.

#### **Recommandation de l'IRSN :**

**L'IRSN recommande qu'EDF introduise dans le noyau dur des réacteurs du parc en exploitation, des dispositions permettant d'assurer une fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur.**

#### **b) Circuit primaire non pressurisable**

Dans les états où le circuit primaire est ouvert, la stratégie de conduite « noyau dur » proposée par EDF consiste à réaliser un appoint au circuit primaire ou à la piscine du BR pour compenser l'évaporation due à l'ébullition.

Dans les états où le circuit primaire est ouvert, avec la piscine du BR non remplissable, la stratégie proposée par EDF consiste à réaliser un appoint au circuit primaire par la pompe U3 depuis la bache PTR, puis en recirculation, la puissance résiduelle étant évacuée hors de l'enceinte de confinement par le dispositif U5 d'éventage/filtration. Cette stratégie est commune à la prévention de l'accident grave et à la limitation de ses conséquences ; l'indépendance des deux volets prévention de la fusion/limitation des rejets d'un accident grave apparaît difficilement atteignable, la recirculation étant le seul moyen envisageable à ce jour pour assurer le refroidissement du cœur dans ces états, après vidange de la bache PTR.

Néanmoins, la poursuite d'un appoint au circuit primaire en eau borée, par réalimentation après vidange de la bache PTR, permettrait de retarder le passage en recirculation et donc de gagner du temps pour permettre l'acheminement de moyens mobiles pour faire face à une éventuelle défaillance de la recirculation.

**Cette proposition, qui reprend la stratégie de conduite actuelle (perte de la source froide dans les états d'arrêt, circuit primaire non pressurisable) apparaît acceptable dans l'état actuel des installations. Toutefois, l'IRSN estime que des moyens mobiles devront être prévus pour pallier une éventuelle défaillance de la recirculation à plus long terme.**

#### Attendu de l'IRSN :

**Pour les états où le circuit primaire est non pressurisable, l'IRSN estime qu'EDF devra proposer des moyens pour l'évacuation de la puissance du cœur, à apporter éventuellement par la FARN, permettant de pallier une éventuelle défaillance de la recirculation pendant la phase long terme de l'accident.**

Dans son courrier en référence [144], EDF n'a pas répondu à l'attente de l'IRSN, qui est donc maintenue.

En tout état de cause, la solution proposée par EDF ne répond pas aux principes évoqués par l'IRSN. A terme, l'IRSN estime nécessaire de compléter ces dispositions par d'autres moyens permettant de disposer d'une seconde ligne de défense, autant que possible indépendante de la première, diversifiée par rapport à l'existant et permettant d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture de la troisième barrière, du moins pour les états sans dégradation du combustible.

Il est rappelé que des réflexions sont en cours dans le cadre du dossier lié à l'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs (DDF) pour assurer, en situation H1 (avec perte du RRI), un refroidissement diversifié pour limiter l'échauffement de l'eau contenue dans les puisards et ainsi éviter le recours à l'utilisation du dispositif U5 dans des configurations où le cœur n'est pas dégradé. A ce titre, l'IRSN rappelle l'action A36 prise par EDF à l'issue de l'instruction [104] : « *Sur la base des EPS N1 et N2 et d'analyses Coût/Bénéfice pour la sûreté, EDF examinera l'intérêt, l'efficacité et la faisabilité de diversifier le refroidissement des échangeurs RRI/EAS pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle en cas de perte du RRI* ».

Pour l'IRSN, les évaluations menées dans le cadre des ECS suite à l'accident de Fukushima confirment l'intérêt de l'étude qu'EDF s'est engagé à réaliser dans le cadre de l'instruction du GP d'orientations « DDF ». L'analyse coût/bénéfice devra donc tenir compte des nouvelles situations à couvrir dans le domaine « noyau dur ».

Pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du confinement dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF mette en œuvre des dispositions complémentaires. A ce titre, les dispositions prévues ou en cours d'étude dans le cadre du projet d'extension de la durée de fonctionnement pourront être valorisées, pour autant qu'elles satisfassent aux exigences associées au noyau dur.

Dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a présenté la position/action suivante : « *Dans les états d'arrêt du réacteur pour lesquels le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'objectif du noyau dur est de prévenir le découvrage des assemblages ce qui permet d'éviter toute dégradation du combustible. L'éventage de l'enceinte, en particulier par le dispositif U5, a déjà été utilisé pour des situations équivalentes du domaine complémentaire de la démonstration de sûreté. Cette disposition robuste est une solution pertinente pour le « filet ultime » qu'est le noyau dur.*



*L'étude de la pertinence et de la faisabilité d'intégrer dans le noyau dur d'autres dispositions permettant d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du confinement, sera examinée dans un second temps au titre de la prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans (cf. action A36 DDF).*

Au-delà des études prévues au titre de la prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans, la demande de l'IRSN vise à ce qu'EDF s'engage sur l'intégration dans le noyau dur de dispositions visant à assurer le refroidissement de l'eau des puisards, sans ouverture volontaire de l'enceinte. L'IRSN insiste sur le fait que la recherche de stratégies « noyau dur » conduisant à ne pas ouvrir volontairement l'enceinte de confinement doit être privilégiée, y compris en situation accidentelle sans fusion du combustible, de sorte à favoriser l'atteinte de l'objectif assigné au noyau dur de limitation des rejets, en cas de dégradation de la situation en accident grave. L'IRSN formule donc une recommandation sur ce point.

#### **Recommandation de l'IRSN :**

**L'IRSN recommande qu'EDF introduise dans le noyau dur des dispositions permettant d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte, sans ouverture du dispositif d'éventage/filtration, dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable et le combustible est intègre.**

### **3.1.2.1.2.3 Maîtrise du confinement**

#### **a) Isolement de l'enceinte**

Vis-à-vis de la fonction d'isolement de l'enceinte, EDF indique [41] que « les vannes extérieures à l'enceinte (sauf justification particulière) nécessitant un ordre du contrôle-commande et/ou une source d'énergie pour se fermer appartiennent au ND [...]. Les autres isolements sont considérés comme des « SSC en interface au ND » ». Ces derniers sont considérés fermés car s'agissant de « vannes initialement fermées ou dont la fermeture ne nécessite ni source d'énergie, ni contrôle-commande [...] (clapets et vannes à position de sécurité fermée) ».

Il ajoute : « Afin de limiter au maximum le volume de matériels faisant partie du noyau dur et en fonction des contraintes liées à l'environnement notamment les aspects radioprotection, EDF se laisse la possibilité de retenir une vanne d'isolement enceinte intérieure BR dans le noyau dur plutôt que les vannes extérieures enceinte (dans le cas par exemple où une vanne d'isolement enceinte intérieure BR permet de réaliser l'isolement enceinte, alors que cela aurait nécessité l'isolement d'au moins deux vannes d'isolement enceinte extérieures BR). De plus, les analyses en cours concernant les effets induits pourront éventuellement conduire à privilégier la vanne d'isolement enceinte intérieure BR plutôt que celle extérieure BR lorsque cette dernière nécessite des renforcements qui n'apparaîtraient pas raisonnablement faisables. » [110].

Sur le plan des principes, l'IRSN n'a pas d'objection à la proposition d'EDF consistant à retenir, pour assurer la fonction d'isolement de l'enceinte dans le noyau dur, les vannes d'isolement extérieures enceinte et, à défaut, des vannes d'isolement intérieures à l'enceinte, sur la base d'une justification.

Il conviendra toutefois de vérifier que ce choix n'affecte pas sensiblement la fiabilité de la fonction.

Par ailleurs, dans les états primaire où le circuit primaire est ouvert et la piscine pleine, le tampon d'accès matériel (TAM) peut être ouvert et non refermable à court terme, d'après EDF. En effet, suite à l'étude relative à la position/action [AG-2] prise dans le cadre des Evaluations Complémentaires de Sûreté [38], EDF conclut [26] que « la fermeture rapide du TAM suite à un événement H1+H3 de site consécutif à un séisme n'apparaît pas faisable,

*d'une part car elle nécessiterait des modifications matérielles pouvant générer un risque de régression sureté (ancrages dans l'enceinte), et d'autre part du fait de difficultés rédhibitoires liées à une intervention en conditions d'ambiance fortement dégradées (aspect SOH) ». L'IRSN n'a pas pu analyser dans le détail les éléments transmis, compte tenu du délai d'instruction.*

Si la conclusion d'EDF était confirmée, l'IRSN estime qu'EDF devra démontrer, vis-à-vis de cette situation particulière, la robustesse, la fiabilité et la disponibilité de la fonction d'appoint en eau à la piscine BR sur sa durée de mission, le TAM constituant une voie de fuite directe non filtrée des rejets dans l'environnement.

**L'IRSN estime que la fonction d'appoint en eau à la piscine du BR du noyau dur fasse l'objet d'exigences particulièrement fortes dans les états d'arrêt « TAM ouvert » compte tenu de l'importance des rejets en cas de dénoyage des assemblages dans les états d'arrêts, TAM ouvert, et en l'absence de dispositions permettant de les limiter. La robustesse aux agressions, la fiabilité et la disponibilité de la fonction doivent permettre de démontrer l'élimination pratique d'une situation de dénoyage du cœur.**

#### **b) Fonction d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte**

Dans le dossier d'EDF, l'évacuation de la puissance hors de l'enceinte repose sur l'éventage/filtration du bâtiment du réacteur et ceci quel que soit l'état du cœur et l'état initial du réacteur.

Or, l'IRSN rappelle que :

- il n'est pas envisagé, dans le cadre du GIAG, d'ouverture du filtre U5 pendant les 24 premières heures qui suivent le début de la fusion, pour permettre le dépôt des aérosols émis dans l'enceinte de confinement,
- si le dispositif U5 a été ouvert pour évacuer la puissance de l'enceinte alors que le cœur est intègre, il pourrait être nécessaire de le refermer après le début de la dégradation du cœur (soit quelques heures après le début de l'accident), sous peine de rejets immédiats filtrés dans l'environnement.

Le dossier d'EDF remis le 30 juin 2012 ne fait pas état de la refermeture éventuelle du dispositif U5 en cas de dégradation du cœur alors que la conduite « noyau dur » aurait été mise en œuvre préalablement. Néanmoins, EDF a précisé en réunion, fin octobre, qu'il envisageait effectivement cette refermeture en cas de dégradation du cœur, vraisemblablement sur la base d'un critère de température en sortie du cœur, significatif d'un début de dénoyage des assemblages de combustible.

Du point de vue de l'IRSN, la mise en œuvre de cette stratégie apparaît peu réaliste compte tenu :

- du délai relativement court qui s'écoule entre le moment où la température en sortie cœur est significative d'un début de dénoyage du cœur et le début de l'émission des produits de fission dans le bâtiment du réacteur,
- des conditions d'intervention sur le site qui pourraient être compliquées du fait des dégâts provoqués sur le site par l'agression.

Enfin, la stratégie d'ouverture du filtre U5 est contraire au principe de maintien le plus longtemps possible de l'intégrité des barrières de confinement puisqu'elle conduit à ouvrir les deuxième (pour les états circuit primaire initialement fermé) et troisième barrières alors que la tenue de la première barrière est potentiellement menacée.

**Compte tenu de ces éléments et afin d'éviter qu'une situation d'accident grave survienne alors que les deuxième et troisième barrières seraient ouvertes, l'IRSN estime que l'utilisation du dispositif U5 pour prévenir la fusion du cœur ne doit être envisagée qu'en dernier recours.**

De façon générale, l'IRSN souligne que, pour les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, il n'existe pas aujourd'hui d'autre solution que l'ouverture du dispositif U5 pour évacuer la puissance hors de l'enceinte. Or, en cas de dégradation du cœur, l'utilisation du dispositif U5 entraînera des rejets importants dans l'environnement, nécessitant la mise en œuvre d'actions de protection de la population à l'extérieur du site (actions éventuellement rendues délicates, voire impossibles, par la survenue du phénomène naturel extrême à l'origine de l'accident).

Aussi, il semble essentiel de chercher à améliorer le dispositif d'éventage/filtration de l'enceinte. A ce titre, l'IRSN rappelle la prescription [ECS-29] émise par l'ASN [3] à la suite des évaluations complémentaires de sûreté :

« Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant remettra à l'ASN une étude détaillée sur les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage filtration U5, en prenant en compte les points suivants :

- résistance aux agressions,
- limitation des risques de combustion d'hydrogène,
- amélioration de la filtration des produits de fission, en particulier des iodes,
- conséquences radiologiques de l'ouverture du dispositif, notamment sur l'accessibilité du site, et l'ambiance radiologique des locaux de crise et de la salle de commande ».

**L'IRSN estime que l'amélioration de la filtration du dispositif U5 doit être mise en œuvre dans le cadre du déploiement du noyau dur sur les tranches du parc en exploitation.**

Dans le même temps, l'IRSN estime que des solutions alternatives à l'utilisation du dispositif U5 doivent être recherchées afin de limiter autant que possible le risque de rejets importants en cas de situation d'accident grave liée à la survenue d'une agression extrême et en cohérence avec la position exprimée par l'IRSN concernant l'objectif de sûreté du noyau dur (cf. paragraphe 2.2.2.1).

EDF propose, dans le cadre des discussions sur l'extension de la durée de fonctionnement (DDF) des réacteurs du parc en exploitation, une série d'études de dispositions matérielles permettant de réduire les conséquences d'un accident avec fusion du cœur et concernant [25] :

- l'étude de dispositions pour évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du dispositif U5 ;
- l'étude de dispositions pour éviter la percée du radier par le corium.

Des premiers éléments sur ces études sont attendus de la part d'EDF pour fin 2012.

Dans le cadre du programme d'études de dispositions pour évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du dispositif U5, parmi les dispositions proposées par EDF pour renforcer l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte en situation d'accident grave, figure l'installation à demeure d'une motopompe thermique d'injection ultime, appelée « U3 » dans le dossier DDF (ainsi que des manchettes dites « H4 », fixes, reliant cette pompe aux tuyauteries permettant l'injection dans le circuit primaire), opérationnelle même en situation de perte totale des alimentations électriques et qualifiée aux conditions susceptibles d'être rencontrées lors d'un accident avec fusion du cœur.

Par ailleurs, EDF examinera la transposabilité aux réacteurs du parc en exploitation de certaines dispositions spécifiques retenues à l'étranger pour évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte.

L'IRSN a noté que, compte tenu du calendrier présenté par EDF, le premier déploiement complet de l'implantation des manchettes H4 fixes, de la pompe U3, prévue au titre de la DDF, serait réalisé en 2019, sur la tête de série,

pour le palier 900 MWe. L'IRSN a par ailleurs émis la proposition d'anticiper le déploiement de la pompe U3 dans le cadre des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MWe<sup>20</sup> et de mettre en œuvre l'ensemble des modifications qui sont demandées dans le cadre du projet d'extension de la DDF dès les deuxièmes visites décennales du palier N4 [25]. Ceci a conduit EDF à proposer la transmission d'éléments de visibilité sur le calendrier des modifications en cours d'études dans le cadre du projet d'extension de la DDF pour la fin d'année 2012.

Dans le cadre du programme d'études de dispositions pour éviter la percée du radier par le corium, l'IRSN a examiné les programmes envisagés par EDF. Il s'agit en particulier :

- du noyage du puits de cuve ;
- de la stabilisation du corium par noyage de la surface du corium ;
- de la stabilisation du corium par injection d'eau sous le corium.

L'IRSN a considéré que ces études, quand elles seront achevées, devraient permettre, en fonction de leur faisabilité, la mise en œuvre de dispositions destinées à limiter le risque de percée du radier par le corium.

L'IRSN constate que les études et modifications réalisées dans le cadre du projet d'extension de la DDF des réacteurs de 900 MWe pour limiter les conséquences radiologiques d'un accident grave ont des échéances compatibles avec celles du déploiement du noyau dur (2019-2025).

**L'IRSN considère que les dispositions qui seront mises en place sur les installations pour limiter les conséquences radiologiques d'un accident grave, dans le cadre du projet d'extension de leur durée de fonctionnement, ont vocation à faire partie du noyau dur.**

Dans son courrier en référence [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a indiqué qu'il « *s'interrogera sur les exigences à appliquer aux matériels destinés à la gestion des AG, sur la base des scénarios examinés* ».

Cette action ne répond pas à la demande de l'IRSN. En cohérence avec la demande de révision de l'objectif de sûreté retenu par EDF pour le noyau dur (« *pas de rejets massifs et d'effets durables dans l'environnement* »), l'IRSN estime qu'il est indispensable qu'EDF définisse des solutions techniques permettant de limiter les rejets radioactifs en situation d'accident grave et les intègre dans le noyau dur. L'IRSN émet une recommandation sur ce point.

#### **Recommandation de l'IRSN :**

**L'IRSN recommande qu'EDF introduise dans le noyau dur des réacteurs du parc en exploitation les dispositions permettant de se rapprocher des objectifs radiologiques applicables au réacteur EPR dans les situations de fusion partielle ou totale du cœur (filtration améliorée du dispositif d'éventage, possibilité d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du bâtiment du réacteur, dispositions permettant d'éviter le percement du radier).**

#### **c) Risque de circulation de substances radioactives à l'extérieur de l'enceinte**

La valorisation par EDF dans le noyau dur de la fonction de recirculation sur les puisards (qui met en œuvre des circuits constituant des extensions de la troisième barrière) présente un risque de bipasse de l'enceinte.

---

<sup>20</sup> L'IRSN a conscience que, compte tenu des analyses détaillées nécessaires à la mise en place de la pompe U3, sa première mise en œuvre pourrait intervenir après la tête de série associée aux troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MWe

En effet, l'IRSN considère que :

- les situations où du combustible a fondu ne peuvent être exclues ;
- bien qu'EDF envisage de considérer ces portions de circuits comme faisant partie du noyau dur (ce qui le conduit à exclure toute fuite survenant sur ces circuits), le risque de tassement différentiel entre bâtiments, les éventuels effets d'entrechoquement entre les bâtiments, les effets induits, l'état des circuits... nécessitent, eu égard aux conséquences potentielles d'une fuite alors que le circuit véhiculerait des substances fortement radioactives, de prendre en compte ce risque de bipasse.

Par conséquent, si la situation impose le passage en recirculation, l'IRSN estime que celui-ci ne devrait être mis en œuvre qu'après une vérification de l'état des équipements nécessaires à cette fonction et de l'intégrité de l'ensemble des équipements participant à l'extension de la troisième barrière (tuyauteries, vannes, etc.). Compte tenu du fait que l'équipe de conduite peut être réduite lorsque survient l'accident, il convient de considérer que cette vérification ne pourrait être menée que par la FARN, soit environ 24 heures après son activation.

A ce titre, il convient de privilégier des stratégies permettant de retarder le passage en recirculation. L'introduction d'une fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur permet de retarder de plusieurs heures le passage en recirculation, voire de l'éviter. La disponibilité de moyens, dans le noyau dur, permettant une injection d'eau borée à hauteur d'un volume équivalent à une deuxième bache PTR, permet également un gain de temps pouvant être mis à profit pour vérifier l'état des circuits susceptibles de véhiculer du fluide primaire à l'extérieur de l'enceinte, notamment dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable. Par conséquent, l'IRSN considère qu'EDF doit prévoir des moyens d'injection directe en eau borée, au-delà de la capacité de la bache PTR.

#### Attendu de l'IRSN :

Pour permettre une vérification de l'état des circuits susceptibles de véhiculer du fluide primaire à l'extérieur de l'enceinte avant le passage en recirculation, en particulier dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF complète les dispositions matérielles du noyau dur, afin d'être en mesure de poursuivre l'injection d'eau borée dans le circuit primaire en mode d'injection directe, suite à la vidange de la bache PTR.

De plus, l'IRSN estime que des dispositions permettant de fournir une aide au diagnostic de l'état du circuit de recirculation, en particulier pour les portions non inspectables, doivent être intégrées au noyau dur. **Ces aspects n'apparaissent pas dans le dossier d'EDF.** L'IRSN note toutefois qu'au titre des dispositions organisationnelles du noyau dur, EDF prévoit, dès que possible, d'effectuer une ronde pour dresser un bilan de l'état du site et des installations, suite à une agression extrême. L'IRSN formule donc un attendu sur le sujet.

#### Attendu de l'IRSN :

Afin de permettre la vérification, avant son utilisation, de l'état des équipements du circuit de recirculation, qui constitue une extension de la troisième barrière de confinement, l'IRSN estime souhaitable qu'EDF définisse une stratégie de conduite d'appoint en eau au circuit primaire optimisée permettant de retarder le passage en recirculation. De plus, EDF devra indiquer les moyens et l'instrumentation nécessaires au diagnostic de l'état du circuit de recirculation, y compris pour les portions non inspectables.

De façon plus générale, au-delà des risques de bipses associés au circuit de recirculation, EDF n'a pas présenté d'analyse des risques de bipses du confinement via les circuits appartenant à l'extension de la 3<sup>ème</sup> barrière de confinement (risques de contamination de la source froide, par exemple), lors de la mise en œuvre de la stratégie de conduite « noyau dur ». L'IRSN estime que ces risques doivent être identifiés et, le cas échéant, pris en compte par EDF dans sa stratégie de conduite « noyau dur », en regard des effets directs des agressions extrêmes, de leurs effets induits et des conditions radiologiques potentiellement très dégradées.

Dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a indiqué que « les circuits mis en œuvre dans la conduite noyau dur et appartenant à l'extension de la troisième barrière, feront l'objet d'une vérification du respect des exigences associées aux SSC du noyau dur ou aux SSC en interface du noyau dur (intégrité, capacité fonctionnelle ou opérabilité suite à un séisme). Si ces vérifications faisaient apparaître le besoin de modifications, celles-ci feraient l'objet d'une analyse d'opportunité conformément au §B du préambule). L'absence d'impacts des effets induits sur ces circuits sera également vérifiée ». L'IRSN estime que cette proposition répond, dans le principe, à sa demande. Il formule un attendu afin qu'EDF présente ses conclusions sur les vérifications qu'il s'est engagé à mener.

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime qu'EDF devra présenter les conclusions tirées de l'analyse des risques de bipses du confinement par les circuits mis en œuvre dans la stratégie de conduite « noyau dur » et appartenant à l'extension de la troisième barrière de confinement, compte tenu des effets directs et induits des agressions extrêmes ainsi que des conditions radiologiques.

#### **d) Maîtrise des phénomènes énergétiques pouvant menacer l'intégrité de l'enceinte**

La maîtrise des phénomènes énergétiques pouvant menacer l'intégrité de l'enceinte constitue une des premières préoccupations pour renforcer les dispositions de limitation des conséquences d'un accident grave.

Pour faire face à ces situations, EDF inclut dans le noyau dur les recombineurs d'hydrogène et les soupapes SEBIM de dépressurisation du circuit primaire. Les transferts d'hydrogène du bâtiment réacteur vers les bâtiments auxiliaires font l'objet d'une instruction dans le cadre VD3 1300 (pour l'espace entre enceintes) et d'un engagement d'EDF à échéance de fin 2013 pour les autres bâtiments.

Comme cela a été rappelé par l'IRSN en novembre 2011, dans le cadre de l'instruction des ECS, la dépressurisation du circuit primaire doit faire l'objet d'une attention particulière :

- une modification du dispositif de commande est nécessaire pour garantir le maintien en position ouverte des soupapes en conditions d'accident grave (cette modification est en cours pour les réacteurs de 900 MWe, dans le cadre de leur troisième visite décennale ; elle est prévue pour les réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe) ; un moyen mobile de secours (MMS) (batterie portable) est associé à cette modification et permet l'ouverture en local des soupapes en situation de PTAE sans batterie ;
- la conception actuelle des têtes de soupapes ne permet pas une dépressurisation inférieure à 9 bar, si l'enceinte est à pression atmosphérique, 17 bar si l'enceinte est pressurisée à 5 bar (pour résoudre ce problème et suite à une recommandation de l'IRSN lors du GP de clôture du réexamen VD3 900, EDF mène actuellement des études et des essais pour modifier la conception de ces têtes de soupapes),

- en situation de perte totale des alimentations électriques, un programme d'économie des batteries de secours et la réalisation d'interventions en local par des automaticiens sont nécessaires pour permettre l'ouverture des soupapes. Pour suppléer à cette situation peu robuste en cas d'agression extrême, EDF prévoit de déployer de façon anticipée le MMS mentionné ci-dessus.

EDF et l'IRSN partagent la nécessité des améliorations des soupapes SEBIM mentionnées ci-dessus. EDF indique ne pas envisager de diversification du dispositif de dépressurisation dans le cadre du noyau dur, compte tenu des actions en cours (modifications, étude d'efficacité et de robustesse).

Compte tenu des délais trop réduits, l'IRSN n'a pas souhaité prendre position sur l'intérêt d'une diversification des soupapes SEBIM dans le cadre de la présente instruction mais considère que ce sujet important devra être examiné dans un cadre à définir.

### **3.1.2.2 Fonctions supports**

L'IRSN rappelle que la disponibilité des fonctions du noyau dur doit être garantie sur toute la durée de mission de celui-ci. Cette exigence s'applique en particulier aux équipements support, nécessaires à la mise en œuvre du noyau dur. Ces SSC relèvent donc du noyau dur.

D'une manière générale, les études ne sont pas suffisamment avancées pour permettre à EDF de présenter l'ensemble des fonctions supports du noyau dur.

Sans préjuger des futures propositions d'EDF, **l'IRSN souligne qu'il sera particulièrement attentif aux aspects liés à la robustesse aux agressions, à la fiabilité et la disponibilité des fonctions supports du noyau dur.**

Lors de l'instruction technique, l'IRSN a d'ores et déjà soulevé différents points relatifs à la conception de certains systèmes supports essentiels qui sont repris ci-après ; ils concernent :

- **l'alimentation électrique** et les équipements du **contrôle-commande**,
- **le conditionnement thermique** des équipements et des locaux.

Enfin, compte tenu des problèmes rencontrés par l'exploitant à Fukushima pour manœuvrer les vannes pneumatiques primordiales à la gestion de la situation en l'absence de réserve **d'air comprimé**, l'IRSN rappelle qu'EDF devra également être très vigilant à ces aspects pour la définition du noyau dur. En particulier, le fonctionnement du noyau dur ne devra pas dépendre de manœuvres d'organes dont l'opérabilité nécessiterait la disponibilité d'air comprimé, à l'exclusion de toute autre solution (manœuvre manuelle impossible, par exemple).

Les paragraphes qui suivent s'appliquent également aux dispositions prévues pour les piscines du parc en exploitation.

*Nota : le terme matériel électrique est ici utilisé de manière générique pour désigner les équipements participant à l'alimentation électrique et les équipements de contrôle-commande.*

### 3.1.2.2.1 Dossier d'EDF

EDF a indiqué que des études étaient encore en cours pour définir les fonctions supports du noyau dur, ce qui ne lui permettait pas de fournir « *une vision d'ensemble réaliste* » [98] de l'architecture électrique et du contrôle-commande du noyau dur, de la conception générale du DUS, des actionneurs du noyau dur réalimentés, de la liste des batteries appartenant au noyau dur assurant un secours électrique immédiat avant retestage par le DUS, etc.

Néanmoins, certains éléments ont été portés à la connaissance de l'IRSN concernant les SSC suivants :

- **Diesel d'Ultime Secours (DUS) [97]**

Chaque tranche sera dotée d'un DUS alimentant un tableau électrique de 6,6 kV et un sous-tableau de 380 V dédiés a minima à l'alimentation des auxiliaires directs du DUS situés dans le même bâtiment (pompes, ventilation, conditionnement, contrôle-commande, etc.), à l'alimentation des moyens d'appoint nouveaux appartenant au noyau dur (pompe U3, appoint ultime, etc.) et à l'alimentation d'un tableau LHA ou LHB par l'intermédiaire d'une cellule disjoncteur 6,6 kV installée en extension des tableaux actuels, cette cellule étant commandée manuellement par l'exploitant. Le DUS est prévu pour démarrer automatiquement, le retestage d'équipements étant, quant à lui, réalisé manuellement. EDF a indiqué lors de l'instruction qu'il visait une réalimentation effective par le DUS en 1 heure. Le DUS disposera de ses propres batteries et de ses sources permanentes pour lui assurer, ainsi qu'à ses auxiliaires directs, une autonomie de 2 heures. Les réserves en fioul et en huile assureront au DUS une autonomie de 72 heures.

- **Batteries [64]**

EDF a réalisé des études concernant l'autonomie des batteries IPS (Importantes Pour la Sûreté) sur l'ensemble du parc en exploitation. Cette étude montre, selon EDF, que les batteries de la voie A de l'ensemble du parc ont une autonomie d'au moins 2 heures, en valorisant les marges existantes (moyennant le remplacement, proposé par EDF avant fin 2014, de 16 batteries sur le site de Chooz). Pour EDF, « *la conservation de l'autonomie de référence d'1 heure pour les batteries voies B est acceptable* ».

- **Contrôle-commande et distribution électrique [98] et [99]**

EDF a fait le choix de valoriser des systèmes de distribution électrique et de contrôle-commande existants dans le cadre de sa démarche noyau dur. Dans le cas où un sous-ensemble de distribution électrique ou de contrôle-commande ne serait pas valorisable, c'est-à-dire ne répondrait pas aux exigences de robustesse aux agressions du noyau dur, la stratégie retenue par EDF est soit le « contournement », soit le « remplacement ».

La stratégie de « contournement » est appliquée aux tableaux de distribution électrique et aux armoires de contrôle-commande. Elle consiste à prévoir :

- de réalimenter le sous-ensemble de distribution électrique robuste directement par le DUS via l'ajout de nouveaux tableaux de distribution électrique dédiés et robustes, « *grâce à des dispositifs d'aiguillage fiables placés entre l'élément robuste à réalimenter et la partie de l'architecture dont la robustesse ne peut pas être justifiée à l'agression* » ;
- de faire porter par un contrôle-commande dédié robuste (CCR), sans logiciel, les fonctions du noyau dur « *pour les tranches dont la robustesse aux exigences du Noyau Dur, du contrôle-commande actuel, ne pourrait être démontrée. [...] Les fonctions supportées par ce CCR correspondront à des traitements simples (Marche/Arrêt) sans automatisme complexe. Le nouveau CCR pourra utiliser les mêmes capteurs et actionneurs que le contrôle commande actuel dit Normal (CCN) lorsque ceux-ci (ainsi que leurs raccordements) sont robustes au SND* ».



La stratégie de « remplacement » consiste à remplacer l'équipement non valorisable par un équipement valorisable, c'est-à-dire pour lequel les exigences de conception et de construction « noyau dur » sont justifiées.

### 3.1.2.2.2 Analyse de l'IRSN

L'IRSN constate qu'au stade actuel EDF n'a pas encore défini précisément, pour le parc, le périmètre des matériels électriques du noyau dur, ni les fonctions d'entrée en « CIA extrême ». Les interfaces des équipements « noyau dur » avec les équipements électriques existants valorisés au titre de la démarche noyau dur ne sont donc a fortiori pas encore identifiées.

A ce stade de la définition par EDF du noyau dur, seuls les principes et les principales exigences peuvent donc faire l'objet d'une analyse de l'IRSN. Les besoins et exigences détaillées, découlant de la solution retenue in fine par l'exploitant, ne pourront être analysés qu'ultérieurement.

De manière générale, l'IRSN note que la démarche retenue par EDF pour l'alimentation électrique et le contrôle-commande des actionneurs participant aux fonctions de sûreté à assurer dans les situations considérées envisage à la fois :

- une réalimentation électrique par le DUS, via des tableaux dédiés noyau dur et un contrôle commande dédié, pour les matériels nouveaux du noyau dur (pompe U3 notamment),
- une réalimentation de certains actionneurs existants (vannes d'isolement enceinte...) par le DUS via des tableaux électriques existants.

L'IRSN convient que, suivant le nombre, la nature et la localisation des équipements à valoriser dans le noyau dur, les contraintes en termes d'alimentation électrique et de contrôle-commande robuste sont différentes. Par exemple, les contraintes sont différentes entre le cas de la pompe U3 et celui des vannes motorisées d'isolement existantes (beaucoup plus nombreuses et situées dans des locaux différents...). Néanmoins, ces contraintes liées à l'existant ne doivent pas conduire l'exploitant à des choix qui ne lui permettraient pas d'atteindre le niveau de fiabilité et de robustesse attendu pour ce moyen ultime.

#### a) Alimentation électrique du noyau dur

##### Délai disponible pour mettre en œuvre l'alimentation électrique du noyau dur

EDF indique que le délai visé pour le retestage manuel des équipements du noyau dur par le DUS est de 1 h. Il indique par ailleurs, dans le document [46], qu'il n'a pas identifié d'actions à réaliser avant ce délai d'une heure, compte tenu de la conduite retenue pour le noyau dur (conduite en « gavé-ouvert »).

Comme indiqué dans les paragraphes précédents, l'IRSN estime que la conduite proposée par EDF conduit à un endommagement du cœur et ne respecte pas plusieurs principes présentés au chapitre 2. Pour éviter la fusion du cœur et les rejets associés et répondre aux principes précités, l'IRSN a recommandé au paragraphe 3.1.2.1.2.2 d'intégrer le refroidissement par les GV dans la conduite « noyau dur ». Les premiers calculs effectués par l'IRSN montrent alors que cette conduite nécessite la réalisation de certaines actions (notamment la réalimentation en eau des générateurs de vapeur) dans un délai inférieur à une heure.

Dans ces conditions, la mise en œuvre du refroidissement par les générateurs de vapeur n'est pas compatible avec le délai d'une heure actuellement visé par EDF, compte tenu du retestage manuel des SSC du noyau dur par le DUS.

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF identifie les SSC du noyau dur nécessaires à très court terme, incluant notamment le refroidissement par les générateurs de vapeur, et garantisse que ces SSC pourront être mis en œuvre dans un délai compatible avec la stratégie de conduite « noyau dur » (par exemple par retestage automatique, par commande groupée de certains actionneurs, etc.).

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé « dans le cadre de la vérification de l'opérabilité du noyau dur, [à vérifier] que les SSC du noyau dur pourront être alimentés électriquement dans des délais compatibles avec la stratégie de conduite retenue ». Cette proposition d'EDF répond à l'attente de l'IRSN.

#### Fiabilité et diversification du DUS

Concernant le DUS, EDF a indiqué que « les groupes électrogènes principaux présents sur les tranches du parc sont des matériels qui ne figurent plus au catalogue des constructeurs. Les DUS seront donc différents et de ce fait diversifiés. Les technologies d'injection mécanique par pompe unitaire, de lancement par insufflation d'air dans les cylindres et de régulation de vitesse mécanique présentent de bons niveaux de fiabilité et de performance ; par conséquent, elles ne requièrent aucune diversification » [112]. L'IRSN considère que ces éléments ne constituent pas une démonstration de la fiabilité des technologies communes aux groupes électrogènes existants et aux DUS, dans la mesure où l'expérience d'exploitation a montré des problèmes récurrents sur ces équipements sur le parc. L'IRSN souligne qu'un certain niveau de diversification est possible : il s'agit par exemple de ce qui est retenu pour l'EPR entre les diesels principaux et les diesels d'ultime secours (SBO). En outre, l'IRSN mentionne que certaines centrales américaines sont équipées de groupes diesels de secours deux temps à pistons opposés qui sont, de par leur conception, diversifiés par rapport aux diesels quatre temps classiques.

Quelle que soit la solution retenue au final pour la conception du DUS, l'IRSN rappelle que l'intérêt de la diversification doit être analysée, en regard de la fiabilité intrinsèque des équipements.

#### Indépendance de la distribution électrique du noyau dur par rapport à l'existant

EDF fait le choix d'intégrer les tableaux électriques existants LHA/LHB, ainsi que leurs sous-tableaux électriques, dans le noyau dur et donc de les valoriser dans les actions de réalimentations par le DUS des actionneurs nécessaires.

L'IRSN rappelle que la distribution électrique et le contrôle-commande existants constituent une sorte de « cascade » électrique, à savoir un ensemble de tableaux électriques de tensions différentes (6,6 kV, 380 V, 125V, 48 V, etc.) qui alimentent les actionneurs (par exemple moteurs, disjoncteurs, etc.), les circuits de commande et les équipements nécessaires à l'élaboration des signaux. La valorisation d'un actionneur existant en conservant son interface électrique actuelle impose ainsi de justifier la disponibilité de toutes les tensions utilisées. Si un des maillons de cette « cascade » électrique défaille, y compris le dernier (par exemple, perturbations sur des matériels non classés qui peuvent conduire, par défauts d'isolement multiples, au déclenchement par protection d'un tableau classé appartenant au noyau dur), la fonction de réalimentation électrique ou de contrôle-commande peut être compromise.

A ce stade, l'IRSN souligne que la démonstration de la robustesse des tableaux LHA et LHB de 6,6 kV, ainsi que de leurs sous tableaux, vis-à-vis des agressions extrêmes dimensionnant le noyau dur, n'a pas été apportée par EDF.

A cet égard, l'IRSN met en garde contre les risques de perte « indirecte » de ces tableaux par des effets induits ou par des court-circuits, d'autant plus que :

- ces ensembles d'armoires électriques et de contrôle-commande interconnectées, reliés par des câbles électriques, transitent dans plusieurs locaux et bâtiments : les effets induits par les agressions extrêmes (incendie par exemple) représentent une menace pour la disponibilité de ces ensembles ;
- les tableaux électriques peuvent alimenter des équipements, classés ou non, qui n'appartiennent pas au noyau dur. Ainsi, même si un tableau électrique est protégé de l'inondation car compris dans le noyau dur, il convient de s'assurer que le noyage d'équipements hors du noyau dur, donc potentiellement non protégés d'une inondation extrême, ne conduira pas à rendre indisponible le tableau considéré.

Or, EDF n'a pas apporté d'éléments montrant que la vérification essentielle de la disponibilité des tableaux électriques à l'égard des deux types de risques susmentionnés a été menée, ni même qu'il existe des garanties suffisantes qu'elle puisse être apportée.

**L'IRSN estime donc que l'hypothèse de disponibilité des tableaux électriques existants vis-à-vis des agressions extrêmes est très optimiste.**

En s'appuyant notamment sur le retour d'expérience du parc en exploitation, l'IRSN estime qu'il est particulièrement ardu de démontrer la robustesse des fonctions du noyau dur à des agressions extrêmes et à leurs effets induits en retenant une valorisation des actionneurs et du contrôle-commande existants qui conserveraient leur interface électrique actuelle.

**Si EDF souhaite maintenir la possibilité d'alimenter des SSC « hors noyau dur » par le DUS, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF propose des dispositions pour que ce choix de conception ne défiabilise pas l'alimentation électrique des SSC du noyau dur.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point ce qui n'appelle donc pas de remarque de la part de l'IRSN. L'IRSN précise toutefois qu'il sera vigilant à ce que la justification d'une absence de défiabilisation de l'alimentation des SSC du noyau dur soit apportée par EDF, une fois l'architecture électrique du noyau dur définie.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF devra proposer, s'il souhaite maintenir la possibilité d'alimenter des SSC « hors noyau dur » par le DUS, des dispositions pour que ce choix de conception ne défiabilise pas l'alimentation électrique des SSC du noyau dur.**

#### Réflexions de l'IRSN sur l'alimentation électrique du noyau dur

L'IRSN souligne les avantages que présenterait le doublement du DUS (point évoqué par EDF), alimentant chacun son propre tableau électrique dédié de 6,6 kV, ces deux tableaux étant connectables entre eux.

Pour l'IRSN, un tel doublement permettrait d'assurer, à la fois la disponibilité de l'alimentation électrique des équipements du noyau dur, en cas de maintenance sur un diesel (chacun des diesels pouvant alimenter n'importe lequel des deux tableaux de 6,6 kV associés), et l'alimentation, en plus du noyau dur (alimenté par le premier

diesel via le premier tableau de 6,6 kV), d'un tableau LH existant, comme EDF l'envisage [112], via le second diesel et le second tableau de 6,6 kV. En dehors des périodes de maintenance, les deux tableaux associés au noyau dur seraient séparés électriquement, de sorte que, si un défaut électrique apparaissait lors de la réalimentation d'un tableau LH existant par un diesel DUS, un seul tableau « noyau dur » serait affecté et les fonctions ultimes du noyau dur resteraient alimentées par l'autre diesel DUS via l'autre tableau « noyau dur ».

#### **b) Contrôle commande et conduite du noyau dur**

##### Limitation des actions de conduite

EDF privilégie la recherche d'un noyau dur avec des actions de conduite limitées (en particulier en local) [90]. Ainsi, EDF a indiqué qu'il comptait limiter les actions en local en prévoyant l'ajout de commandes en salle de commande (panneau de signalisation et commande renforcé) et de signalisations déportées pour certaines vannes motorisées (ligne de vidange piscine BK, par exemple). Le panneau de signalisation et commande renforcé (PSCR) en salle de commande fournira, en particulier, « *les informations concernant le bon fonctionnement du DUS et des tableaux [...] de distribution électrique* » [112].

L'IRSN estime que l'approche consistant à limiter les actions en local dans les situations extrêmes et à prévoir l'ajout de commandes et de signalisations déportées est satisfaisante sur le principe, compte tenu des conditions d'intervention qui pourraient s'avérer difficiles du fait de l'agression ou des conditions d'ambiance régnant dans certains locaux (radiologique et thermique).

EDF devra identifier, notamment pour la « conduite noyau dur » fondée sur l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, les actions en local nécessaires à court terme.

Dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a indiqué qu'il « *identifiera les actions en local nécessaires à court terme pour une conduite progressive fondée sur l'évacuation de la puissance résiduelle par les GV* ». L'IRSN considère que cette proposition répond à sa demande, que l'évacuation de la puissance résiduelle par les GV corresponde à une « conduite progressive », comme le prévoit EDF, ou à une conduite prévue dans la stratégie « noyau dur », comme le préconise l'IRSN.

Enfin, l'IRSN souligne l'importance de la disponibilité de la salle de commande pour effectuer les actions de conduite du noyau dur.

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF transmette une étude relative à la disponibilité de la salle de commande pour effectuer les actions de conduite du noyau dur, compte tenu notamment de la tenue aux agressions extrêmes du bâtiment dans lequel elle se situe et des éventuels effets induits par les agressions extrêmes (chocs entre les bâtiments, départ de feu en salle de commande ou propagation d'un incendie à la salle de commande...).

En réponse à cette demande, EDF a précisé [144] qu'il « *vérifiera la disponibilité de la salle de commande, identifiée comme nécessaire dans la conduite noyau dur. Le cas échéant, des dispositions seront prises afin de garantir la conduite « noyau dur » depuis la salle de commande* ».

Compte tenu des effets induits potentiels pouvant affecter la salle de commande (entrechoquement de bâtiment, risque d'incendie...), l'IRSN estime qu'il peut être difficile de prendre des dispositions garantissant la conduite depuis la salle de commande. L'IRSN sera attentif aux éléments qui seront transmis à ce sujet par EDF.

### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime qu'EDF devra transmettre une étude relative à la disponibilité de la salle de commande pour effectuer les actions de conduite du noyau dur, compte tenu notamment de la tenue aux agressions extrêmes du bâtiment dans lequel elle se situe et des éventuels effets induits par les agressions extrêmes (chocs entre les bâtiments, départ de feu en salle de commande ou propagation d'un incendie à la salle de commande...). En cas d'indisponibilité possible de la salle de commande, EDF devra préciser les dispositions envisagées pour y faire face.

### Indépendance par rapport à l'existant

Par ailleurs, l'activation et la réalisation de la conduite noyau dur basée sur des informations provenant d'équipements existants qui conserveraient leur interface électrique actuelle ne paraît pas opportune pour l'IRSN, dans la mesure où ces informations proviennent de la « cascade » évoquée plus haut, dont la robustesse et la fiabilité n'est pas garantie. Par conséquent, l'IRSN est favorable à l'introduction d'un contrôle-commande robuste tel que cela a été proposé par EDF (CCR). EDF indique « *le basculement sur le CCR assure une conduite fiable dans ces situations dégradées où l'état du contrôle-commande normal n'est pas parfaitement connu, tout en évitant ou limitant les perturbations de la conduite en cours* ». Ce basculement s'inscrit dans la « *clarification fonctionnelle [qui] a pour objectif d'éviter les ordres aberrants pouvant être nocifs à l'application de la conduite des matériels du Noyau Dur en situation de type Fukushima* » [111].

Ainsi, l'IRSN estime que la mise en œuvre d'un contrôle-commande robuste (CCR) est une disposition à privilégier. En revanche, contrairement à EDF qui ne l'envisage que sur les sites où la justification de la robustesse du contrôle-commande existant ne pourrait pas être apportée, l'IRSN estime que la garantie de la fiabilité d'un contrôle-commande robuste ne peut passer que par la mise en œuvre, sur tous les sites, d'un contrôle-commande dédié au noyau dur (i.e. sans passer par des tableaux électriques existants), alimenté par une source non interruptible (batteries par exemple) avec une autonomie suffisante pour permettre une réalimentation ultérieure par le DUS et ses propres tableaux secours.

### Basculement sur le CCR

En situation d'agression extrême, il est difficile de prévoir a priori les perturbations que l'installation aura subies (ordres intempestifs, court-circuit, effets induits non envisagés, etc.). EDF prévoit de définir un critère de basculement sur le CCR [108] : « *les critères d'activation de la conduite Noyau Dur, et notamment le critère de basculement sur le CCR sont encore en cours d'étude. Notons toutefois que la seule agression extrême identifiée à ce jour susceptible d'engendrer des défaillances du CCN est le séisme : c'est la raison pour laquelle [...] un critère basé sur une alarme « séisme » est envisagé. Au-delà de ce critère, une décision du PCD après une analyse concertée de l'équipe de conduite et de l'Ingénieur Sécurité pourra être mise en œuvre (suite à un constat de désordres fonctionnels ou bien suite à un doute sur les informations émises après la comparaison de mesures, postérieurs à une agression extrême)* ».

Ces premières pistes, qui nécessiteront des approfondissements ultérieurs, sont jugées satisfaisantes par l'IRSN.

### c) Indépendance avec l'existant des alimentations électriques et du contrôle commande du noyau dur

En définitive, l'IRSN estime qu'il sera difficile de démontrer la robustesse et la fiabilité en cas d'agression extrême des fonctions d'alimentation électrique et de contrôle-commande, si celles-ci devaient se baser sur des matériels existants. Ainsi, il convient selon l'IRSN de privilégier, dans le noyau dur, des systèmes dédiés d'alimentation électrique et de contrôle-commande robustes aux agressions extrêmes considérées, avec une alimentation et une commande au plus près des actionneurs

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF introduise dans le noyau dur, pour tous les sites, un contrôle-commande et une distribution électrique robustes, dédiés au noyau dur et, autant que possible, indépendants de l'existant, avec une alimentation électrique et une commande « noyau dur » au plus près des actionneurs. Le contrôle-commande dédié au noyau dur devra être alimenté par une source non interruptible avec une autonomie suffisante pour garantir la reprise de son alimentation par le DUS.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué : « *Les études de conception du contrôle-commande et de la distribution électrique sont en cours et privilégieront autant que raisonnablement possible, des solutions indépendantes de l'existant. L'alimentation électrique de parties voire de la totalité du contrôle-commande sera assurée, si nécessaire, avant le restage par le DUS, afin de pouvoir réaliser certaines actions de conduite dans les délais requis* ».

L'IRSN estime qu'au stade actuel de définition du noyau dur (études en cours), le positionnement d'EDF est acceptable. L'IRSN ne maintient donc pas sa recommandation mais formule un attendu.

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime qu'EDF devra introduire dans le noyau dur, pour tous les sites, un contrôle-commande et une distribution électrique robustes, dédiés au noyau dur, indépendants de l'existant, avec une alimentation électrique et une commande « noyau dur » au plus près des actionneurs. Toute exception à cette exigence d'indépendance devra être justifiée. L'alimentation électrique de parties, voire de la totalité du contrôle-commande, sera assurée, si nécessaire, avant le restage par le DUS, afin de pouvoir réaliser certaines actions de conduite dans les délais requis.

### d) Conditionnement thermique

L'IRSN souligne l'importance du conditionnement thermique des SSC du noyau dur. Ce conditionnement thermique concerne à la fois le refroidissement de certains composants des équipements (moteurs, circuits de graissage...) mais aussi le maintien dans les locaux abritant des équipements du noyau dur de températures compatibles avec le bon fonctionnement de ces équipements. Il doit permettre d'apporter des garanties sur les températures atteintes pendant toute la durée de mission des équipements du noyau dur, compte tenu des températures auxquelles il a été montré que ces équipements peuvent assurer leurs missions.

A ce stade, EDF n'a fourni aucun élément concret concernant le conditionnement thermique des locaux abritant les équipements du noyau dur, tout en mentionnant que « *la liste des ventilations strictement requises devra être précisée à l'issue d'études plus détaillées* » [110]. Si le conditionnement thermique des SSC assurant les fonctions du noyau dur est réalisé par des SSC existants, l'IRSN rappelle qu'EDF doit en justifier la robustesse et la fiabilité en situation d'agression extrême, conformément à la prescription [ECS-1].

L'IRSN rappelle que la « pompe U3 » définie dans le document [122] (associé à l'extension de la durée de fonctionnement des centrales) devait être dotée d'un système de réfrigération dédié, indépendant de la source froide RRI/SEC : EDF envisageait que le moteur de la pompe U3 ainsi que son circuit de graissage soient refroidis par un système de réfrigération spécifique, dédié à ces matériels, qui assurerait une évacuation des calories via un échangeur eau/air. L'IRSN considère que ce type de choix, diversifié par rapport à l'existant, notamment par rapport à la source froide supposée perdue en situation H1, serait satisfaisant sur le principe.

### **3.1.2.3 Critères envisagés en regard de la conduite « noyau dur » proposée à ce stade par EDF**

L'IRSN comprend que l'atteinte de l'un quelconque des trois critères d'orientation dans une séquence de conduite (critère significatif d'assèchement des générateurs de vapeur, constat de l'échauffement non contrôlé du fluide primaire, critère significatif d'une brèche aux joints de pompes primaires basé sur la perte de la marge à la saturation) suffirait à entrer en conduite « noyau dur ». Les deux premiers critères, analogues à la conduite actuellement prescrite, permettent de diagnostiquer la défaillance du secondaire pour évacuer la puissance résiduelle et donc de basculer sur une conduite de type « gavé-ouvert ».

En revanche, la perte de la marge à la saturation ne traduit pas l'incapacité du secondaire à évacuer la puissance résiduelle ; une conduite de type « gavé-ouvert » n'est pas adaptée pour faire face à une petite brèche primaire. Au contraire, une dépressurisation commandée par un refroidissement secondaire permet d'évacuer efficacement la puissance résiduelle, de réduire le débit à la brèche (qui devient compensable à basse pression par la pompe U3) tout en préservant l'inventaire en eau du circuit primaire et en retardant le passage en recirculation sur les puisards. L'étude d'accident du domaine complémentaire « APRP sans ISHP » montre que le refroidissement par le secondaire permet l'atteinte des moyens d'injection basse pression (pompe ISBP) [145].

**L'IRSN estime que le recours à une conduite de type « gavé-ouvert » devrait se limiter aux situations d'indisponibilité avérée du secondaire pour évacuer la puissance résiduelle hors du circuit primaire.**

Par ailleurs, EDF doit considérer les risques de défaillances pendant la phase court-terme qui apparaîtraient sur une partie « hors noyau dur » et pourraient remettre en cause la stratégie de conduite du noyau dur : à titre d'exemple, une fuite survenant sur une portion de circuit « hors noyau dur » connectée aux bâches (PTR ou, éventuellement, ASG) conduirait, en cas d'activation tardive du noyau dur (et donc de l'isolement de la portion de circuit où se trouve la fuite), à vidanger partiellement les bâches nécessaires à la conduite avec le noyau dur ; EDF devrait alors, soit revoir sa stratégie de conduite du noyau dur, soit modifier le périmètre des équipements du noyau dur. Dans l'exemple précédent, il pourrait, par exemple, être envisagé d'inclure dans le noyau dur à la fois, des vannes d'isolement sur les portions de circuits non-robustes, des moyens d'assurer leur fermeture dès les premiers instants suivant la survenue de l'initiateur...

#### **Attendu de l'IRSN :**

**L'IRSN estime qu'EDF doit prendre en compte, pour la définition du périmètre du noyau dur et de ses critères d'activation, les défaillances qui apparaîtraient sur une partie « hors noyau dur » pendant la phase précédant la mise en œuvre du noyau dur. Cette demande s'applique également à l'EPR Flamanville 3.**

### 3.1.2.4 Instrumentation

#### 3.1.2.4.1 Proposition d'EDF

Pour le parc en exploitation, la note [41] définit les instrumentations nécessaires pour la conduite « noyau dur ». EDF retient :

- pour le basculement dans le domaine AG et la gestion du confinement : la température TRIC, le débit de dose dans l'enceinte et la pression dans l'enceinte « gamme large » ;
- les niveaux d'eau dans les GV « gamme large », les niveaux d'eau dans la bache PTR et dans les puisards (pour le basculement en recirculation sur les puisards) ;
- la pression dans le circuit primaire (capteur à l'aspiration du RRA) ;
- les débits d'injection d'eau par la pompe U3 et par la pompe d'appoint à la piscine ou aux puisards du BR ;
- des informations relatives à la mise en service d'équipements nécessaires de type TOR ;
- et enfin, d'éventuelles informations complémentaires pour réaliser le basculement sur la conduite « noyau dur ».

EDF ajoute que l'équipe de conduite pourra déterminer de façon autonome, dans un délai court et sur un critère non interprétable, le basculement de la conduite du CCN vers le CCR. Ce basculement ne remettra pas en cause le fonctionnement des équipements éventuellement disponibles et la conduite associée.

#### 3.1.2.4.2 Analyse de l'IRSN

L'IRSN note que le périmètre des informations du CCR [46] semble beaucoup plus large que l'instrumentation retenue pour le périmètre du noyau dur défini dans [41]. En effet, en plus des moyens nécessaires au titre du noyau dur, le CCR prévoit les informations et les commandes nécessaires pour piloter le refroidissement par le secondaire, l'appoint au circuit primaire et pour diagnostiquer leur défaillance. L'analyse de l'instrumentation du noyau dur ne prend pas en compte cette instrumentation ni la conduite associée.

##### a) Rappel de la démarche ICIA

Dans le cadre de la conduite des tranches en situation incidentelle et accidentelle, EDF a développé une doctrine sur les « Informations utilisées en Conduite Incidentelle et Accidentelle » (ICIA). Cette doctrine formalise la démarche ICIA qui est constituée de trois volets complémentaires :

- le volet **ICPA** qui traite des Informations intervenant dans la Conduite Post-Accidentelle des études d'accident du rapport de sûreté ;
- le volet **SPA** qui traite d'un ensemble restreint mais à exigences renforcées d'informations jugées indispensables à la Surveillance Post-Accidentelle ;
- le volet **Robustesse** qui vise à démontrer l'absence de nocivité de la perte ou de la défaillance d'une information pour la conduite CIA.

D'une manière générale, la démarche ICIA s'applique aux situations couvertes par les procédures CIA. Elle vise à garantir que l'opérateur dispose de suffisamment d'informations fiables pour connaître l'état de l'installation et la conduire conformément aux procédures. Même si cette démarche ne s'applique pas explicitement à la conduite « noyau dur », l'IRSN a estimé qu'elle permet d'évaluer utilement la pertinence de l'instrumentation retenue dans le périmètre du noyau dur.

##### b) Les informations des analyses fonctionnelles (le volet ICPA)



Pour ce qui concerne le volet ICPA, la démarche ICIA consiste à recenser, par les Analyses d'Exigences Fonctionnelles de Sûreté (AEFS), l'ensemble des informations utilisées, soit dans la conduite des études d'accident du domaine de dimensionnement du rapport de sûreté (chemins sûrs), soit dans les séquences fonctionnelles nécessitant des Dispositions Complémentaires (DC) du domaine complémentaire. L'ensemble des informations strictement nécessaires ainsi identifiées sont alors soumises à des exigences minimales qui garantissent leur disponibilité pour la conduite prévue dans les procédures dont la bonne application est nécessaire à la démonstration de sûreté. Dans sa note [41], EDF a réalisé, pour les réacteurs du parc en exploitation, des analyses fonctionnelles qui ont permis d'identifier les informations nécessaires à la conduite « noyau dur ». L'IRSN considère que ces informations peuvent être assimilées aux informations ICPA de la démarche ICIA. En l'état actuel du dossier, l'IRSN ne se prononce pas sur l'exhaustivité des informations identifiées par EDF ni sur les exigences associées. Cependant l'IRSN estime souhaitable qu'EDF entreprenne, pour les informations utilisées en conduite « noyau dur », une démarche analogue à celle développée pour le volet ICPA.

**L'IRSN estime souhaitable qu'EDF applique, pour la définition des informations utilisées en conduite « noyau dur », une démarche similaire à celle du volet ICPA, permettant de recenser les informations nécessaires, définir les exigences associées et démontrer le respect de ces exigences. Cette demande est applicable à l'EPR.**

Dans son courrier [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a indiqué que « *la liste [des informations utilisées en conduite noyau dur] sera mise à jour si nécessaire à partir des règles de conduite « CIA situations extrêmes » en cours d'élaboration* ». Il affiche la même position pour l'EPR FA3.

Cette position répond à la demande de l'IRSN.

### c) Les informations d'état (le volet SPA)

Pour ce qui concerne le volet SPA, la démarche ICIA consiste à identifier une liste de mesures analogiques permettant de caractériser les paramètres d'état de la chaudière et du confinement. EDF limite la démarche aux conditions de fonctionnement relevant du domaine de dimensionnement circuit primaire fermé et vérifie que la liste est adaptée au domaine complémentaire. Des réflexions et des demandes sont en cours pour étendre cette notion aux états « circuit primaire non fermé (NF) » et « BK ». Ces mesures bénéficient d'exigences particulières qui leur confèrent un bon niveau de disponibilité et de fiabilité garantissant que l'opérateur dispose d'une perception suffisante de l'état de l'installation.

Pour les six fonctions d'état, EDF retient dix mesures SPA dont certaines figurent également dans les mesures du noyau dur :

Fonction d'état	Mesure	ND PARC	ND EPR
Inventaire en eau	Niveau cuve (Ncuve)		x
Evacuation de la puissance	Température en sortie cœur (TRIC)	x	x
	Pression primaire (Prim)	x	
	Marge à la saturation ( $\Delta$ TSAT)		
Sous-criticité	Puissance cœur (Pcni)		
Inventaire eau secondaire	Niveau GV gamme large (NGV)	x	?

Fonction d'état	Mesure	ND PARC	ND EPR
Intégrité secondaire	Activité GV		
	Pression GV (PGV)		
Confinement enceinte	Pression enceinte (Penc)	x	x
	Activité enceinte (DDDenc)	x	x

Sur cette base, et compte tenu des informations identifiées dans les analyses fonctionnelles, l'IRSN constate que pour le noyau dur des réacteurs du parc en exploitation, la fonction d'état associée au confinement de l'enceinte sera correctement surveillée (par la mesure de « débit de dose enceinte » et la mesure de la « pression enceinte GL »). La fonction d'état évacuation de la puissance résiduelle sera également correctement surveillée par la mesure de pression primaire et la mesure de température TRIC ; l'information directe sur la marge à la saturation normalement associée à cette fonction d'état et fondamentale pour la conduite de l'installation n'est pas indispensable pour des situations extrêmes dans la mesure où elle peut être facilement déterminée à partir des deux autres informations.

Pour les réacteurs du parc en exploitation, la mesure de niveau cuve n'apparaît pas dans la liste des mesures du noyau dur ; EDF ne semble pas utiliser cette mesure dans la conduite. De ce fait la fonction d'état inventaire en eau primaire ne peut pas être surveillée. Or, pour les situations relevant d'une conduite « noyau dur », il est évident que cette fonction d'état est importante pour la connaissance de l'état de l'installation. L'approche théorique de la conduite APE prend en compte l'indisponibilité totale de la mesure de niveau de l'eau dans la cuve (Ncuve). Dans ce cas le niveau d'eau est reconstitué de façon grossière par des considérations sur la marge à la saturation cœur ( $\Delta$ TSAT) : le passage en surchauffe de la température en sortie du cœur traduit un niveau cuve très faible, une température à saturation dans le cœur est associée à un niveau nécessitant un appoint, et une sous-saturation correspond à un niveau d'eau satisfaisant dans la cuve. L'IRSN estime que la surveillance de la fonction d'état « inventaire en eau du primaire » par cette méthode n'est pas suffisante et estime nécessaire que la mesure de l'inventaire en eau soit disponible. La mesure Ncuve délivrée par l'ébulliomètre étant une mesure très élaborée, l'IRSN admet qu'une donnée simplifiée entrant dans l'élaboration du Ncuve (poids de l'eau dans la cuve par mesure de différence de pression) soit utilisée en substitution. L'IRSN précise que, pour l'EPR Flamanville 3, la mesure du niveau d'eau dans la cuve est identifiée comme information du noyau dur<sup>21</sup>.

L'information sur la puissance nucléaire n'apparaît pas, non plus, dans la liste des mesures du noyau dur. De ce fait la fonction d'état sous-criticité ne peut pas être surveillée. EDF considère que les grappes (identifiées comme SSC « en interface avec le noyau dur ») vont chuter de façon certaine et que du bore sera injecté à terme compte tenu de la conduite envisagée ce qui garantit l'atteinte d'un état de sous criticité suffisant, même en cas de conduite avec un refroidissement initial par les GV. Pour sa part, l'IRSN considère que la sous-criticité est un paramètre important à surveiller au titre de la surveillance post-accidentelle, indépendamment de son utilité pour la conduite telle qu'elle est actuellement prévue. En effet, l'injection envisageable d'eau claire dans le primaire, la possibilité de grappes coincées par le séisme ou encore la fusion partielle du cœur peuvent conduire à des conditions physiques différentes des hypothèses prises pour l'évaluation de la sous-criticité dans l'analyse fonctionnelle. Même si le référentiel n'envisage pas de retour en criticité, c'est le principe même de la

<sup>21</sup> la mesure de pression primaire ne semble pas identifiée pour le Noyau Dur EPR. La présence du Ncuve relativise cette absence.

surveillance SPA que de fournir à l'opérateur (et aux équipes de crise) des informations lui permettant d'évaluer la situation réelle. L'IRSN estime donc que cette fonction doit être surveillée.

L'IRSN note que la mesure de niveau GV gamme large figure dans l'inventaire des informations retenues dans le noyau dur pour les réacteurs du parc en exploitation. De ce fait la fonction d'état inventaire en eau des GV sera correctement surveillée. L'IRSN précise toutefois que, compte tenu du fait que la conduite « noyau dur » actuelle ne valorise pas le refroidissement par le secondaire, même si la démonstration de faisabilité valorise le stock d'eau théoriquement disponible au moment de l'engagement de la conduite « noyau dur », l'intérêt de la surveillance des fonctions d'état du secondaire n'est donc pas flagrant. A cet égard, la surveillance de la fonction d'état intégrité des GV normalement réalisée par les paramètres « activité GV » et « pression GV » ne peut pas être assurée car ces informations ne sont pas recensées parmi les dispositions matérielles du noyau dur ; dans le cadre de la conduite « noyau dur » retenue par EDF, l'IRSN considère que cette absence de mesure est acceptable.

Enfin, l'IRSN souligne que les fonctions d'état analysées ci-dessus correspondent aux six fonctions d'état classiquement retenues pour la démarche ICIA. D'autres fonctions d'état pourraient être envisagées compte tenu du domaine à couvrir par le noyau dur (état non fermés, BK, accident grave).

**L'IRSN considère qu'EDF devra appliquer, pour la conduite « noyau dur », une démarche similaire à celle du volet SPA, en définissant les fonctions d'état nécessaires à la surveillance de l'installation, les exigences associées et en démontrant le respect de ces exigences. Cette demande s'applique également à l'EPR.**

Dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] suite à la réunion préparatoire, EDF a pris l'action suivante : « **EDF mettra en œuvre une démarche similaire aux volets SPA et ICPA de la démarche ICIA pour les informations utilisées en CIA SE (Situations Extrêmes), les exigences portant sur ces informations étant identiques à celles requises pour les équipements du noyau dur et définies dans la note [40].** »

L'IRSN estime que cette action répond à sa demande. Toutefois, l'IRSN rappelle qu'une des caractéristiques des mesures SPA est d'avoir des exigences renforcées par rapport aux mesures ICPA. La définition des exigences est traitée dans le cadre de l'attendu (au paragraphe f suivant).

L'IRSN attachera une attention particulière au travail d'identification des informations assimilées SPA en conduite noyau dur et veillera à ce que cette démarche garantisse une vision suffisante de l'état de la chaudière, du confinement, et du BK, et cela pour les différents états initiaux considérés (fermés, non fermés, BK).

#### **d) La robustesse de la conduite vis-à-vis des informations (volet robuste)**

Le volet « robustesse de la démarche ICIA a pour objectif de vérifier que la défaillance d'une mesure non fiable ne conduit pas à des conséquences inacceptables par application des procédures de conduite utilisant cette mesure. Dans le cadre de la conduite ICIA, la notion de mesure fiable, et celle de conséquences inacceptables sont clairement définies et le grand nombre de mesures utilisées et de parcours différents possibles dans les procédures ont conduit à restreindre, en le justifiant, l'analyse de robustesse à certaines parties du corpus des procédures. Étant donné le faible nombre de mesures utilisées en conduite « noyau dur », la simplicité de la conduite et l'importance de chaque mesure, la démarche de robustesse (qui consiste à justifier le faible impact d'une défaillance d'une mesure non fiable) ne paraît pas pertinente pour justifier de la robustesse de la conduite « noyau dur » ; il convient plutôt de justifier la fiabilité de l'ensemble des mesures du noyau dur. Le volet robuste de la démarche ICIA ne paraît donc pas utile à la conduite noyau dur.

#### e) La surveillance des fonctions de sûreté

Indépendamment des informations nécessaires au diagnostic, à la conduite, et à la surveillance des fonctions d'état de la chaudière, l'opérateur doit disposer d'un minimum d'informations propres à l'informer sur l'état des barrières de confinement et sur les fonctions de sûreté associées à ces barrières. Certaines informations du noyau dur répondent à cette attente, mais d'autres informations n'y figurent pas alors qu'elles peuvent s'avérer nécessaires. Par exemple, la mesure d'activité dans les GV peut être considérée comme non requise au titre de la conduite du noyau dur, ni au titre de la surveillance de la fonction d'état « intégrité des GV » (pas de refroidissement par le secondaire et pas de prise en compte de RTGV) mais être requise au titre de la connaissance de l'état des barrières. Suite au questionnement de l'IRSN, EDF a précisé [101] qu'une « étude sera réalisée pour évaluer la faisabilité d'une mesure d'activité en sortie du filtre [U5] pour les situations mentionnées dans les ECS à l'échéance de fin 2012 ».

La maîtrise des fonctions de sûreté est suivie soit par des informations d'état (température primaire, activité enceinte,...), soit par des informations de fonctionnement des matériels (pompes en service, débit dans les lignes, position des vannes...). Sur ce point, EDF a indiqué [98], que la surveillance des fonctions du noyau dur sera réalisée grâce aux mesures disponibles en salle de commande, et que l'état de fonctionnement des matériels ne nécessite pas de surveillance car ils sont « robustes ». Pour sa part l'IRSN considère que les informations nécessaires à la connaissance de l'état des barrières (par exemple la mesure de détection de la percée de la cuve) et de l'état des fonctions de sûreté doivent être disponibles indépendamment de la robustesse postulée des SSC du noyau dur. L'IRSN note que ces notions sont particulièrement bien mises en œuvre dans le cadre de la démarche « triple diagnostic/triple pronostic » (3D/3P) appliquée par les équipes techniques de crise pour évaluer la situation et prédire les évolutions possibles sur la base de messages « 1/4 d'heure » ; l'application de cette démarche peut rendre compte du caractère suffisant en matière d'informations disponibles sur l'état des barrières de confinement et des fonctions de sûreté.

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF vérifie que les informations nécessaires à l'application de la démarche 3D/3P utilisée, en situation de crise, par les équipes techniques de crise soient disponibles en situation de conduite « noyau dur ». Cette demande s'applique également à l'EPR FA3.**

Au cours de la réunion préparatoire, EDF s'est engagé à répondre à cette demande. Dans le courrier de formalisation des P&A, il précise : « **EDF engage une étude visant à consolider et à compléter la liste des informations techniques nécessaires à la gestion de crise présentée dans la réponse à la prescription [ECS-1]. Le périmètre de cette étude intégrera l'instrumentation et la retransmission associée. Les données ainsi définies seront retransmises vers les centres de crise par des dispositions rendues autant que possible robustes. Ces informations techniques seront supportées par le Contrôle Commande Robuste Ultime.** »

L'IRSN considère que cette action répond effectivement à sa demande.

L'IRSN souligne qu'il attachera une attention particulière au travail d'identification des informations nécessaires à la connaissance de l'état de l'installation (notamment les informations utilisées en 3D/3P sur l'état des barrières de confinement et les fonctions de sûreté) qui n'auraient pas été retenues au titre de la conduite car n'apparaissant pas explicitement dans les procédures de conduite en situations extrêmes (SE).

#### f) Fiabilité des informations nécessaires

Pour la définition des informations du noyau dur, EDF s'est attaché à ne retenir que les informations strictement nécessaires pour la gestion des situations extrêmes envisagées.

Aussi, l'IRSN estime-t-il nécessaire de garantir un niveau de confiance élevé dans la fiabilité et la disponibilité des moyens permettant de disposer de ces informations. Cette garantie peut être apportée par des exigences telles que celles proposées dans la doctrine sur les informations utilisées en CIA [123], en termes d'exigences de conception, de qualification, de qualité, de redondance, d'alimentation électrique, de suivi en exploitation ...

A cet égard, les discussions à l'international indiquent que certains pays, comme le Japon, s'orientent suite à l'accident de Fukushima vers une redondance minimum des chaînes de mesures pour la surveillance de certains paramètres clés du circuit primaire et de l'enceinte (activité, pression dans le BR, température de « sortie cœur », mesure de la température au niveau du puisard, etc.) et pour la surveillance de la piscine BK (mesures diversifiées de température et de niveau piscine gamme large). En amont de la réunion préparatoire, l'IRSN avait donc émis un projet de recommandation en ce sens. Suite à la réunion préparatoire [144], EDF a pris la position suivante : « *Les exigences retenues sur les moyens permettant de disposer des informations nécessaires à la conduite et à l'évaluation de l'état de l'installation sont les exigences du noyau dur, telles que définies dans la note [40].* »

Compte tenu du peu de précisions concernant les exigences du noyau dur disponibles dans la note [40], l'IRSN maintient sa demande sous la forme d'un attendu.

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF définisse et justifie les exigences retenues (telles que les exigences de conception, de qualification, de qualité, de redondance, d'alimentation électrique, de suivi en exploitation ...) pour les moyens permettant de disposer des informations nécessaires à la conduite et à l'évaluation de l'état de l'installation. Ces exigences devront permettre de garantir un niveau de confiance élevé dans la fiabilité et la disponibilité de l'instrumentation du noyau dur. Cette demande est applicable à l'EPR FA3.

### **3.1.2.5 Aspects liés aux facteurs organisationnels et humains**

L'IRSN s'est attaché à examiner les dispositions organisationnelles qui doivent permettre aux acteurs de réaliser les actions humaines en situation extrême et plus particulièrement celles relatives à la vérification de la suffisance des effectifs. Dans la première partie de son analyse, l'IRSN résume le dossier transmis par EDF (dossier transmis à titre de « point d'étape » conformément à la demande de la prescription [ECS-35] de l'ASN). La seconde partie présente l'analyse effectuée par l'IRSN et les conclusions qui en découlent.

#### **3.1.2.5.1 Proposition d'EDF**

Le dossier transmis par EDF au 30 juin 2012 pour le noyau dur associé aux ECS comporte des principes généraux et exigences dans la note [40] et des éléments relatifs aux dispositions organisationnelles dans la note [43]. En réponse à la demande de la prescription [ECS-35] de l'ASN, le dossier est complété par une fiche question/réponse [48] à laquelle sont associés un projet de note technique [49] décrivant une méthode de vérification du dimensionnement de l'effectif présent en permanence sur un site nucléaire et un projet de directive interne [50] sur l'effectif présent en permanence sur site.

L'IRSN note que les documents transmis avec la fiche question/réponse sont des documents à l'état de projet et qu'ils s'inscrivent dans le cadre du point d'étape au 30 juin 2012 demandé à l'article 1 de la prescription [ECS-35].

Un dossier plus complet sera transmis à la fin de l'année 2012. Enfin, EDF a transmis par courrier du 20 octobre 2012 [107] des fiches en réponse aux questions de l'IRSN.

Le projet de méthode présenté par EDF dans la note [49] a pour objectif de fournir un cadre pour « *vérifier la suffisance de l'effectif requis qui doit être présent sur site pour faire face à une situation extrême.* » Il répond plus particulièrement à l'exigence formulée par EDF dans la note [40] selon laquelle « *Les dispositions organisationnelles du noyau dur doivent permettre aux acteurs de la crise (équipes d'exploitation, de crise, ...) de réaliser les actions humaines prévues dans les situations extrêmes identifiées, compte tenu des conditions d'intervention susceptibles d'être rencontrées dans de tels scénarios.* »

### **3.1.2.5.2 Analyse de l'IRSN**

#### ***3.1.2.5.2.1 Démarche et organisation d'EDF pour la prise en compte des FOH***

Dans le dossier transmis en juin 2012, EDF n'apporte pas d'information sur la démarche de prise en compte des FOH et sur l'organisation et les moyens associés.

En réponse aux questions de l'IRSN, EDF précise que « *la prise en compte des aspects FOH se fait au travers de la mise en œuvre de la démarche SOH* » [107]. Cette démarche est la démarche de prise en compte des aspects Socio-Organisationnels et Humains (SOH) mise en place et déployée de façon conjointe par la DPN et la DIN depuis plusieurs années dans les projets d'ingénierie opérationnelle du parc en exploitation. Le projet post-Fukushima est structuré en quatre grands thèmes et les impacts liés aux changements d'organisations, de matériels et de pratiques de travail sont identifiés et analysés sous l'angle des aspects SOH pour chacun de ces thèmes, avec l'appui d'un « *spécialiste FH référent SOH* ». De plus, EDF compte s'appuyer sur différents thèmes de recherche proposés par la R&D, tels que la faisabilité des actions humaines (étude des comportements humains dans les conditions extrêmes, pertinence des procédures accidentelles pour des situations très exigeantes, formation des équipes de crise par l'entraînement, développement d'outils innovants permettant des interventions à distance par les équipes), les analyses sociologiques sur la communication au public et les comportements collectifs face au risque.

Pour l'IRSN, la démonstration de la capacité des hommes et des organisations à maîtriser autant que possible les situations extrêmes telles que définies dans les ECS suppose une démarche de prise en compte des aspects liés aux FOH, ainsi qu'une organisation et des moyens associés. En effet, ceci paraît important pour s'assurer que les différents déterminants et facteurs pouvant influencer sur la capacité de prise de décision et la performance d'action des acteurs susceptibles d'être impliqués ont bien été analysés et pris en compte sous l'angle des FOH.

Par ailleurs, des recherches en sciences humaines et sociales ont été menées ou sont en cours, au niveau national et international, dans l'objectif d'améliorer les connaissances sur les comportements individuels et collectifs (voire sociétaux) dans des situations de crise, notamment de mieux comprendre les facteurs qui peuvent avoir une influence sur la capacité des acteurs impliqués à communiquer et prendre des décisions appropriées, à effectuer des actions appropriées à la situation, à s'impliquer dans les actions, etc. Le concept de résilience a été appliqué aux individus mais aussi aux organisations avec comme objectif d'identifier les facteurs qui sous-tendent la robustesse face aux situations difficiles. Ces recherches s'appuient entre autres sur l'expérience et les enseignements tirés de cas réels de situations de crise. L'accident de Fukushima a renforcé le développement de programmes de recherche nationaux et internationaux dans ce domaine.

Dans la lettre de l'ASN suite au GP de novembre 2011 [4], l'ASN considère que sans attendre « *EDF doit évaluer les éventuels besoins de recherche et de développement dans le domaine des FSOH, notamment pour le dimensionnement et le fonctionnement des organisations de crise.* »

L'IRSN note qu'EDF a abordé la prise en compte des FOH dans le noyau dur post-Fukushima sous deux perspectives temporelles, l'une à horizon immédiat en s'appuyant sur une démarche existante et déjà largement utilisée au sein d'EDF. La seconde s'appuie sur les unités de recherche de la R&D et les thèmes identifiés paraissent appropriés aux questions posées par la gestion des situations d'accidents majeurs mais EDF n'a pas transmis d'information supplémentaire sur le contenu et le calendrier indicatif de ces actions.

Pour l'IRSN, cette approche paraît raisonnable dans le principe, mais des informations plus détaillées apparaissent nécessaires sur la mise en œuvre de la démarche d'EDF et les actions de recherche associées.

**L'IRSN estime souhaitable qu'EDF apporte des précisions dans le dossier complet qui sera remis fin décembre 2012, d'une part sur la mise en œuvre de la démarche SOH pour démontrer de façon concrète et détaillée en quoi cette démarche contribue à justifier la faisabilité des actions humaines dans le cadre de la définition d'un noyau dur post-Fukushima, d'autre part sur le contenu et les échéances envisageables pour les programmes de recherche proposés par la R&D.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point à apporter des précisions dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle donc pas de demande spécifique de la part de l'IRSN.

### **3.1.2.5.2 Faisabilité des actions humaines et conditions d'intervention**

Dans le document de définition des dispositions organisationnelles du noyau dur [43], EDF fait référence à deux critères de la faisabilité des actions humaines requises : la disponibilité d'un effectif suffisant, compétent et bien préparé ; et l'accessibilité et les conditions d'intervention.

En réponse à une question de l'IRSN, EDF indique que cette liste n'est pas exhaustive et mentionne d'autres facteurs tels que la fatigue et le stress, mais précise que ces facteurs ne sont pas pris en compte à ce stade en l'absence d'études sur l'impact de ces facteurs sur les délais d'action [107].

#### Suffisance de l'effectif présent sur site

L'approche d'EDF consiste à vérifier la suffisance de l'effectif présent sur site pour faire face à une situation extrême [49]. Elle repose sur une méthode itérative : une première étape vise à recenser les missions à réaliser pour la conduite des installations et pour la gestion de la crise ; ces missions sont décrites dans la DI 132 transmise à l'état de projet [50]. Ensuite, les actions à réaliser sont identifiées et sélectionnées, sur la base des actions déjà prévues dans les consignes qui seraient utilisées en cas de situations H1, H3, et après vérification sur simulateur. Les actions sélectionnées sont caractérisées et un niveau d'importance leur est attribué selon les objectifs à atteindre liés à la conduite de l'installation ou la gestion de crise. Le niveau d'importance des actions locales concerne la conduite des installations et la gestion de crise. Il est déterminé en fonction de l'importance de l'action pour la conduite, ou pour assurer les conditions d'opérabilité (accessibilité, communication, etc.) et comporte une dimension temporelle : par exemple, un niveau faible peut conduire à différer l'action. Enfin, pour chacune de ces actions, la charge de travail globale des acteurs pour effectuer l'action est évaluée en fonction des conditions d'intervention, ce qui permet à EDF de définir l'effectif nécessaire pour réaliser l'action.

Pour l'IRSN, aborder la question de la faisabilité des actions humaines à travers la suffisance des moyens humains en effectifs et compétences apparaît dans son principe comme une bonne hypothèse de départ, d'autant plus qu'elle repose sur une méthode itérative et structurée à partir du recensement des missions à réaliser et des activités à effectuer dans le cadre de ces missions.

Toutefois son application, selon EDF [49], concerne essentiellement les actions en local, et elle porte sur des actions identifiées, connues et dans des situations définies à l'avance.

Par ailleurs, dans ce document, EDF donne peu d'informations sur les conditions d'intervention et sur les modalités permettant de guider l'évaluation de l'effectif nécessaire sur la base de la charge de travail et des conditions d'intervention.

**L'IRSN estime nécessaire que, dans la version finale de la méthode de vérification du dimensionnement de l'effectif présent en permanence sur un site nucléaire, EDF apporte des précisions sur la définition, l'identification et la catégorisation des conditions d'intervention, et explicite davantage les éléments qui conduisent à évaluer l'effectif nécessaire sur la base de la charge de travail et des conditions d'intervention.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point à apporter des précisions dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle donc pas de recommandation de la part de l'IRSN.

Dans sa note sur les dispositions organisationnelles pour le noyau dur [43], EDF indique que la vérification de la capacité de l'équipe sur site à piloter la crise et conduire l'installation repose sur la « *vérification de la suffisance en nombre et compétences des ressources sur les vingt-quatre premières heures : un point d'étape de cette vérification est réalisé au 30 juin.* » Or la méthode de vérification de l'effectif nécessaire d'EDF [49] ne porte que sur les actions de conduite en local, pas sur les actions nécessaires pour piloter la crise.

**L'IRSN estime qu'EDF devrait préciser l'approche qu'il compte mettre en œuvre pour vérifier si l'équipe sur site est suffisante pour effectuer les actions nécessaires pour piloter la crise durant les premières soixante-douze heures.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point à apporter des précisions dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle donc pas de remarque de la part de l'IRSN.

Dans la DI 132 transmise à l'état de projet [50], EDF a prévu de définir dans un tableau de synthèse « les effectifs retenus au minimum pour une paire de tranches, compte tenu des possibilités de cumuler les rôles et/ou les missions » pour assurer les missions principales de la conduite en situation extrême. Toutefois ce tableau est encore en cours de définition dans le document en projet. Certaines indications sont toutefois données dans les paragraphes précédents du document, indications qui mentionnent un nombre très faible d'agents pour effectuer les interventions en local.

L'IRSN s'interroge sur la capacité de l'équipe de conduite à gérer une situation d'accident majeur avec un effectif d'un ou deux intervenants.

Ainsi, la capacité d'effectuer une intervention nécessaire alors qu'une intervention est déjà en cours est fortement compromise. Les acteurs doivent avoir la possibilité d'être en binôme pour aller sur le terrain en local, la capacité pour les acteurs d'effectuer seuls des interventions en local est peu recevable surtout dans le contexte de conditions d'intervention rendues difficiles par les conséquences de l'accident. En heures non ouvrables, EDF



postule que « *la personne chargée d'assurer la mission de supervision de la conduite incidentelle accidentelle (ou la préparation des activités de conduite normale) peut quitter momentanément la salle de commande pour porter secours aux blessés en attente des renforts de la sécurité civile* » ; or un des enseignements de l'accident de Fukushima est que la préparation des opérations d'éventage de l'enceinte a demandé beaucoup plus de temps et d'efforts que prévu en salle de commande, mobilisant fortement les opérateurs sur cette tâche [148], ce qui rend délicate la possibilité pour ce superviseur de quitter la salle de commande. Enfin, l'IRSN note que l'application de la méthode aboutit à définir l'effectif minimal. Le résultat ne doit pas conduire EDF à écarter des stratégies de conduite qui s'avèreraient plus adaptées, mieux optimisées en termes de rejets, ou de risque de rejets.

**L'IRSN sera attentif aux précisions apportées par EDF dans son dossier final sur la définition de l'effectif minimal présent sur site et les conséquences qu'elle peut avoir sur la capacité des acteurs à effectuer les actions de conduite en salle de commande et en local.**

#### Actions en local

En local, la question des conditions d'intervention s'avère essentielle et dépend fortement des dégradations subies par le site. Dans la méthode en cours d'élaboration, EDF propose une liste de huit éléments permettant de caractériser des actions élémentaires et d'aider à les prioriser en fonction de leur niveau d'importance. L'IRSN note que cette liste, dans cette première version, prend en compte différentes dimensions de l'action : niveau d'importance, délai d'action, locaux, acteurs, équipements, communication, compétences, risques santé et sécurité, etc., ce qui est plutôt satisfaisant.

Toutefois l'IRSN estime que d'autres dimensions pourraient être nécessaires pour caractériser les actions élémentaires ; par exemple, le besoin pour les intervenants de disposer sur le terrain d'informations fiables sur les locaux et matériels (signalisation, repérages), paramètres physiques ou relatifs à l'état du matériel, etc. ou de pouvoir se référer à des documents d'aide compréhensibles dans une situation difficile.

L'IRSN souligne que la démarche d'EDF pour caractériser les actions élémentaires ne mentionne pas les éventuelles mesures d'amélioration de l'installation qui pourraient être prises soit sous l'angle matériel (locaux, équipements, repérage, interfaces homme-machine, outils, ...) ou organisationnel. Dans son document [49], EDF envisage que la méthode, ciblée sur les actions en local, puisse conduire à d'éventuelles propositions de modifications d'installations si nécessaire.

**L'IRSN estime qu'EDF devrait apporter des informations plus détaillées sur le processus pouvant conduire à des propositions d'améliorations de l'installation, notamment sur les critères qui pourraient aboutir à de telles propositions et à les accepter, et transmettre une liste de ces propositions de modifications.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point à apporter des précisions dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle donc pas de recommandation de la part de l'IRSN.

#### Actions en salle de commande

En salle de commande, EDF considère que les actions à effectuer seront de même nature que celles à réaliser en conduite incidentelle accidentelle ou d'accident grave, et qu'il n'est pas nécessaire de mener des analyses spécifiques pour ces activités. EDF a également considéré le cas de la perte de fiabilité du contrôle commande, qui pourrait entraîner des pertes d'informations, des commandes inaccessibles, etc. ce qui peut entraîner le basculement sur un « contrôle-commande robuste (CCR) » sur des critères encore à l'étude [46].

L'IRSN estime que la proposition d'EDF est acceptable sur le principe mais note que l'exploitant ne mentionne pas comment seraient pris en compte les impacts que pourrait avoir une situation extrême sur les hommes et les organisations en salle de commande. Cependant, EDF indique qu'en situation extrême « *de nouvelles répartitions des missions au sein du personnel présent en salle de commande peuvent être envisagées* » et compte effectuer une analyse des impacts socio-organisationnels et humains (SOH) qui sera transmise dans le cadre du dossier complet fin 2012.

L'IRSN sera attentif à examiner, dans le cadre du dossier complet d'EDF qui sera transmis fin 2012, la façon dont les impacts potentiels d'une situation extrême sont pris en compte, dans leurs différentes dimensions autant individuelles (fatigue, stress, ...) qu'organisationnelles, par exemple disponibilité et positionnement des acteurs, accès aux moyens d'information, conditions d'organisation favorables pour la coordination des acteurs, etc.

#### Délai d'action donné à l'équipe de conduite

EDF prévoit une stratégie de conduite [46] consistant à valoriser le refroidissement primaire par le secondaire et l'appoint au primaire si ces systèmes sont opérationnels ; cette démarche permet de donner le plus de délai possible à l'équipe de conduite pour prendre des décisions et effectuer les actions nécessaires.

En revanche, EDF n'a pas précisé, dans la démarche, comment les besoins et capacités des acteurs concernés sont pris en compte dans la détermination du délai.

De façon générale, l'IRSN estime souhaitable d'accorder aux opérateurs un délai d'action le plus long possible, de façon à leur permettre de réaliser ce qui est en train de se passer, de se forger une représentation mentale claire de la situation et partagée au niveau collectif, d'envisager différentes stratégies d'action, etc.

Toutefois ce délai doit être pensé dans la perspective non seulement d'automatiser tout ce qu'il est possible de rendre automatique, mais de tirer parti au mieux des capacités des humains, organisations et systèmes techniques dans une perspective de coopération pour faire face à la situation. De ce fait, le délai doit pouvoir être mis à profit par les équipes de conduite pour recueillir des informations, suivre l'évolution du réacteur et les effets des systèmes automatiques sur l'installation, se donner les moyens d'anticiper et se faire une idée des stratégies et moyens à mettre en œuvre, prendre ou préparer des décisions appropriées à la situation, etc. Le degré de confiance que les opérateurs ont envers les actions automatiques est un critère important dans la stratégie de conduite, et repose en partie sur les informations dont ils disposent sur les automatismes et leurs effets sur l'évolution de l'installation.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF devrait préciser comment les besoins et capacités des opérateurs et intervenants pour faire face à une situation extrême sont traités, si c'est le cas, dans les études menées par EDF pour déterminer des délais d'action des opérateurs.**

#### Rôle de l'organisation

L'IRSN met particulièrement l'accent sur le rôle déterminant que les organisations ont à jouer dans le développement et la pérennisation de conditions susceptibles de favoriser la capacité des équipes d'un site accidenté à effectuer de façon efficace les actions humaines attendues et nécessaires pour la conduite de l'installation, la gestion de la crise, etc. en situation extrême.

Les décisions prises aux différents niveaux de l'organisation de l'exploitant ont un effet réel sur les moyens humains, techniques et organisationnels dont les acteurs peuvent disposer pour faire face à une situation d'accident majeur. Elles ont évidemment un effet avant l'accident, mais également pendant la situation d'accident. Sur ce sujet, des enseignements précieux peuvent être tirés de l'accident de Fukushima, par exemple du rapport publié durant l'été 2012 par la commission d'enquête indépendante au Japon [149] dont l'une des conclusions porte sur les problèmes organisationnels au sein de TEPCO, qui selon cette commission ont exercé une influence sur les capacités de réponse de l'exploitant sur le site de Fukushima.

**De façon générale, l'IRSN sera particulièrement attentif dans l'examen des dossiers qui seront transmis par EDF à court ou moyen terme dans le cadre des actions post-Fukushima, à ce que les dispositions mises en place ne soient pas fondées seulement sur des justifications portant sur les individus ou les machines et systèmes techniques. Elles reposent également sur l'efficacité et la robustesse des organisations qui doivent être en mesure de créer et pérenniser les conditions les plus favorables possibles à la faisabilité des actions humaines en situation extrême et les vérifier, les renforcer et les faire évoluer quand cela s'avère nécessaire.**

En effet, un événement de portée majeure sera un facteur important de déstabilisation des organisations en place aux différents niveaux et ceci mettra en défaut leur capacité à créer les conditions favorables aux décisions et actions, dans un contexte d'urgence, d'accélération des prises de décision et de multiplication des problèmes de coordination chez l'exploitant mais aussi avec l'extérieur.

### ***3.1.2.5.2.3 Acteurs et compétences***

Dans les documents de point d'étape transmis en juin 2102, EDF n'évoque pas la présence des prestataires. La question de la suffisance des effectifs est appliquée principalement au personnel des sites. Il serait souhaitable que la démarche d'EDF soit étendue aux questions relevant de la capacité à recourir à des prestataires en cas de besoin durant les premières vingt-quatre heures après l'événement.

EDF doit transmettre au 31 décembre 2012, en réponse à la prescription [ECS-35] alinéa II, la liste des compétences ainsi que les modalités de recours aux compétences qui seraient portées par des entreprises prestataires.

Ceci est un point qui rejoint le retour d'expérience de l'accident de Fukushima [148] selon lequel certaines compétences n'étaient pas disponibles sur le site pour effectuer des tâches importantes pour la conduite de l'installation : par exemple, l'exploitant TEPCO a dû former des employés du site à des activités généralement confiées à des prestataires compte tenu du fait que les compétences n'étaient pas présentes.

**L'IRSN sera attentif à la justification apportée par EDF dans son dossier sur la façon dont les compétences auront été identifiées et sélectionnées pour l'ensemble des activités relevant de la conduite de l'installation et de la gestion de la crise en situation extrême sur le site. Des précisions devront être apportées sur le processus et l'organisation par lesquels seront assurés l'identification, le développement, la validation et le maintien des compétences.**

Plusieurs des enseignements à tirer de l'accident de Fukushima concernent les compétences et la formation. Ainsi la formation et les séances d'entraînement n'ont pas paru suffisamment réalistes. Par exemple, les équipes n'ont pas été suffisamment préparées à des situations où les sources d'information sont indisponibles, tel que le système d'affichage des paramètres de sûreté (Safety Parameter Display System - SPDS) qui a été indisponible durant l'accident de Fukushima.

Un superviseur a mentionné qu'il n'avait pas été préparé à prendre la décision difficile d'affecter à un agent une tâche qui comportait des risques importants pour sa santé ou sa sécurité.

EDF doit présenter, en septembre 2013, un dossier sur la formation et l'entraînement du personnel aux situations accidentelles « particulièrement stressantes », conformément aux demandes de la prescription [ECS-35] alinéa III. Ce dossier concernera aussi les exigences adoptées par les entreprises prestataires susceptibles d'intervenir en situation de crise grave.

**L'IRSN sera attentif aux enseignements qu'EDF aura tirés et analysés, dans le dossier à transmettre en septembre 2013 en réponse à la prescription [ECS-35] alinéa III, du retour d'expérience issu de l'accident de Fukushima ainsi que de l'expérience et des pratiques existantes dans d'autres domaines confrontés aux situations d'urgence tels que la protection civile par exemple.**

Dans la note méthodologique en projet [49], EDF prévoit d'évaluer l'impact du changement sur les compétences, et chaque action élémentaire est caractérisée par plusieurs propriétés dont « les compétences spécifiques à acquérir éventuellement. » A une question de l'IRSN sur ce sujet de l'identification et de la validation des compétences nécessaires, EDF a précisé que les compétences à acquérir seraient identifiées par comparaison avec les compétences générales des agents de terrain et validées par les « animateurs métier » lors de la prédiffusion des listes d'actions locales.

**L'IRSN estime que les analyses et les mesures relatives à ces compétences effectuées par EDF doivent intégrer des dispositions en vue de permettre aux personnels concernés d'intervenir le plus efficacement possible dans des conditions difficiles ou inhabituelles en situation extrême.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point à apporter des précisions dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle donc pas de demande de la part de l'IRSN.

### **3.1.2.6 Conclusion**

Les dispositions matérielles du noyau dur proposées par EDF consistent à refroidir le cœur par une procédure de « gavé-ouvert » primaire et à évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement par l'utilisation du dispositif d'éventage et de filtration « U5 ». Elles ne permettent pas, d'après les éléments disponibles dans le dossier soumis le 30 juin 2012, d'éviter la fusion du cœur dans les états en puissance. De plus, la stratégie de conduite associée déroge fortement aux principes structurants qui, du point de vue de l'IRSN, devraient prévaloir pour la détermination du noyau dur :

- elle repose sur une ligne de défense unique et ne reprend donc que partiellement la position exprimée par les GPE en novembre 2011 et reprise par l'ASN de disposer de deux lignes de défense, permettant d'une part de prévenir la fusion du cœur, d'autre part de limiter les rejets radioactifs si la fusion du cœur ne peut être évitée ;
- elle prévoit l'ouverture des deuxième et troisième barrières, quel que soit l'état de la première barrière ; elle déroge au principe de sûreté consistant à conserver, le plus longtemps possible, l'intégrité des barrières interposées entre le combustible et l'environnement ; de plus, elle repose sur une stratégie qui augmente les risques de bipasse du confinement ;
- elle conduit à engager, dans la phase court terme de l'accident, des actions de nature à rendre difficile la gestion à plus long terme.

Dans son dossier du 30 juin 2012, EDF ne retient pas explicitement la prévention de la fusion du cœur comme moyen permettant de limiter les rejets conduisant à des effets durables dans l'environnement. Suite à la réunion préparatoire tenue le 26 novembre, il a fait évoluer sa position. Ainsi, dans son courrier en référence [144], il précise qu'il « *privilégie un noyau dur assurant la prévention de fusion du cœur et ne prévoit pas, à ce stade, de considérer systématiquement comme appartenant au noyau dur les dispositions dédiées à la mitigation de l'accident grave* ».

Cette nouvelle position ne répond pas à l'attente de l'IRSN qui considère que, au vu du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, le noyau dur doit également comprendre des dispositions dédiées à la limitation des rejets en cas d'accident avec fusion du cœur.

Compte tenu de la proposition faite par EDF, l'IRSN suggère de procéder en deux temps.

Dans un premier temps, l'IRSN estime qu'il convient de compléter les dispositions matérielles du noyau dur proposées par EDF par des moyens permettant d'éviter la fusion du cœur lorsque le réacteur est en puissance ; à ce titre, l'IRSN recommande qu'EDF introduise, dans le noyau dur, une fonction de refroidissement du cœur par les générateurs de vapeur. Pour les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, la solution proposée par EDF est considérée comme acceptable, à ce stade, en l'absence de solution alternative. De même, les dispositions permettant d'assurer la fonction de maîtrise de la sous-criticité et de maîtrise du confinement prévues par EDF dans le noyau dur sont satisfaisantes. Eu égard à l'importance de la fonction d'arrêt du réacteur, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF démontre de façon très convaincante la chute des barres sous SND.

Pour l'IRSN, certaines dispositions proposées par EDF peuvent être valorisées dans le noyau dur, au titre de la limitation des rejets radioactifs en cas de fusion partielle ou totale du cœur. Toutefois, ces dispositions ne permettent pas d'atteindre les objectifs qui, selon l'IRSN, devraient être assignés au noyau dur.

Aussi, dans un second temps, l'IRSN recommande que le noyau dur inclue les dispositions envisagées dans le cadre de la démarche en cours de révision des objectifs radiologiques associée aux réexamens de sûreté (e.g. filtration améliorée du dispositif d'éventage, possibilité d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du bâtiment réacteur, dispositions permettant d'éviter le percement du radier).

### **3.2 NOYAU DUR POUR L'EPR FA3 - PARTIE REACTEUR**

Le réacteur EPR a bénéficié, dès sa conception, de dispositions supplémentaires par rapport aux réacteurs en exploitation pour prévenir la survenue de situations de perte totale des sources froides (source froide principale et source froide partiellement diversifiée - SRU en aspiration sur l'ouvrage de rejet) et des sources électriques (4 groupes électrogènes de secours principaux au lieu de 2 sur les réacteurs du parc, complétés de deux diesels d'ultime secours) ainsi que pour la gestion d'un accident grave. Le référentiel de sûreté de l'EPR suppose toutefois que les pertes de sources sont limitées dans le temps (pertes de tous les diesels principaux pendant 24 heures, perte de tous les diesels principaux et des deux diesels d'ultime secours pendant 12 heures et perte de la source froide pendant 100 heures) et que leur récupération est certaine à l'issue de ce délai.

L'EPR Flamanville 3 est également mieux protégé des agressions externes que sont le séisme (radier commun à l'ensemble de l'îlot nucléaire) et l'inondation (calage de la plateforme prenant en compte l'évolution prévisible du niveau de la mer jusqu'en 2080). De façon générale, la séparation géographique des bâtiments, en particulier

des 4 bâtiments de sauvegarde et des 2 bâtiments des diesels, confère à l'EPR une meilleure résistance aux agressions pouvant affecter une partie du site, en partie aux effets potentiellement induits par l'agression extrême dans l'installation (explosion, incendie...).

Les conclusions de l'analyse par l'IRSN des dispositions du noyau dur proposées pour l'EPR portent, à ce stade, sur l'EPR du site de Flamanville.

Enfin, l'IRSN rappelle que l'absence de rejets importants dans les situations étudiées dans le cadre de la démonstration de sûreté fait partie des objectifs retenus pour le réacteur EPR, à la conception.

Bien qu'ayant bénéficié de nombreuses améliorations de sûreté par rapport aux réacteurs du parc en exploitation, certaines recommandations formulées au chapitre 3.1 sont applicables à l'EPR. Seules les spécificités de l'EPR sont abordées dans ce chapitre.

### 3.2.1 CONDITIONS INITIALES POSTULEES

#### 3.2.1.1 Situations accidentelles

##### Proposition d'EDF

La situation initiale considérée par EDF pour définir les équipements du noyau dur EPR correspond à un Manque De Tension Généralisée (MDTG) (perte des alimentations électriques externes et des quatre diesels principaux) cumulé à la perte de la source froide principale (perte de la station de pompage) et à la défaillance de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur, de façon cohérente avec les réacteurs du parc [42].

Par ailleurs, comme sur le parc, hormis la perte totale de sources, il n'est pas pris en compte d'effets induits dans l'installation qui pourraient modifier la situation accidentelle initiale. En particulier, EDF a considéré « l'absence de fuite significative dans le circuit primaire et les circuits connectés non isolables » [42].

##### Analyse de l'IRSN

L'IRSN note qu'EDF ne retient pas les situations de MDTG liées à des pertes de tableaux électriques, ni les situations de Perte Totale des Alimentations Electriques (PTAE, correspondant à une situation de MDTG cumulée à la perte des 2 diesels d'ultime secours). La perte totale de la source froide et de la source froide « diversifiée » n'est pas non plus considérée<sup>22</sup>.

EDF justifie ce choix par le contour du noyau dur qui intègre :

- les diesels d'ultime secours (SBO), utilisés en situation de MDTG,
- les tableaux secourus de 400V et de 690V secourus par ces diesels (LJA/D/K/N),
- le système SRU en mode « diversification » (aspiration par le canal de rejet via l'ouvrage de rejets).

L'IRSN souligne que l'hypothèse de disponibilité, en situation d'agression extrême, des diesels SBO et du SRU en mode « diversification » est très structurante pour la définition du noyau dur. EDF devra donc démontrer la capacité de ces SSC à assurer leur fonction en situation d'agression extrême, de même que celle des tableaux électriques alimentés par les diesels SBO et utilisés pour les fonctions du noyau dur.

---

<sup>22</sup> L'IRSN mentionne que, concernant la perte de la source froide, l'ASN [4- EPR-25] a demandé d'évaluer sous 6 mois les conséquences sur l'endommagement du cœur du réacteur d'une perte complète des sources froides principale (SEC) et ultime (SRU) de l'EPR de Flamanville 3. EDF a annoncé qu'il répondrait à cette demande au 31 décembre 2012.

En particulier, le classement sismique de la diversification SRU est SC2 (SC1 pour le reste du circuit), ce qui signifie que le requis de tenue au séisme de cette partie du circuit n'est que l'intégrité (l'opérabilité pour le reste du circuit). En l'absence de requis d'opérabilité, l'IRSN souligne que, pour les situations considérées dans le référentiel de sûreté actuel, la diversification SRU ne peut être valorisée en cas de séisme de dimensionnement, alors qu'en situation extrême relevant du noyau dur, la diversification du SRU est considérée robuste par EDF au titre du noyau dur. Suite à la position [H-9] prise dans le cadre de la réunion des groupes permanents du 8 au 10 novembre 2011 [38], EDF a transmis le document [89] visant à justifier, notamment par les marges de conception, la disponibilité du SRU en mode diversifié, en cas de séisme.

**L'IRSN prend note des éléments de justification présentés par EDF mais souligne qu'en l'absence des notes d'études sur lesquelles s'appuient ces éléments, il ne peut pas se prononcer à ce stade sur l'opérabilité du SRU en mode diversifié après séisme « noyau dur » (SND).**

**L'IRSN estime que la proposition d'EDF concernant les situations initiales postulées pour la définition du noyau dur est acceptable sous réserve de la démonstration de la robustesse aux agressions extrêmes des diesels d'ultime secours (SBO), des tableaux électriques qui réalimentent des SSC nécessaires au maintien des fonctions de sûreté et du système SRU en mode « diversification » (aspiration dans l'ouvrage de rejet).**

Au contraire des réacteurs du parc, la démonstration de robustesse aux agressions extrêmes des tableaux alimentés par les diesels SBO et de leurs sous-tableaux apparaît plus simple à établir sur l'EPR FA3, du fait, d'une part d'une sensibilité moindre de l'INB aux risques d'inondation (calage de la plateforme à Flamanville), d'autre part d'un nombre réduit de SSC non classés de sûreté alimentés par ces tableaux. Le risque de court-circuit (remontée de défaut suite à une inondation par exemple) est ainsi plus limité.

Par ailleurs, de même que pour les réacteurs du parc en exploitation, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF définisse, pour l'EPR, un débit de fuite forfaitaire susceptible de survenir sur le circuit primaire et les circuits connectés non isolables (cf. attendu formulé au paragraphe 3.1.1.1 pour le parc et qui est également applicable à l'EPR).

Sur l'EPR, les systèmes de refroidissement à l'arrêt (RIS/RA) sont situés en partie en dehors de l'enceinte de confinement et constituent donc une extension de la troisième barrière. La limitation des conséquences d'une brèche sur ces circuits repose sur les moyens de détection et d'isolement de la tuyauterie affectée. L'IRSN a formulé l'attendu suivant :

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF démontre la robustesse des circuits RIS/RA aux agressions du noyau dur ou, à défaut, considère, au titre des situations initiales postulées, des situations de brèche sur les circuits RIS/RA afin que les moyens permettant de détecter, d'isoler et de gérer les brèches sur ces circuits soient également retenus dans le noyau dur, afin d'éviter un risque de fusion avec bipasse de l'enceinte de confinement.**

En réponse à cette demande, EDF a pris la position suivante « *Le circuit RIS/RA est classé sismique au titre du référentiel de conception de l'EPR. Ce circuit a été identifié comme SSC en interface [...]. A ce titre, EDF démontrera sa robustesse aux agressions du noyau dur à échéance du Dossier de Mise En Service (DMES)* ».

L'IRSN prend note de cette position ; il sera attentif, dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service, aux éléments de démonstration de la robustesse du circuit RIS/RA aux agressions du noyau dur qui seront apportés par EDF.

### **3.2.1.2 Situations d'accident grave**

Concernant les situations d'accident grave avec fusion du cœur retenues pour la définition du noyau dur, l'IRSN note qu'EDF ne postule pas la défaillance du système d'injection de sécurité basse pression (RIS-BP), compte tenu de son appartenance au noyau dur, mais une mise en œuvre tardive de la conduite en gâvé ouvert [105]. La situation de fusion du cœur est donc postulée pour la définition du noyau dur.

L'IRSN constate qu'aucune analyse n'a été réalisée par EDF pour une situation de fusion du cœur initiée par une perte totale des alimentations électriques (PTAE) (défaillance des diesels SBO) ou une défaillance du système de refroidissement SRU/EVU [42]. De la même façon que pour le système RIS-BP, les diesels SBO et le système SRU/EVU étant inclus dans le noyau dur, leur défaillance n'est donc pas postulée par EDF. Ceci n'appelle pas de remarque de principe de l'IRSN ; toutefois, des réserves et des recommandations sont formulées ci-après quant à la déclinaison de ces choix.

### **3.2.1.3 Etats initiaux de l'installation**

Comme pour les réacteurs du parc, EDF retient l'ensemble des configurations du réacteur, à l'exception des chantiers d' « *Ouverture / Fermeture Directe Cuve* ».

La recommandation formulée au paragraphe 3.1.1.3 s'applique donc également à l'EPR.

Pour les réacteurs du parc en exploitation, EDF a présenté une stratégie de conduite « noyau dur » en API-SO piscine BR remplissable. L'IRSN a noté qu'EDF n'avait pas fourni de stratégie équivalente pour l'EPR.

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF définisse une stratégie de conduite « noyau dur » pour l'EPR dans les états où le circuit primaire est ouvert et la piscine BR remplissable.**

Dans son courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a fait part de sa position : « *Les systèmes identifiés dans la note [42] comme appartenant au noyau dur pour les états ouverts permettent de gérer l'état API, quel que soit le niveau d'eau initial dans la piscine BR. A cet effet, la démonstration de la capacité du noyau dur à atteindre ces objectifs et la stratégie de conduite associée seront apportés dans le DMES pour l'ensemble de l'état API* ». Cet engagement est considéré comme satisfaisant sur le plan des principes.

## **3.2.2 CONTENU DU NOYAU DUR ET STRATEGIE DE CONDUITE ASSOCIEE**

### **3.2.2.1 Proposition d'EDF**

Contrairement aux réacteurs du parc en exploitation, la gestion des situations consécutives à une agression extrême repose, pour l'EPR, sur des SSC prévus à la conception. EDF estime en effet que la robustesse aux agressions extrêmes des SSC du noyau dur est acquise pour l'EPR, moyennant les modifications qu'il a d'ores et déjà prévues. **L'IRSN ne partage pas entièrement cette position (cf. chapitre 4.2).**

La stratégie de conduite retenue par EDF pour les différents états de fonctionnement initiaux est décrite dans la note [42]. Les principaux éléments sont repris ci-dessous (les SSC du noyau dur figurant en bleu).



#### Etat initial circuit primaire repressurisable et refermable

- AAR ;
- Démarrage manuel des [diesels SBO](#) ;
- Evacuation de l'énergie du circuit primaire vers l'enceinte par ouverture répétée des soupapes du pressuriseur ;
- Après vidange des générateurs de vapeur, refroidissement du cœur par la mise en œuvre d'une conduite de type [gavé-ouvert](#) sur critère de T° RIC pour assurer le refroidissement du circuit primaire : démarrage de [l'injection de sécurité basse pression des divisions 1 et 4](#) (moteurs des pompes ISBP 1 et 4 refroidis par [DEL](#)), secourue par les diesels SBO, et ouverture des [2 lignes dédiées de décharge du pressuriseur](#) (vannes de décharge) ;
- Mise en service du système [SRU avec basculement de l'aspiration sur l'ouvrage de rejet](#) (lignage en local), qui permet l'évacuation de la puissance résiduelle par la chaîne [EVU / EVU intermédiaire / SRU \(refroidissement de l'IRWST par l'EVU en fonctionnement en aspersion\)](#) ;
- Isolement de l'enceinte (manuel) ;
- Filtration des fuites de l'espace entre-enceintes ([EDE](#)) pour limiter les rejets.

#### Etat initial circuit primaire ouvert - non repressurisable

- Démarrage des [diesels SBO](#) ;
- Mise en marche de [l'EVU en aspersion](#) pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte, via la chaîne de refroidissement [EVU intermédiaire/SRU](#) ;
- Maintien de l'inventaire en eau par le [RIS BP](#) refroidi par le [DEL](#) ;
- Transferts d'eau entre la piscine IRWST et la piscine BR au moyen des [lignes de vidange gravitaire PTR](#).

#### Transitoire d'accident grave avec fusion du cœur

- Dépressurisation du circuit primaire par ouverture des [vannes de décharge](#) ;
- Homogénéisation de l'atmosphère de l'enceinte et recombinaison de l'hydrogène par le système [ETY](#) ;
- Refroidissement du corium par [noyage passif via l'EVU](#) ;
- Maîtrise de la pression enceinte par [l'EVU en aspersion](#) (évacuation de la puissance résiduelle par la chaîne de refroidissement [EVU intermédiaire /SRU](#)) ;
- Confinement et limitation des rejets :
  - Isolement de l'enceinte : fermeture des [vannes intérieures enceinte a minima](#), secourues par les diesels SBO ;
  - Confinement et filtration : mise en service de [l'EDE](#) et [l'EBA](#) et ouverture des lignes d'exutoire des fuites des traversées EBA / confinement statique du BK / mise en service [DWL](#) (confinement dynamique des BAS) ;
  - [Injection de soude par l'EVU](#).

Comme pour le parc en exploitation, EDF prévoit une conduite progressive, en valorisant, « *tant [que les GV] sont disponibles, un refroidissement du primaire par le secondaire et l'appoint au primaire* » [47].

### 3.2.2.2 Analyse de l'IRSN

L'IRSN rappelle que la stratégie d'EDF repose en particulier sur la disponibilité des diesels SBO et du SRU en mode « diversification ». L'IRSN rappelle que les systèmes de l'EPR retenus dans le noyau dur sont des systèmes prévus dès la conception et qui font actuellement l'objet d'une analyse dans le cadre de l'instruction anticipée de la demande de mise en service de l'EPR. L'IRSN ne préjuge pas des demandes issues de ces instructions qui pourraient avoir potentiellement un impact sur le contenu ou les exigences du noyau dur.

L'IRSN mentionne qu'il a d'ores et déjà émis des doutes, dans le cadre de la démonstration de sûreté actuelle, sur la capacité de certains systèmes de l'EPR à assurer leurs missions, pour certaines situations du référentiel (hors contexte d'agression extrême). Par exemple :

- le dimensionnement des diesels SBO pourrait déjà ne pas être suffisant pour gérer une situation de MDTG avec une brèche aux joints des pompes primaires ;
- le maintien des conditions de températures admissibles dans les locaux des diesels SBO reste à démontrer pour certaines situations conduisant à un MDTG ;
- les capacités de refroidissement de la chaîne EVU/SRU (2 files) pourraient ne pas être suffisantes pour respecter les exigences associées à la tenue des traversées de l'enceinte en situation d'accident grave, lorsque la puissance résiduelle à évacuer est élevée.

Les positions prises par l'IRSN dans ce rapport sont donc exprimées sous réserve de la démonstration par EDF de la capacité fonctionnelle des systèmes de l'EPR à remplir leurs missions dans les situations retenues dans la démonstration de sûreté actuelle.

#### 3.2.2.2.1 Maîtrise des fonctions de sûreté

##### a) Maîtrise de la fonction « Refroidissement du cœur »

De manière cohérente avec le parc, EDF ne retient pas la fonction de refroidissement secondaire dans le noyau dur. Il met également en avant la progressivité de la conduite, c'est-à-dire l'utilisation, aussi longtemps que possible, des générateurs de vapeur. Pour l'IRSN, la démonstration de la capacité des installations à faire face à des situations extrêmes de type Fukushima repose sur une conduite valorisant exclusivement des SSC du noyau dur.

Il convient tout d'abord de noter que le choix de ne pas valoriser le refroidissement par les générateurs de vapeur dans le noyau dur ne conduit pas, pour l'EPR, à :

- une ouverture volontaire du bâtiment du réacteur compte tenu de la possibilité d'évacuer la puissance hors de l'enceinte via les systèmes EVU/SRU, inclus dans le noyau dur,
- une dégradation du cœur pour les états initiaux réacteur en puissance, compte tenu de l'existence de vannes de décharge sur le pressuriseur d'une capacité de 900t/h qui permettent la dépressurisation rapide du circuit primaire et l'injection d'eau par la pompe RIS BP avant le début de la dégradation du cœur (néanmoins, d'après des calculs effectués par l'IRSN, cf. annexe 4, un découverture partiel pendant quelques minutes pourrait survenir).

L'introduction d'une fonction de refroidissement par les GV, dans le noyau dur, pour les états du réacteur où le circuit primaire est pressurisable, présente par ailleurs certains avantages qu'il convient de considérer. Cette stratégie :

- conduit à ne pas ouvrir volontairement le circuit primaire,
- permet une continuité de la conduite CIA connue des opérateurs,
- permet de limiter le risque de bipasse du confinement (le système EVU constituant une extension de la troisième barrière de confinement),
- permet l'évacuation de la puissance résiduelle directement à l'extérieur de l'enceinte, sachant que cette évacuation pourrait potentiellement poser problème en cas de perte totale des alimentations électriques (PTAE) survenant de façon différée (cf. REX Fukushima), du fait de l'absence de dispositif d'éventage/filtration sur le bâtiment du réacteur de l'EPR.

La stratégie d'EDF de passage en « gavé-ouvert » élimine de fait la possibilité d'utiliser une ligne de défense existante par les GV réputée plus fiable. A la demande de l'IRSN, EDF a fourni une note [120], comme pour le parc, justifiant son choix. L'IRSN n'a pas noté de point bloquant vis-à-vis de l'utilisation des générateurs de vapeur dans le noyau dur de l'EPR FA3.

Enfin, dans le cadre des échanges tenus au sein du groupe de travail EPR du Multi-Design Evaluation Program de l'AEN, l'IRSN et l'ASN ont été informés du choix systématique de valorisation de la fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur retenu par les exploitants à l'étranger pour les réacteurs de type EPR. A ce propos, il peut être noté que pour l'EPR U.S., une démonstration de la tenue de l'ensemble de la ligne d'injection aux générateurs de vapeur à des agressions hors dimensionnement est attendue.

En définitive, l'IRSN estime souhaitable qu'EDF valorise le refroidissement par les GV dans la stratégie de conduite « noyau dur », dont EDF assure la robustesse aux agressions.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] : « EDF souligne que la stratégie Gavé Ouvert retenue pour le noyau dur EPR constitue une ligne de défense supplémentaire (« filet ultime ») par rapport aux dispositions mises en œuvre au titre du référentiel de conception. Cette conduite sera mise en œuvre en cas d'échec de la fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur. Dans le cadre de l'instruction, EDF a justifié le choix de cette stratégie dans la note ECESN120832 ».

A ce stade, l'IRSN formule simplement un attendu sur ce point. Il estime qu'une cohérence avec la stratégie de conduite retenue sur le parc est souhaitable.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN recommande qu'EDF introduise dans le noyau dur de l'EPR, les dispositions permettant d'assurer une fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur.**

#### **b) Maîtrise de la fonction « Evacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte »**

L'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte est assurée par une chaîne EVU/SRU, ce qui n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN, autre que celle déjà formulée au sujet de la robustesse au séisme SND de la source froide SRU en mode « diversification » au paragraphe 3.2.1.1.

L'IRSN souligne toutefois qu'au-delà du noyau dur, cette stratégie présente l'inconvénient de « stocker » la puissance résiduelle dans l'enceinte, avant évacuation par la chaîne EVU/SRU, après vidange des GV si ceux-ci ne sont pas disponibles. En l'absence de dispositif d'événage/filtration de l'enceinte, la mise en œuvre de dispositions permettant l'évacuation de la puissance résiduelle à l'extérieur de l'enceinte est un objectif à rechercher en particulier pour l'EPR.

Le refroidissement par les générateurs de vapeur permet d'atteindre cet objectif, dans les états où ils sont disponibles.

#### c) Maîtrise de la fonction confinement

Les moyens retenus dans le noyau dur de l'EPR FA3 permettent d'assurer les différentes fonctions de sûreté concourant à la fonction de maîtrise du confinement (isolement de l'enceinte, évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte, core catcher, recombineurs d'hydrogène...) en situation accidentelle et en situation d'accident grave. La démonstration de leur robustesse aux niveaux d'aléas retenus pour le noyau dur reste cependant à établir.

### 3.2.2.2 Maîtrise des fonctions de sûreté en situation de PTAE et de perte EVU/SRU associée

#### a) Maîtrise de la fonction d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte

Contrairement aux réacteurs du parc en exploitation qui disposent d'un moyen ultime d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte utilisable sans source d'énergie (dispositif U5), la PTAE sur l'EPR entraîne un effet falaise sur le confinement de l'enceinte en cas d'impossibilité de restauration des systèmes défaillants, dans un délai relativement court.

L'ASN a donc demandé à EDF, dans le cadre de la prescription [ECS-28], d'étudier les avantages/inconvénients des dispositions envisageables pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte en cas d'accident grave et en l'absence d'alimentation électrique. En réponse à cette demande, EDF prévoit la mise en œuvre de moyens mobiles de site pour retarder la survenue d'un effet falaise sur le confinement de l'enceinte. EDF précise que « *la perte des sources électriques internes et externes et de la source froide est une situation d'accident grave prise en compte dans la conception de l'EPR. Elle est limitée dans le temps. Les dispositions prises à la conception permettent néanmoins en cas d'indisponibilité prolongée de disposer d'un délai de grâce significatif, de 2 à 3 jours, avant la perte du confinement. La solution retenue permet de porter ce délai à 5 jours et permet d'exclure le risque de non recouvrement de sources électriques et de refroidissement durables. La solution retenue s'appuie sur un renforcement des moyens de site (augmentation de l'autonomie des batteries 12 h) et des moyens amenés par la FARN (aspersion dans l'enceinte depuis la réserve d'eau SEA par une pompe thermique mobile autonome, diesel de forte puissance permettant la réalimentation de l'aspersion EVU et de la chaîne de refroidissement EVU/SRU lignée sur l'ouvrage de rejet permettant d'évacuer la puissance résiduelle de façon durable). Cette solution offre une approche graduée et un délai d'intervention avec des marges (24 h de marges pour la connexion de la pompe mobile et de l'ordre de 5 jours de marges pour la connexion du diesel de forte puissance par la FARN).*

*Bien que n'appartenant pas au noyau dur de l'EPR, la fonctionnalité de l'ensemble des SSC participant à ces dispositions dans les conditions extrêmes envisagées sera vérifiée » [90].*

#### Position de l'IRSN :

L'IRSN n'a pas d'objection à ce que l'ensemble des SSC participant aux dispositions retenues au titre des ECS (situations de PTAE et de perte EVU/SRU associée) ne fasse pas partie du noyau dur sous réserve que l'ensemble de ces SSC soit redevable des mêmes exigences que les SSC du noyau dur.

L'IRSN souligne que, dans le cas d'une PTAE et de perte de l'EVU/SRU sur l'EPR, le premier volet de la stratégie de conduite consiste à injecter de l'eau dans l'enceinte afin d'en contrôler sa pression. EDF a indiqué que l'utilisation de l'eau des bassins SEA ne devrait pas compromettre le bon fonctionnement de l'injection d'eau par la pompe dédiée ni diminuer le débit d'eau au niveau des buses d'aspersion. EDF indique toutefois [125] qu'il engage une étude pour évaluer de besoin de filtration supplémentaire de l'eau du bassin SEA.

Par ailleurs, l'IRSN signale que cette solution n'étant que temporaire, il est nécessaire à terme qu'EDF prévoit de remettre en service un moyen permettant l'évacuation à long terme de la puissance résiduelle dans l'enceinte, tel que par exemple le système de refroidissement EVU/SRU. Il conviendra que l'étude précitée tienne compte du risque de perte totale à terme de la fonction d'évacuation de la puissance résiduelle, cette eau des bassins SEA risquant de colmater à terme les filtres situés dans l'IRWST dans lequel les pompes EVU aspirent.

#### **b) Maîtrise de la fonction « isolement de l'enceinte »**

Les dispositions retenues au titre des ECS, pour faire face à une situation de PTAE, permettent de prolonger le délai de grâce de 2 à 3 jours avant la perte du confinement de l'enceinte interne, sous réserve que l'enceinte de confinement résiste à une pression de 9 bar absolus, alors que la pression de vérification de l'enceinte interne et de ses traversées est de 6,5 bar absolu.

L'analyse de cette stratégie, hors noyau dur, par l'IRSN est en cours. Il convient à cet égard de considérer, non seulement l'effet de la pression mais également de la température sur l'intégrité et l'étanchéité de l'enceinte.

### **3.2.2.2.3 Fonctions supports du noyau dur**

Les paragraphes qui suivent s'appliquent également aux dispositions prévues pour les piscines de l'EPR.

#### Proposition d'EDF

Pour ce qui concerne les fonctions supports, la distribution électrique du noyau dur est celle réalimentée par les diesels SBO, prévue à la conception : 690V AC et 400V AC. En situation de MDTG, « *le passage de l'alimentation électrique du chargeur aux batteries 2 heures est automatique et immédiat* » [42].

Le contrôle-commande du noyau dur est constitué des sous-ensembles du système de protection (PS) et du Système des Automatismes de Sécurité (SAS) nécessaires aux fonctions du noyau dur. En cas d'accident grave, ce sont les sous-ensembles du SAS et du SAS-RRC-B (partie du SAS dédiée à la conduite en cas d'accident grave) qui assurent le contrôle-commande du noyau dur.

Par ailleurs, l'autonomie en fioul des diesels SBO de 24 heures requise au titre du référentiel n'est pas suffisante pour atteindre l'autonomie visée pour le noyau dur qui est de 72 heures. C'est pourquoi, il est prévu une réalimentation des bâches à fuel des diesels SBO à partir des bâches à fioul des diesels principaux, via une « nouvelle » pompe appartenant au noyau dur.

### Analyse de l'IRSN

Concernant la modification visant à réalimenter les bâches à fioul des diesels SBO par les bâches à fioul des diesels principaux, EDF a précisé dans le cadre de l'instruction des RECS que les clauses particulières des contrats d'approvisionnement et des tests périodiques sur la qualité du fioul sont telles que la défaillance par cause commune des diesels principaux et des diesels SBO par transfert de fioul n'est pas à prendre en compte [21]. L'IRSN instruira ce point et la modification associée dans le cadre de la demande de mise en service de l'EPR de Flamanville 3.

L'IRSN rappelle que les diesels SBO alimentent des tableaux de 690 V et ne peuvent être donc être utilisés pour réalimenter les tableaux de 10 kV. L'IRSN constate que dans une situation de perte des diesels principaux (situation prise en compte pour la définition du noyau dur), en cas de récupération de la chaîne de refroidissement RRI/SEC (dont les pompes sont alimentées en 10 kV), il ne serait pas possible de les alimenter électriquement, ce qui est dommageable à la gestion long terme de l'accident. Or, l'IRSN observe qu'EDF prévoit pour l'EPR parmi les moyens apportés par la FARN, un diesel de forte puissance.

**L'IRSN estime que les moyens d'alimentation électrique apportés par la FARN devront permettre la réalimentation de tableaux de 10 kV et de 690 V.**

Dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué qu'il considérait que l'apport de sources électriques de 10kV pour réalimenter la chaîne RRI/SEC ne s'avérait pas nécessaire, compte tenu de la présence sur EPR d'une source froide diversifiée, secourue électriquement par les diesels d'ultime secours (SBO) qui sont intégrés au noyau dur et dont la défaillance n'est pas envisagée par EDF. Cette défaillance a toutefois été considérée par EDF dans le Rapport ECS de l'EPR et c'est à ce titre qu'il prévoit une réalimentation des tableaux de 690 V par un diesel apporté par la FARN. Ce point fera l'objet d'un examen ultérieur, car en dehors de la problématique « noyau dur ».

### **3.2.2.2.4 Instrumentation**

#### Proposition d'EDF

Pour EPR, la note [42] indique que « *les sous-ensemble du PS (protection du réacteur) et du SAS nécessaires aux fonctions du Noyau Dur* » *appartiennent au Noyau Dur* ». EDF n'établit pas de récapitulatif des informations nécessaires à la conduite du noyau dur. Cependant, dans ses analyses fonctionnelles, EDF identifie, en fonction des états initiaux considérés, les mesures nécessaires à la conduite de l'installation, à savoir :

- les températures TRIC : nécessaire d'une part pour la mise en œuvre d'une conduite de type « gavé ouvert », et plus précisément pour l'ouverture d'une vanne de décharge, d'autre part pour l'entrée en accident grave,
- des mesures de niveau cuve : pour le suivi de l'inventaire en eau dans la cuve à la suite de l'ouverture de la vanne de décharge du pressuriseur pour la réalisation de la conduite en gavé-ouvert,
- la température du réservoir IRWST : pour suivre le refroidissement du réservoir IRWST par l'EVU via la source froide SRU,
- le débit de dose enceinte : utilisé pour l'entrée en accident grave,
- diverses instrumentations dédiées à la rétention du corium dans le récupérateur : cette instrumentation n'est pas présentée comme une instrumentation nécessaire à la conduite, mais simplement comme une instrumentation pour le suivi du bon fonctionnement d'un système passif,

- la mesure de pression de l'atmosphère de l'enceinte : pour la mise en service de l'aspersion de l'enceinte et la maîtrise de la pression dans le bâtiment du réacteur en cas d'accident grave.

### Analyse de l'IRSN

Les recommandations formulées au chapitre 3.1.2.2.3 sont applicables à l'EPR.

L'IRSN estime nécessaire que l'instrumentation associée aux SSC du noyau dur, requis pour la gestion d'une situation avec fusion du cœur, fasse partie du noyau dur, ainsi que l'instrumentation permettant de surveiller l'état des barrières. De façon analogue au parc, toutes les mesures nécessaires à la gestion de crise et à la protection des populations doivent faire partie du noyau dur.

### **3.2.2.2.5 Aspects liés aux facteurs organisationnels et humains**

Pour la conduite de la centrale EPR à Flamanville 3, EDF considère qu'une équipe composée au minimum d'un CE (Chef d'exploitation), d'un OPS (Opérateur Stratégie), d'un OPA (Opérateur Action), d'un DSE (Délégué sûreté) et de plusieurs AT (Agent de terrain), sera en mesure d'assurer la conduite en CIA. Dans une note d'organisation émise en 2011, le CNPE de Flamanville 3 propose le nombre de cinq agents de terrain en quart tout en précisant que ce nombre « *est en cours de définition à ce stade* » [127].

EDF avait défini en 2007 les principes d'organisation de l'équipe de conduite de la tranche EPR de Flamanville 3 dans une note de doctrine [128] comportant des principes généraux, la composition de l'équipe, les missions des acteurs et leurs activités en conduite normale et en CIA. Dans cette note, EDF indique que la situation à couvrir est celle d'un transitoire de CIA sur le réacteur EPR cumulé à un incendie et des blessés, les tranches 1 et 2 du site étant saines, et le renfort par des astreintes étant possible.

Or, dans le noyau dur post-Fukushima, EDF postule une situation plus pénalisante : un accident sur un site isolé, en heures non ouvrables et impactant plusieurs unités du site.

L'organisation de la conduite proposée pour l'EPR par EDF est actuellement en cours d'analyse dans le cadre de l'examen des moyens organisationnels, humains et techniques pour la conduite du réacteur EPR destinée à être présentée au Groupe Permanent pour les Réacteurs en 2013. Cette instruction repose en particulier sur des campagnes d'essais sur simulateur effectuées en 2009 et en 2012. Lors de certains scénarios, la charge de travail de l'opérateur Action s'est avérée élevée et l'opérateur Stratégie est venu en renfort de l'opérateur Action au détriment de ses missions consistant à porter la stratégie de conduite et surveiller l'état de l'installation. EDF prévoit le renfort d'un autre opérateur Action, pour certains cas notamment d'états programmés, en s'appuyant sur la disponibilité des structures hors quart prévues, entre autres, pour assurer un renfort à l'équipe de quart. Ce renfort ne sera pas disponible en heures non ouvrables.

Dans ces conditions, l'IRSN s'interroge sur la capacité de l'équipe de conduite de l'EPR, étant donnée l'organisation proposée par EDF, à assurer les actions nécessaires pour faire face à une situation extrême telle que celle postulée dans le cadre du noyau dur : actions de conduite en salle de commande et en local, actions liées à la gestion de la crise, etc. L'IRSN a formulé l'attendu suivant :

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF doit vérifier et apporter la démonstration que l'organisation de la conduite du réacteur EPR à Flamanville 3 permet à l'équipe de conduite d'être en mesure de réaliser les actions nécessaires pour**

faire face aux situations à couvrir dans le cadre du noyau dur post-Fukushima.

Dans son courrier en référence [144], EDF s'engage à vérifier « dans le cadre de l'élaboration du Dossier de Mise En Service que l'organisation de la conduite du réacteur EPR à Flamanville 3 permet à l'équipe de conduite d'être en mesure de réaliser les actions nécessaires pour faire face aux situations à couvrir dans le cadre du noyau dur post-Fukushima ». Ce point fera l'objet d'une attention particulière dans le cadre de l'autorisation de mise en service.

### 3.2.2.2.6 Conclusion sur la proposition de noyau dur faite par EDF pour l'EPR de Flamanville

La proposition d'EDF permet de respecter globalement l'objectif qualitatif de sûreté retenu à la conception pour ce qui concerne la limitation des conséquences radiologiques à l'extérieur du site.

En conclusion, l'IRSN estime que la proposition d'EDF de contenu du noyau dur (aspects matériels) pour l'EPR Flamanville 3 est acceptable, sous réserve de la démonstration de l'opérabilité en cas d'agression extrême de tous les équipements requis dont le refroidissement par le SRU en mode « diversification » sur l'ouvrage de rejet. L'IRSN estime cependant souhaitable, au titre de la défense en profondeur, qu'une fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur soit introduite dans le noyau dur.

Compte tenu des améliorations dont l'EPR Flamanville 3 bénéficie à la conception, l'IRSN considère que les mesures proposées par EDF pour le noyau dur, prolongées par un ensemble de mesures post-ECS tirant partie des spécificités du site et de l'intervention prévue de la Force d'Action Rapide Nucléaire dans les quelques jours qui suivent l'accident, et sous réserve des démonstrations demandées par l'IRSN, devraient permettre d'assurer la robustesse de l'installation aux agressions naturelles externes (cf. figure n° 8).

Concernant la gestion à long terme de la température et de la pression dans l'enceinte dans une situation dégradée, l'IRSN considère que la démonstration de l'efficacité de la solution proposée d'injection d'eau par les buses EVU, pour augmenter les délais avant défaillance de l'enceinte, reste encore à établir.

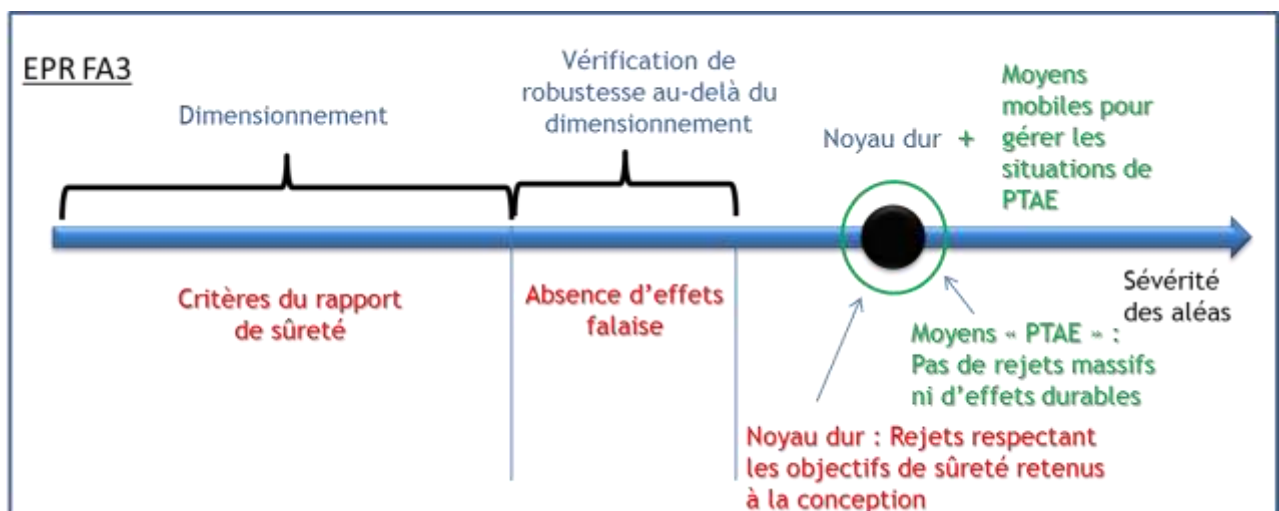


Figure 7 : Renforcement de la démonstration de sûreté de l'EPR Flamanville 3



## 3.3 NOYAU DUR POUR LES PISCINES - REP EN EXPLOITATION ET EPR FA3

### 3.3.1 DOSSIER D'EDF

Le bâtiment abritant la piscine de désactivation du combustible irradié des réacteurs à eau sous pression (BK) ne dispose que d'un confinement dynamique, c'est-à-dire assuré par une ventilation et une filtration, qui devient inopérant dès lors que la température de l'eau de la piscine est anormalement élevée.

Compte tenu de l'impossibilité de confiner ce bâtiment suite à une situation accidentelle extrême, EDF cherche à prévenir les ruptures de gaines par la prévention du dénoyage du combustible entreposé ou en cours de manutention en piscine. Ce principe, décrit dans la note de démarche en référence [40], est également appliqué à la piscine du bâtiment réacteur lorsque son confinement statique ne peut être assuré.

Pour identifier les dispositions du noyau dur permettant de prévenir le dénoyage du combustible entreposé ou manutentionné, EDF considère qu'une agression extrême conduit à une perte totale des alimentations électriques et de la source froide mais postule que les piscines restent intègres suite à cette agression. La perte de l'inventaire en eau dans les piscines n'est alors liée qu'à l'effet de vagues créé par un séisme (générant un débordement limité : perte d'inventaire en eau de l'ordre de quelques dizaines de centimètres de hauteur) puis à l'ébullition de l'eau, consécutive à la perte des moyens de refroidissement.

La gestion accidentelle consiste alors à laisser la vapeur d'eau s'échapper à l'extérieur en ouvrant un exutoire dans le bâtiment combustible (et dans le bâtiment réacteur au cours des phases de déchargement et de rechargement) et à réaliser un appoint en eau aux piscines pour compenser l'évaporation.

Dans le cas particulier du réacteur de type EPR en cours de construction sur le site de Flamanville, le confinement de l'enceinte n'est pas rompu dans les phases de déchargement et de rechargement du combustible. Un appoint à la piscine du bâtiment réacteur est réalisé depuis le réservoir situé au fond du bâtiment du réacteur (IRWST) en recirculation. Des dispositions du noyau dur assurent alors un refroidissement de l'eau de ce réservoir IRWST et une dépressurisation de l'enceinte par une aspersion d'eau (par le système EVU).

EDF indique que tous les états du réacteur sont pris en compte dans son analyse. Deux principaux domaines d'exploitation sont pénalisants en termes de conséquences et de vitesse potentielle de dégradation :

- le domaine d'exploitation dans lequel le réacteur est totalement déchargé (RCD), car la puissance résiduelle du combustible entreposé dans la piscine de désactivation est importante et le volume d'eau de la piscine correspond au seul volume du compartiment d'entreposage ;
- le domaine d'exploitation d'arrêt pour rechargement, correspondant aux phases de déchargement et de rechargement du combustible ; la puissance résiduelle qui est répartie entre le combustible présent en cuve et le combustible entreposé en piscine de désactivation est maximale lors de la phase de déchargement et des assemblages de combustible peuvent être en cours de manutention dans le bâtiment réacteur comme dans le bâtiment combustible.

Les dispositions du noyau dur telles qu'identifiées par EDF dans ces domaines d'exploitation sont explicitées plus en détail au paragraphe 3.3.3.1.

### 3.3.2 RISQUES SPECIFIQUES AUX PISCINES ET A LA MANUTENTION DU COMBUSTIBLE

#### 3.3.2.1 Risque de dénoyage du combustible

Comme mentionné précédemment, il n'existe pas de moyen de limitation des rejets radioactifs en cas de dégradation d'assemblages entreposés ou manutentionnés dans le bâtiment combustible (ou dans le bâtiment réacteur lorsque celui-ci est ouvert) cumulée avec un échauffement anormal de la piscine. En conséquence, le niveau de confiance dans la capacité des dispositions du noyau dur, qui visent uniquement à prévenir un accident grave, sans atténuation possible de ses effets, à assurer leurs fonctions doit être très important.

La principale remarque de l'IRSN sur la démarche suivie par EDF pour définir le noyau dur concerne l'hypothèse d'intégrité totale des piscines suite à une agression extrême. L'IRSN estime que ce postulat n'est pas de nature à obtenir un bon niveau de confiance dans la définition des caractéristiques fonctionnelles du noyau dur permettant d'éviter le découvrément du combustible car les structures, systèmes et composants (SSC) sur lesquels repose l'intégrité des piscines :

- sont nombreux (voiles en béton, peaux métalliques d'étanchéité, circuits connectés aux piscines, portes et batardeaux...),
- sont difficiles à renforcer (dans le cas où certains présenteraient des marges limitées vis-à-vis des cas de charge à prendre en compte),
- s'étendent dans de nombreux locaux et sont susceptibles d'être agressés par d'autres SSC (voir paragraphes 3.3.2.1 et 3.3.3.2),
- sont susceptibles de présenter un certain taux de fuite (voir paragraphe 3.3.3.2).

Schématiquement, deux principaux cas de vidange accidentelle par perte d'intégrité structurelle des piscines et des circuits connectés peuvent se présenter :

- une vidange du compartiment d'entreposage avec dénoyage direct des assemblages entreposés ;
- une vidange partielle des piscines s'arrêtant pour le compartiment d'entreposage, au niveau des seuils bas des portes de communication (quelques dizaines de centimètres au-dessus des racks d'entreposage du combustible) et, pour la cuve, au niveau du bas des branches primaires.

Dans le premier cas, le dénoyage direct des assemblages entreposés peut être entraîné par une perte de l'intégrité structurelle de la fosse d'entreposage ou un siphonnage de cette fosse non compensable par des moyens d'appoints en eau « réalistes ». Le découvrément des assemblages générera la fusion des assemblages entreposés et des rejets massifs de radionucléides dans l'environnement. Ces situations doivent être pratiquement éliminées.

#### Position de l'IRSN :

**L'IRSN estime nécessaire que le niveau de confiance des démonstrations de résistance structurelle de la fosse d'entreposage et d'arrêt d'une vidange par siphonnage doit être très important. Ces démonstrations devront reposer sur des marges de sécurité substantielles et sur un renforcement des dispositifs d'arrêt d'une vidange par siphonnage.**

Dans le second cas, la vidange partielle des piscines est susceptible de conduire à des effets falaises tels qu'une dégradation de l'ambiance radiologique dans les bâtiments du combustible et du réacteur, le dénoyage d'un assemblage bloqué en position haute de manutention et une ébullition importante de l'eau dans la zone

d'entreposage et dans la cuve. L'IRSN considère que des dispositions de prévention et de maîtrise d'une vidange des piscines sont envisageables<sup>23</sup>, tant que les assemblages présents dans la cuve et dans le compartiment d'entreposage de la piscine de désactivation restent sous eau.

**Position de l'IRSN :**

Dans l'objectif de prévenir le dénoyage des assemblages de combustible en cuve, entreposés ou manutentionnés, l'IRSN considère que les dispositions du noyau dur et les démonstrations associées doivent avoir pour objectif de garantir que les conséquences d'une vidange importante d'une piscine pouvant aller, pour le compartiment d'entreposage de la piscine BK, jusqu'au seuil bas des portes de communication et, pour le compartiment cuve de la piscine BR, au bas des branches primaires, sont maîtrisées.

A titre d'illustration, la figure 8 représente la configuration standard d'une piscine d'un réacteur de 900 MWe en RCD.

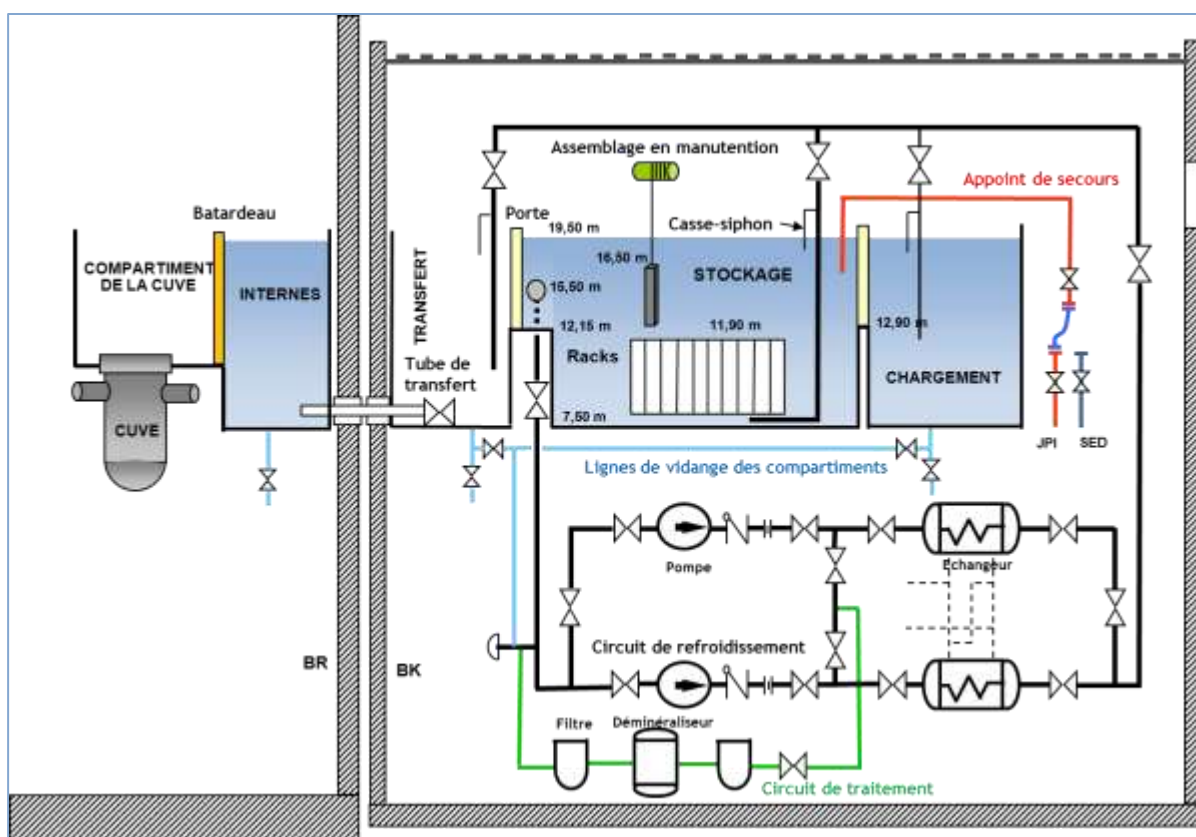


Figure 8 : Configuration standard d'une piscine de 900 MWe en RCD

<sup>23</sup> La faisabilité de telles dispositions n'étant toutefois pas totalement acquise à ce jour.

La figure 9 représente la configuration des piscines pour un réacteur de 900 MWe en APR.

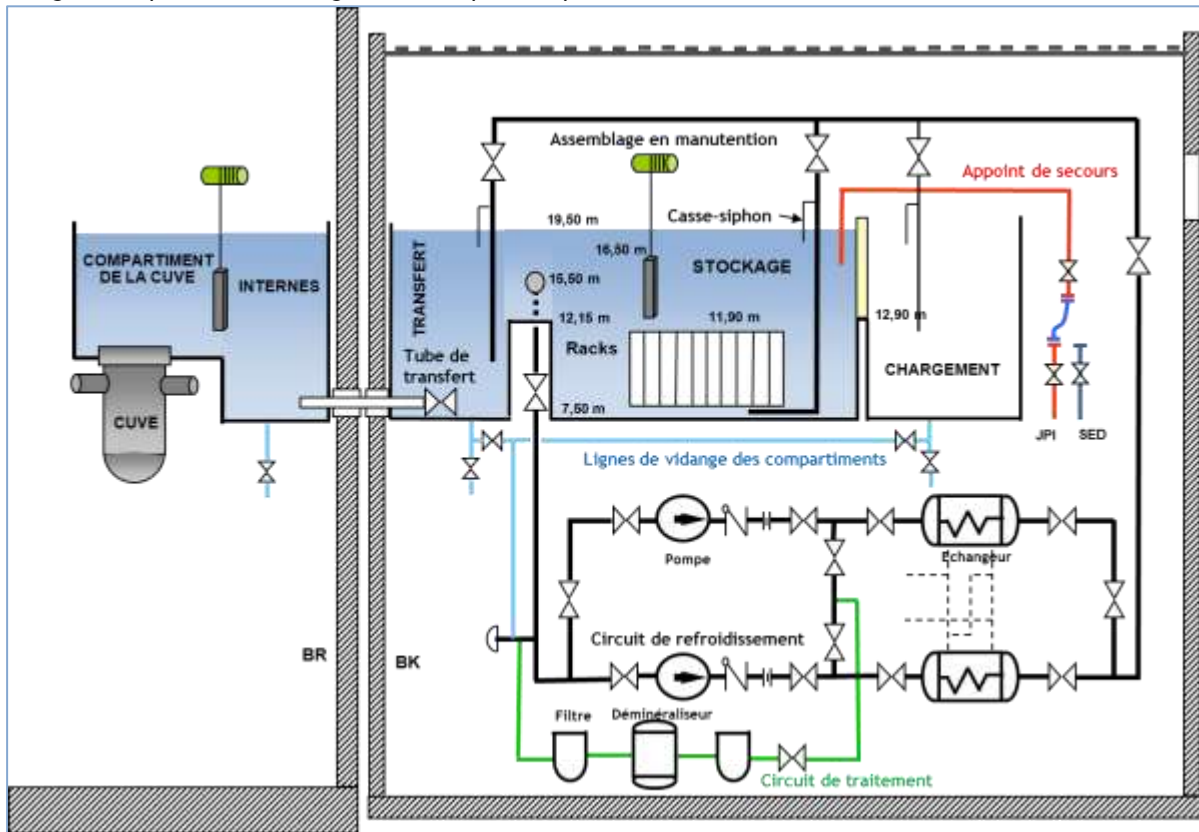


Figure 9 : Configuration des piscines en APR (900 MWe)

Dans la suite de son analyse, l'IRSN formule des attendus et, le cas échéant, des recommandations visant à atteindre ces objectifs.

### 3.3.2.2 Risque de criticité

Vis-à-vis du risque de retour en criticité des assemblages, EDF indique, dans sa note en référence [41], qu'il s'assurera que les racks d'entreposage du combustible dans le BK ne subissent pas, sous un niveau de séisme « noyau dur », de déformation susceptible de remettre en cause la sous-criticité du combustible entreposé.

Concernant le massif constitué des assemblages de combustible en cuve lors du déchargement ou du rechargement, EDF n'a pas évoqué, dans ses documents transmis au 30 juin 2012 en réponse à la prescription [ECS-1] de l'ASN, de vérification particulière vis-à-vis du risque de criticité.

L'IRSN considère qu'EDF doit s'assurer de la stabilité du massif en cuve lors d'opérations de chargement ou de déchargement du combustible et justifier l'absence de risque de criticité après un séisme au niveau d'intensité retenu pour le noyau dur.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que des études permettant de statuer sur ce risque seront réalisées. Cette action répond à l'attente de l'IRSN.

### 3.3.3 EXAMEN DES DISPOSITIONS RETENUES PAR EDF

#### 3.3.3.1 Contour du noyau dur défini par EDF

Dans son document en référence [41] applicable au parc en exploitation, EDF identifie les dispositions matérielles du noyau dur susceptibles d'être sollicitées suite à une situation extrême, pour prévenir le risque de dénoyage d'assemblages manutentionnés ou entreposés dans les domaines d'exploitation APR ou RCD.

En phase d'actions automatiques, les dispositions identifiées par EDF, pour faire face à l'accident, sont [41]:

- le démarrage automatique du diesel d'ultime secours mais sans action de restage automatique de l'alimentation électrique des matériels ;
- l'isolement de tronçons de tuyauteries pouvant potentiellement conduire à une vidange de la piscine.

En phase d'actions de conduite, les dispositions identifiées par EDF pour faire face à l'accident sont :

- le diagnostic de la situation à partir des informations nécessaires ;
- l'alerte du centre de gestion de crise par les moyens de télécommunication nécessaires ;
- la réalimentation progressive par une distribution électrique robuste des actionneurs et des informations de conduite nécessaires (contrôle-commande et ses supports, appoint ultime, ventilation et éclairage de la salle de commande...) ;
- l'ouverture de l'exutoire vapeur pour limiter la montée en pression du bâtiment (BK et éventuellement BR) et évacuer la puissance ;
- l'isolement des traversées de l'enceinte restées ouvertes afin de maîtriser l'évacuation de la vapeur ;
- la fermeture de la vanne du tube de transfert si elle est ouverte afin de découpler les problématiques BR et BK ; EDF a indiqué qu'en cas d'échec de la fermeture de la vanne du tube de transfert, une stratégie alternative consistant à un éventage direct de l'enceinte de confinement sera envisagée ;
- la mise en service de la ventilation de la salle de commande ;
- la mise en service d'un appoint de secours en eau claire aux piscines BR et BK pour éviter le dénoyage des assemblages de combustible ;
- l'ouverture et la fermeture du dispositif d'éventage de l'enceinte de confinement pour en contrôler la pression (dans le cas où le tube de transfert a pu être refermé).

Des dispositifs permettant de maîtriser le risque lié à la production d'hydrogène par radiolyse seront éventuellement ajoutés à la liste précédente.

Dans la phase long terme (au-delà de 72 h), un appoint en fuel et en huile au DUS est nécessaire. La pérennisation de l'appoint ultime en eau vers les piscines pourrait également nécessiter des actions spécifiques.

En sus de ces dispositions, EDF définit des SSC dits en « *interface avec le noyau dur* » [41] :

Pour l'intégrité de la piscine BR :

- les compartiments de la piscine (structures, peaux métalliques d'étanchéité),
- la cuve (retenue également au titre du noyau dur « réacteur »),
- les dispositifs statiques pour leur étanchéité (tapes des compartiments, batardeaux, tapes d'obturation des générateurs de vapeur),
- les circuits connectés jusqu'aux éventuels premiers organes d'isolement opérables.

Pour l'intégrité de la piscine BK :

- les compartiments de la piscine BK (structures et peaux métalliques d'étanchéité),
- le tube de transfert,

- le système de raccordement d'un emballage de transport à la fosse de chargement (pour les réacteurs de type P'4 et N4),
- les circuits connectés à la piscine non isolables ou jusqu'au premier organe d'isolement fermé,
- les dispositifs casse-siphon sur les lignes pouvant entraîner des vidanges.

Vis-à-vis des risques d'agressions par les engins de levage et de manutention :

- le maintien en position d'un assemblage par le pont passerelle et le descenseur pour le BK,
- le maintien en position d'un assemblage par la machine de chargement pour le BR.

Pour le contrôle de la sous-criticité des assemblages entreposés :

- le maintien de la géométrie des racks d'entreposage du combustible de la piscine BK.

Les spécificités des dispositions du noyau dur du réacteur de Flamanville 3 telles que définies dans la note [42] sont relatives à la mise en position sûre d'un assemblage de combustible en cours de manutention dans les bâtiments réacteur et combustible et à l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement sans éventage (voir paragraphe 3.3.3.3.5.3).

Ces dispositions du noyau dur ou « SSC en interface avec le noyau dur » spécifiques aux piscines appellent les commentaires suivants de la part de l'IRSN. Les systèmes support ont été examinés au chapitre 3.1.2.2 (DUS, tableaux électriques, contrôle-commande...).

### **3.3.3.2 Prévention d'une défaillance pouvant conduire au dénoyage direct des assemblages entreposés**

En lien avec sa première position exposée au chapitre 3.3.2.1, l'IRSN examine ci-après les défaillances susceptibles de conduire au dénoyage direct des assemblages entreposés. Les vérifications à produire par EDF et les dispositions à prendre pour garantir que ce risque est pratiquement éliminé sont exposées dans les paragraphes suivants.

#### **3.3.3.2.1 Ebranlement des structures soutenant la piscine de désactivation**

Suite aux réunions des Groupes permanents d'experts des 8, 9 et 10 novembre 2011, EDF s'est engagé [38] à identifier, dans un premier temps, les configurations de structures potentiellement moins robustes soutenant les piscines de désactivation, de façon à cibler les études complémentaires de tenue au séisme à réaliser. Cette étude a été transmise en juin 2012. Dans un second temps, EDF doit vérifier le comportement des structures sous un séisme de niveau d'intensité « noyau dur ». La transmission de ces études est prévue, de façon échelonnée, entre fin 2012 et fin 2013.

Cependant, les études prévues par EDF ne prennent pas explicitement en compte une configuration d'exploitation spécifique rencontrée lors de l'évacuation d'assemblages de combustible usé de la piscine de désactivation. Sur les paliers de 900 MWe et le train P4 de 1300 MWe, cette situation d'exploitation comporte plusieurs phases au cours desquelles des charges lourdes (emballage de transport de 100 à 140 tonnes) sont manutentionnées sur une hauteur importante (de 10 à 30 m environ). Cette configuration présente donc un risque spécifique d'agression des structures supportant la piscine.

L'IRSN rappelle que pour les réacteurs du palier CP0 de 900 MWe, jugés les moins robustes à une chute de charge lourde dans le BK, l'ASN a explicitement prescrit à EDF ( [ECS-21]) d'étudier les conséquences d'un accident de chute d'emballage de transport de combustible usé en intégrant les situations extrêmes étudiées dans le cadre des

ECS. L'ASN précise en particulier qu'EDF devra présenter une étude des dispositions complémentaires envisageables pour prévenir ou limiter les conséquences de cette chute.

Sur les réacteurs de type CPY et P4, EDF indique dans sa fiche de réponse [123] répondant au questionnaire IRSN [34] que les études ayant pour objet la démonstration de la résistance de la tenue des structures soutenant la piscine de désactivation tiendront compte de cette configuration d'exploitation. Mais lors des réunions techniques du 3 octobre et du 26 novembre 2012, EDF a indiqué que cette justification s'appuierait sur la démonstration du maintien de la charge manutentionnée par le pont lourd du bâtiment combustible sous un séisme de niveau « noyau dur » (position confirmée par le courrier de positions et d'actions d'EDF [144]).

L'IRSN considère qu'une telle justification comportera inévitablement des incertitudes très importantes. Pour l'IRSN, elle ne sera donc pas de nature à démontrer l'élimination pratique du risque de dénoyage des assemblages entreposés en piscine. Or l'IRSN signale que, dans le cadre du réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe, EDF a récemment produit une étude visant à démontrer la résistance des structures soutenant la piscine de désactivation en cas de chute intrinsèque (sans cumul avec un séisme) d'un emballage de transport manutentionné par le pont lourd du BK, en tenant compte des dispositions spécifiques retenues à la conception des réacteurs de type CPY et P4, à savoir des dispositifs amortisseurs placés sous les zones de manutention et un découplage de la zone où sont entreprises les manutentions avec la zone d'entreposage du combustible. Selon EDF, la démonstration est acquise avec des marges conséquentes.

L'IRSN estime qu'une justification de l'efficacité de ces dispositions d'amortissement de la chute et de découplage des zones de manutention et d'entreposage du bâtiment combustible serait plus à même de démontrer le caractère « pratiquement éliminé » d'un ébranlement des structures soutenant la piscine de désactivation en cas de chute d'une charge lourde induite par un séisme. Il formule donc la recommandation suivante :

**Recommandation de l'IRSN :**

**Pour le bâtiment du combustible (BK) des réacteurs de types CPY et P4, l'IRSN recommande qu'EDF montre que les dispositions prévues à la conception pour découpler la zone de manutention des charges lourdes de la zone d'entreposage du combustible en piscine assurent leur fonction en cas de chute d'un emballage de transport provoquée par un séisme de niveau « noyau dur ».**

### **3.3.3.2 Siphonnage du compartiment d'entreposage**

Dans son rapport en référence [21], l'IRSN souligne que, contrairement au cas des réacteurs, les études de sûreté de l'entreposage du combustible sous eau des tranches REP en exploitation n'ont pas pris en compte à la conception l'occurrence de brèches sur des circuits connectés aux piscines. Suite aux réexamens de sûreté des tranches du parc EDF, des modifications sont intégrées, en cours d'intégration ou à l'étude pour renforcer la sûreté de l'entreposage en piscine vis-à-vis de ces initiateurs d'accident. Cependant, ces modifications d'installations existantes ne sont ou ne seront pas toujours à même de satisfaire les règles de conception qui sont appliquées aux systèmes participant à la sûreté du réacteur, telles que le critère de défaillance unique, la séparation physique des voies ou le secours électrique. De ce fait, une brèche sur un circuit connecté aux piscines des réacteurs actuellement en exploitation entraîne un risque particulier d'effet falaise dans les situations accidentelles examinées pour la définition du noyau dur.

En particulier, une brèche sur le circuit de refroidissement PTR risque de générer une vidange par siphonnage. Cette vidange devrait normalement être enrayée par un casse-siphon<sup>24</sup> et ne provoquer qu'une baisse de niveau limitée en piscine. Comme exposé au paragraphe précédent, EDF classe ce dispositif en catégorie SSC « en interface avec le noyau dur ».

Eu égard au risque de défaillance d'un dispositif casse-siphon, l'IRSN rappelle avoir signalé, lors des réunions du GPR de fin 1992 et de début 1993 consacrées à l'examen préliminaire des objectifs et des principes généraux de sûreté applicables aux futurs REP, que le retour d'expérience d'exploitation montre que le risque de bouchage des tuyauteries doit être pris en compte. L'IRSN soulignait de surcroît que la réglementation allemande exige, au titre de la défaillance passive, la prise en compte du bouchage d'un équipement dès la phase à court terme.

Cette réflexion a conduit lors de l'adoption des directives techniques applicables aux réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération (en octobre 2000) à compléter le critère de défaillance unique en stipulant que des études de sensibilité doivent être réalisées afin de démontrer que la prise en compte d'une défaillance passive à court terme ne conduit pas à des effets faibles pour ce qui concerne l'efficacité d'un système de sauvegarde ou les conséquences radiologiques. Or la défaillance du casse-siphon de la ligne de refoulement PTR provoque directement, en cas de brèche importante (le cas enveloppe étant la rupture guillotine d'un collecteur principal), le dénoyage complet et la fusion à court terme<sup>25</sup> du combustible entreposé en piscine BK (bâtiment non confiné).

La prise en compte de cette directive a conduit EDF à ajouter, en plus du casse-siphon, un clapet anti-retour en partie haute des lignes de refoulement du circuit de refroidissement du réacteur EPR Flamanville 3.

Par ailleurs, l'IRSN signale que la démonstration de l'efficacité d'un dispositif casse-siphon à enrayer une vidange de débit important reste à ce toujours théorique, y compris après la modification visant à agrandir son diamètre, car EDF ne s'est pas conformé, à ce jour, à la demande de requalification fonctionnelle formulée par l'ASN dans ses lettres en références [10] et [11].

Enfin, l'IRSN signale qu'une conception plus robuste consisterait à éviter que la tuyauterie de refoulement plonge en-dessous du niveau des assemblages entreposés (à l'image de la conception retenue pour les réacteurs de type EPR).

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que, étant donné que les casse-siphons sont des dispositifs passifs et intégrés au noyau dur, il ne prévoit pas l'ajout de dispositions permettant de faire face à leur éventuelle défaillance. Compte tenu des conséquences potentielles d'un dysfonctionnement d'un casse-siphon, l'IRSN considère que la position d'EDF n'est pas recevable et formule un attendu sur ce point :

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF modifie la conception de la ligne de refoulement du circuit PTR pour qu'un dénoyage rapide par siphonnage des assemblages entreposés dans la piscine de désactivation soit éliminé de façon pratique suite à une rupture de tuyauterie. Une diversification fonctionnelle du dispositif casse-siphon**

<sup>24</sup> Pour se conformer à la prescription [ECS-22] de l'ASN, il est prévu qu'EDF double le diamètre du dispositif casse-siphon équipant la ligne de refoulement du circuit PTR afin de garantir son efficacité dans la configuration accidentelle enveloppe à prendre en compte (rupture guillotine de la tuyauterie de refoulement), avant mars 2014, sur tous les réacteurs du parc en exploitation. Jusqu'à la mise en œuvre effective de cette modification, l'interruption d'une vidange par le casse-siphon existant n'est pas garantie pour le cas enveloppe des brèches à prendre en compte.

<sup>25</sup> De l'ordre de deux heures dans le cas enveloppe à prendre en compte.



existant ou une conception permettant d'éviter que la tuyauterie de refoulement du circuit PTR plonge en-dessous du niveau des assemblages entreposés pourrait répondre à cet objectif.

Cet attendu n'est pas spécifique à la démarche d'évaluation complémentaire de sûreté post-Fukushima car il est, dans le contexte de la démonstration de sûreté actuelle, nécessaire au renforcement d'intérêts visés par l'alinéa I de l'article 28 de la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire du 13 juin 2006.

Cet attendu a fait l'objet d'une recommandation de l'IRSN dans son avis en référence [35] faisant suite à l'incident de niveau 2 sur l'échelle INES, relatif à l'absence d'un casse-siphon depuis la construction sur la ligne de refoulement du circuit de refroidissement des piscines des réacteurs n° 2 et 3 du site Cattenom<sup>26</sup>.

Le principe d'apporter des modifications aux réacteurs d'EDF en exploitation visant à renforcer la prévention d'une vidange complète et rapide par siphonnage de la piscine de désactivation en cas de rupture d'une tuyauterie connectée est repris par la prescription [ECS-22] des décisions [3] de l'ASN.

### **3.3.3.3 Maîtrise des défaillances pouvant conduire au dénoyage d'un assemblage en cours de manutention**

En lien avec sa seconde position exprimée au chapitre 3.3.2.1, l'IRSN examine ci-après les défaillances susceptibles de conduire à une vidange partielle de la piscine de désactivation en identifiant les dispositions nécessaires à la maîtrise d'une vidange pouvant aller, pour le compartiment d'entreposage de la piscine BK, jusqu'au seuil bas des portes de communication et, pour le compartiment cuve de la piscine BR, au bas des branches primaires.

#### **3.3.3.3.1 Tube de transfert**

Le tube de transfert est un tube d'environ 500 mm de diamètre permettant de relier la piscine du bâtiment réacteur à la piscine du bâtiment combustible et de transférer sous eau des assemblages de combustible d'un bâtiment à l'autre pour permettre le déchargement et le rechargement du réacteur.

En dehors des phases de déchargement et de rechargement du combustible, ce tube est isolé par une vanne côté BK et une tige pleine côté BR. Une brèche sur celui-ci n'a alors aucune conséquence fonctionnelle.

Par contre, lorsque le réacteur se trouve en arrêt pour rechargement (APR), une brèche importante sur ce tube est de nature à entraîner une vidange rapide des piscines qui pourrait conduire au dénoyage d'un assemblage en cours de manutention dans le BR ou dans le BK. Cette vidange s'arrêterait, pour le compartiment d'entreposage de la piscine de désactivation au niveau du seuil bas de la porte de communication avec le compartiment de transfert.

Le tube de transfert est fixé par un fourreau métallique au voile en béton de l'enceinte du bâtiment réacteur et est relié à la peau métallique d'étanchéité de chacune des piscines BR et BK par des compensateurs métalliques. Ces derniers assurent les degrés de liberté nécessaires aux dilations thermiques et aux déplacements différentiels entre le BK et le BR, construits sur des radiers séparés pour le parc en exploitation.

#### **Cas du parc en exploitation**

En réponse à une recommandation formulée par l'IRSN dans le cadre des réexamens de sûreté, EDF a fourni, sur les paliers CP0, CPY de 900 MWe et de 1300 MWe, une vérification de la tenue sismique du tube de transfert au séisme prenant en compte les déplacements différentiels mesurés entre BR et BK. Les calculs transmis par EDF

---

<sup>26</sup> Cet incident a été déclaré à l'ASN le 18 janvier 2012.

montrent que les contraintes mécaniques dans les zones les plus sollicitées du tube de transfert dépassent, pour le niveau de séisme de dimensionnement (SDD) et sur certains paliers, les critères de niveau C des règles de conception et de construction mécaniques (RCC-M). Ces dépassements restent néanmoins compatibles avec les critères de niveau D<sup>27</sup>. Les marges vis-à-vis de la rupture du tube de transfert, pour des contraintes sismiques allant au-delà du SDD, pourraient donc être limitées.

Par ailleurs, les évaluations théoriques d'EDF doivent être confrontées à l'état réel des tubes de transfert qui, depuis le démarrage des tranches, n'ont jamais été inspectés.

Dans son rapport en référence [21], l'IRSN a donc estimé nécessaire qu'EDF étudie, pour le niveau d'aléa sismique à retenir pour le noyau dur, le comportement du tube de transfert et de ses équipements de raccordement aux piscines sur tous les réacteurs en exploitation ou en construction. Cette étude devra prendre en compte les résultats d'un examen de conformité des éléments sensibles et des tolérances géométriques qui assurent l'intégrité et la résistance mécanique du tube et de ses compensateurs, notamment sous séisme. Selon le résultat de ces études, un renforcement des tubes de transfert pourrait être à envisager.

En réponse, dans son courrier en référence [38], EDF indique qu'il examinera les modes de défaillances propres ou induits possibles pour le tube de transfert et ses équipements, dans le cadre d'un séisme au-delà du référentiel et présentera l'évaluation du niveau de marges sismiques compte tenu des dispositions spécifiques prises en termes de conception, de fabrication et de maintenance. En fonction des résultats de cette étude attendue pour fin 2012, EDF proposera les éventuelles modifications permettant d'améliorer la résistance de ces matériels ainsi que les éventuels contrôles à mettre en œuvre pour garantir la pérennité de cette résistance.

Pour l'IRSN, les études mentionnées par EDF n'ont de sens que si elles sont confrontées à l'état réel des tubes de transfert. La résistance du tube sous séisme dépend en premier lieu du centrage du tube dans les fourreaux de traversées des voiles en béton les plus excentrés de son point fixe (voiles de la piscine BR et de la piscine BK). Lors de la réunion technique du 3 octobre faisant suite à la transmission du projet d'analyse de l'IRSN en référence [34], EDF a indiqué qu'il baserait son étude de tenue sismique du tube de transfert sur des relevés altimétriques régulièrement effectués sur les radiers des bâtiments BR et BK, en faisant l'hypothèse du monolithisme de chaque bâtiment. Dans les documents transmis à l'IRSN, les derniers relevés topographiques sur lesquels se base EDF datent de 10 ans sur les réacteurs du palier CPY.

L'IRSN estime qu'EDF ne peut se baser uniquement sur des auscultations altimétriques de bâtiments - parfois anciennes - pour s'assurer d'un paramètre déterminant pour la résistance du tube de transfert sous séisme. En effet, l'IRSN souligne que ces relevés altimétriques donnent uniquement la valeur du tassement différentiel des BR et BK sans prendre en compte l'erreur de centrage initiale du tube dans ses fourreaux.

Lors de la réunion préparatoire du 26 novembre 2012, EDF a indiqué ne pas disposer des relevés des contrôles de fin de montage des tubes de transfert sur l'ensemble de son parc de réacteurs électronucléaires. L'IRSN a donc formulé l'attendu suivant :

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF confronte les hypothèses retenues dans le cadre de ses études relatives à la résistance des tubes de transfert sous séisme (à produire pour fin 2012) aux résultats d'une campagne d'examen de conformité des tubes et de leurs équipements. Cet examen de conformité devra permettre de**

---

<sup>27</sup> Les critères de niveaux C permettent de s'assurer que les déformations de l'appareil restent dans le domaine élastique. Les critères de niveaux D tolèrent une certaine déformation plastique.

contrôler les éléments sensibles (soudures les plus sollicitées, points d'appui de la vanne du tube de transfert, compensateurs...) et de relever les valeurs des tolérances géométriques qui assurent l'intégrité et la résistance mécanique du tube et de ses équipements sous séisme. Cet examen de conformité comprendra, entre autres, le relevé du centrage du tube de transfert dans ses fourreaux.

Par ailleurs, l'IRSN rappelle avoir recommandé, dans son rapport en référence [21] présenté lors des réunions des GPE de novembre 2011, qu'EDF examine une modification permettant d'adjoindre au tube de transfert un dispositif de rétention limitant, en cas de brèche de l'enveloppe de ce tube, la baisse de l'inventaire en eau dans les piscines à un niveau pouvant être maîtrisé par les dispositions prévues dans le noyau dur. Cette recommandation s'est traduite par une demande d'étude de modifications sur le parc en exploitation par l'ASN (prescription [ECS 25] des décisions en références [3]).

Lors de l'instruction, EDF a indiqué [123] qu'il examine actuellement, pour les réacteurs en exploitation, deux pistes :

- la définition et l'installation d'une double enveloppe autour du tube de transfert intégrant, en particulier, son raccordement à l'existant et le maintien nécessaire de l'accès au tube ;
- l'utilisation des locaux traversés par le tube de transfert comme zones de rétention dans le but de confiner dans ces mêmes locaux, la fuite postulée du tube de transfert ; ceci conduit en particulier au calfeutrement de toutes les interfaces de ces locaux, notamment les joints inter-bâtiments, dans le respect de tous les requis associés à ces interfaces.

EDF précise que le résultat de ces études est attendu pour la fin de l'année 2012 et qu'il permettra de statuer sur la faisabilité des modifications envisagées, faisabilité qui n'avait pu être établie dans le délai de réalisation des ECS en 2011.

Par ailleurs, EDF mentionne que pour ce qui concerne la prévention d'une perte rapide d'inventaire en eau au-dessus des assemblages en cas de brèche postulée sur le tube de transfert, il envisage de demander aux opérateurs présents dans le bâtiment combustible la fermeture de la porte entre le compartiment de transfert et celui d'entreposage. EDF précise qu'il a vérifié la possibilité d'assurer cette fermeture en situation de perte des alimentations électriques.

**L'IRSN considère que les pistes qu'explore EDF pour pallier une éventuelle défaillance du tube de transfert sur les réacteurs en exploitation sont satisfaisantes.**

Lors de la réunion préparatoire du 26 novembre 2012, EDF a mentionné avoir une raisonnable confiance dans la possibilité de mettre en place autour du tube de transfert une structure permettant de limiter les conséquences d'une brèche survenant sur le tube ou sur l'un de ses équipements de raccordement aux peaux métalliques d'étanchéité des piscines.

**L'IRSN considère que le contour exact des contrôles de l'examen de conformité attendu sur les tubes de transfert devra être examiné en regard de la robustesse et de l'efficacité de la solution technique retenue pour limiter les conséquences d'une brèche qu'EDF va apporter dans le cadre de la prescription [ECS-25] à échéance de la fin d'année 2012.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué qu'en fonction du résultat des études de faisabilité du dispositif permettant de pallier une défaillance du tube de transfert, il examinera l'opportunité de réaliser une campagne d'examen de conformité des tubes et de leurs équipements, permettant de contrôler les éléments sensibles et de relever les valeurs des tolérances géométriques (dont celles de centrage du tube de transfert dans son fourreau de génie civil) qui

assurent l'intégrité du tube et de ses équipements sous séisme. L'IRSN estime que cet engagement est satisfaisant dans son principe.

### Cas du réacteur de Flamanville 3

Sur le réacteur de type EPR en cours de construction sur le site de Flamanville, les BR et BK sont construits sur un radier commun, ce qui est de nature à réduire significativement les contraintes s'exerçant sur le tube de transfert. Néanmoins, l'IRSN rappelle que la durée d'exploitation prévisionnelle du réacteur est de 60 ans et que le retour d'expérience du parc en exploitation montre que le tube de transfert et ses équipements sont difficilement inspectables du fait notamment de problèmes de radioprotection.

A l'occasion de l'examen de la sûreté de l'entreposage et de la manutention du combustible sur l'EPR (réunion du groupe permanent d'experts du 26 janvier 2006), il avait été souligné que, dans l'état d'avancement du projet, une défaillance unique sur le tube de transfert pouvait avoir des conséquences très importantes.

Pour s'affranchir de l'examen de cette défaillance, EDF a indiqué qu'il prévoit d'appliquer le concept d'exclusion de rupture au tube de transfert. A ce jour, la possibilité d'appliquer ce concept d'exclusion de rupture au tube de transfert n'a pas été validée par l'ASN.

Dans son rapport en référence [21], l'IRSN signale que la conception des BR et BK de Flamanville 3, construits sur un radier commun, permet a priori la construction d'une structure autour du tube de transfert assurant la rétention d'une fuite ou d'une brèche sur le tube de transfert et permettant :

- de ne pas affecter durablement le refroidissement de la piscine de désactivation (déclenchement éventuel des pompes de refroidissement sur détection d'un niveau bas en piscine mais possibilité de redémarrer rapidement un train de refroidissement après un appoint à la piscine),
- de préserver la protection biologique du personnel en charge des opérations de chargement ou de déchargement du réacteur (maintien des planchers des piscines en zone verte de radioprotection),
- d'éviter tout dénoyage d'un assemblage de combustible en cours de manutention.

A titre d'illustration, l'IRSN signale, dans son rapport [21], qu'un volume de rétention de 100 m<sup>3</sup> autour du tube de transfert correspond à une baisse de niveau des piscines en APR en cas de brèche inférieure de diamètre équivalent à 50 cm.

Dans le cadre de la présente instruction, EDF a indiqué dans son courrier [123] que « *sur EPR, la prévention de la rupture de l'enveloppe du tube de transfert est assurée par des dispositions spécifiques prises en termes de conception, de fabrication, de contrôle en usine et de suivi en exploitation. De plus, les sollicitations du tube de transfert en cas de séisme sont faibles du fait de l'existence du radier commun qui limite les déplacements différentiels des voiles du bâtiment combustible et du bâtiment réacteur.*

*Par ailleurs, EDF a effectué une analyse préliminaire d'une solution comme celle envisagée par l'IRSN d'adjoindre au tube de transfert un dispositif de rétention. Une telle mesure pourrait présenter des inconvénients supérieurs aux avantages compte tenu de la nécessité de reprendre le dimensionnement des structures existantes et de créer potentiellement des couplages entre structures non prévus à la conception. »*

L'IRSN signale que dans le cadre du General Design Assessment (GDA) du projet de réacteur EPR présenté à l'Office for Nuclear Regulation (ONR) du Royaume Uni, EDF et AREVA prévoient de répondre à la demande de l'ONR en référence [157], en proposant une modification (Change Management Form CMF-72) consistant à rendre étanches les locaux entourant le tube de transfert à une pression correspondant au niveau maximal

**des piscines BR et BK, de façon à diminuer significativement le risque de vidange accidentelle de ces piscines induite par une brèche sur le tube de transfert sous sollicitation sismique.**

L'IRSN constate que la position affichée par EDF dans sa réponse en référence [123] est, vis-à-vis de la démarche de défense en profondeur, très en retrait de la proposition de modification formulée à l'ONR. En effet, contrairement à ce qui est envisagé pour le réacteur britannique, EDF compte toujours appliquer une démarche d'exclusion du risque de rupture au tube de transfert du réacteur Flamanville 3 (position confirmée par le courrier de position et d'actions d'EDF [144]). Cette démarche conduit à supprimer le troisième niveau de la défense en profondeur relatif à la mitigation des conséquences d'une brèche sur le tube de transfert. En outre, dans ce cas particulier, une brèche sur cet équipement est susceptible de conduire à une perte totale du refroidissement de la piscine de désactivation, à une perte très importante d'inventaire en eau et au dénoyage direct d'un assemblage en cours de manutention dans un bâtiment non confiné. Il est de plus rappelé qu'il n'existe pas de quatrième niveau de défense en profondeur relatif à l'atténuation des conséquences d'un accident grave.

Dans la mesure où la suppression d'un niveau de la défense en profondeur ne doit pas être promue, il apparaît nécessaire que l'exploitant justifie l'application d'une démarche d'exclusion de rupture.

**Pour l'IRSN, les circonstances pouvant conduire un exploitant à présenter dans sa démonstration de sûreté une démarche de type exclusion de rupture peuvent être de trois typologies différentes :**

- a) la prise en compte de la défaillance au titre de la défense en profondeur ne peut pas être envisagée, car les solutions de mitigation ne sont pas techniquement réalisables ;
- b) la prise en compte de la défaillance est possible, mais n'est pas retenue car le concepteur estime qu'il peut démontrer que les dispositions prises en conception, fabrication et surveillance en service sont d'une excellence telle que les défaillances sont éliminées de façon pratique ;
- c) la prise en compte de la défaillance n'est pas retenue car la mise en œuvre de dispositions de mitigation amène des inconvénients jugés plus dommageables pour la sûreté que le risque résiduel de rupture de l'équipement, compte tenu du haut niveau de qualité des exigences qui lui sont appliquées en conception, fabrication et surveillance en service.

Dans le cas du tube de transfert, des dispositions de mitigation telles que celles étudiées par AREVA sur le réacteur de type EPR en projet au Royaume Uni sont envisageables. Par ailleurs, la possibilité d'appliquer le concept d'exclusion de rupture au tube de transfert et à ses équipements de raccordement aux peaux métalliques des piscines n'apparaît pas évidente, du fait notamment de la complexité de cette structure, de l'exiguïté des locaux et des problèmes de radioprotection qui peuvent rendre difficile l'inspection en service. Un examen préliminaire de l'application du concept d'exclusion de rupture au tube de transfert du réacteur de Flamanville 3 a amené des questions de la part de l'IRSN formalisées dans son courrier en référence [35]. Les réponses apportées par EDF feront l'objet d'un examen dans le cadre du processus d'autorisation de la mise en service de ce réacteur.

Toutefois, avant d'aller plus avant dans l'examen de la possibilité d'appliquer le concept d'exclusion de rupture au tube de transfert du réacteur de Flamanville 3, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF examine et présente concrètement les possibilités de mitigation de sa rupture. EDF devra alors justifier, sur la base des solutions techniques présentées, que ces dispositions de mitigation envisageables conduisent à des inconvénients pour la sûreté tels que l'application de la démarche d'exclusion de rupture s'impose.

C'est pourquoi, l'IRSN réitère sa position formulée dans son rapport en référence [21] sous la forme d'un attendu :

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime nécessaire qu'EDF examine, pour le réacteur de type EPR en cours de construction sur le site de Flamanville, une modification permettant d'ajouter au tube de transfert, situé entre les piscines des bâtiments réacteur et combustible, un dispositif de rétention limitant, en cas de brèche de l'enveloppe de ce tube, la baisse de l'inventaire en eau dans les piscines à un niveau pouvant être maîtrisé par les dispositions prévues dans le cadre du noyau dur.

Les suites données par EDF à cet attendu de l'IRSN seront examinées dans le cadre de l'autorisation de la mise en service du réacteur de Flamanville 3.

#### **3.3.3.3.2 Brèche sur un tronçon de tuyauteries connecté aux piscines**

Les tronçons de tuyauteries connectés aux piscines sur lesquels une brèche est susceptible d'induire une vidange partielle importante sont :

- les lignes de vidange des différents compartiments des piscines,
- le circuit de refroidissement PTR,
- en arrêt pour rechargement, les tuyauteries connectées à la cuve (circuit primaire et circuits connectés au circuit primaire),
- sur les paliers de 900 MWe et le train P4, le circuit de traitement et de purification des piscines,
- le tube de transfert (faisant l'objet d'une étude spécifique au paragraphe précédent).

Pour faire face à une brèche éventuelle survenant suite à une agression extrême, l'IRSN estime que les dispositions du noyau dur devraient permettre de garantir l'isolement, le plus en amont possible, de toutes les tuyauteries connectées à un compartiment d'une piscine sur lesquelles une brèche est susceptible d'entraîner le dénoyage direct d'un assemblage de combustible.

Il existe déjà sur les lignes de vidange des compartiments des piscines une condamnation administrative des premières vannes d'isolement qui doivent garantir l'isolement de ces lignes lors des phases d'exploitation à risque (c'est-à-dire lors de manutention de combustible). **A priori, cette disposition d'exploitation a une fiabilité correcte, à condition que l'intégrité sous SND (séisme « noyau dur ») des tronçons situés en amont de ces vannes puisse être démontrée.**

Une brèche sur le circuit de refroidissement PTR est susceptible de conduire à une vidange de la piscine BK s'interrompant lors du dénoyage de la tuyauterie d'aspiration en piscine, située environ 4 à 5 m sous le niveau nominal de la piscine. A l'autre extrémité du circuit de refroidissement, un siphonnage de la piscine par la ligne de refoulement sera normalement stoppé par le dénoyage d'un casse-siphon situé quelques dizaines de centimètres sous le niveau nominal piscine (voir paragraphe 3.3.3.2.2).

Lors des manutentions d'un assemblage de combustible en piscine BK, le sommet de l'assemblage manutentionné peut se situer à 1 ou 2 m au-dessus de la prise d'eau de la tuyauterie d'aspiration PTR. En cas de brèche importante sur le circuit de refroidissement, la prévention du dénoyage d'un assemblage en cours de manutention nécessite donc un isolement rapide de la ligne d'aspiration.

Ce risque a été identifié lors des réexamens de sûreté et, dans ce cadre, EDF a étudié une modification permettant l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR sur l'atteinte d'un niveau très bas en piscine (environ 1,3 m sous le niveau nominal).

Cet automatisme provoque le déclenchement de la ou des pompes PTR en fonctionnement et la fermeture temporisée (30 secondes après) de la vanne de tête de la ligne d'aspiration. Cette vanne de tête, actuellement manuelle, sera modifiée pour disposer d'une commande pneumatique.

EDF a indiqué [123] qu'à ce stade des études, l'automatisation de la première vanne de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement PTR n'est pas intégrée au noyau dur. EDF précise que des études de vérification de la tenue de la ligne d'aspiration au-delà du référentiel de dimensionnement doivent être menées et conditionneront l'intégration de l'automatisation de la fermeture de la vanne de tête dans le noyau dur. Cette position est confirmée dans le courrier de positions et d'actions d'EDF en référence [144].

A cet égard, l'IRSN rappelle que, contrairement aux circuits principaux (primaire et secondaire) de refroidissement du réacteur qui sont soumis à des contrôles périodiques réglementaires et à des règles de caractérisation, de réparation et de justification des écarts très détaillées, le circuit de refroidissement PTR n'est soumis qu'à de simples inspections visuelles de l'état de ses tuyauteries et de ses supportages. Sur les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe de type P4, le circuit de traitement et de purification de la piscine, connecté au circuit de refroidissement traverse des locaux très irradiants rendant difficile toute inspection. Même si une étude théorique conclut à la robustesse des circuits de refroidissement et de traitement de la piscine, des non-conformités présentes ou susceptibles de se développer pourraient remettre en cause ces conclusions<sup>28</sup>.

Par ailleurs, l'IRSN souligne que, notamment à l'occasion des arrêts de tranches, des matériels mis en place pour des intervention de maintenance (échafaudage, protections biologiques...) sont susceptibles, en cas de séisme, d'aggraver et d'occasionner une fuite ou une brèche sur une tuyauterie du circuit de refroidissement et de traitement de la piscine de désactivation. A titre d'exemple, l'IRSN signale qu'EDF a récemment déclaré un événement significatif pour la sûreté relatif à la mise en place de matelas de plomb (au titre de la radioprotection) sur une tuyauterie du circuit de refroidissement de la piscine de désactivation du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cruas. Le rapport d'événement significatif [140] signale que cette protection biologique est restée en place durant 29 jours et qu'elle remettait potentiellement en cause la tenue au séisme de la tuyauterie et de ses supportages. Aussi, l'IRSN considère que des effets induits d'un séisme conduisant à une brèche ou une fuite par l'agression d'une tuyauterie par un matériel utilisé pour une intervention particulière d'exploitation (maintenance par exemple) doivent être pris en compte par EDF.

#### **Recommandation de l'IRSN :**

**L'IRSN recommande que l'isolement automatique de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement PTR sur détection d'une baisse de niveau de la piscine de désactivation fasse partie des dispositions matérielles du noyau dur des réacteurs du parc en exploitation, pour sa fonction de prévention du dénoyage d'un assemblage de combustible en cours de manutention.**

Pour le circuit primaire et les circuits connectés au circuit primaire, l'IRSN considère que, dans l'état d'arrêt pour rechargement du combustible, les marges de dimensionnement permettent d'exclure toutes brèches importantes.

---

<sup>28</sup> Un bilan des non-conformités, connues de l'IRSN, ayant affecté le circuit PTR a été établi dans les rapports DES 530 et DSR n° 2005-58 présentés respectivement lors des réunions du Groupe permanent d'experts en charge des réacteurs du 28 novembre 2002 et du 21 avril 2005. La nature des contrôles réalisés périodiquement sur ce circuit n'ayant pas évolué, ces non-conformités (avec notamment des dégradations de supports de tuyauterie et des fissurations traversantes de collecteurs principaux) sont susceptibles de se reproduire.

Toutefois, l'IRSN considère qu'il n'est pas possible d'exclure la rupture d'une tuyauterie de petit diamètre du fait notamment des matériels et équipements (échafaudages, protections biologiques, containers...) introduits dans le bâtiment réacteur dans le cadre de l'arrêt de tranche en cours et qui pourraient aggraver ces tuyauteries.

**En conséquence, l'IRSN considère qu'EDF doit postuler une rupture d'un piquage de petit diamètre connecté à la cuve pour définir les caractéristiques fonctionnelles des dispositions du noyau dur permettant de prévenir le dénoyage d'un assemblage en arrêt pour rechargement.**

Cette demande est reprise au paragraphe qui concerne la définition des caractéristiques fonctionnelles de l'appoint de secours aux piscines.

#### Problème de sûreté spécifique aux réacteurs de 1300 MWe du train P4

La rupture du circuit de traitement et de purification de la piscine BK des réacteurs de 900 MWe et du train P4 peut également entraîner une vidange accidentelle significative. L'IRSN signale que ce circuit dispose de tuyauteries d'environ 100 mm de diamètre (contre environ 250 mm pour le circuit de refroidissement), qu'il est connecté au circuit de refroidissement et qu'il dépend des mêmes prises d'eau en piscine. Le cas d'une brèche sur le circuit de refroidissement couvre donc, de par sa cinétique de vidange plus importante, le cas d'une brèche sur le circuit de traitement et de purification.

L'IRSN souligne cependant que le circuit de traitement et de purification du train de réacteur de type P4 n'a pas été dimensionné au séisme. De surcroît, suite au retour d'expérience de l'incident de Cattenom détecté fin 2011 (absence de casse-siphon sur la ligne de refoulement du circuit de refroidissement PTR de deux réacteurs depuis la construction), EDF a constaté que le diamètre actuel du casse-siphon équipant la ligne de refoulement du circuit PTR des réacteurs du train P4 (10 mm environ) est deux fois moins important que sur le reste des réacteurs du parc en exploitation (20 mm environ).

Suite à ce constat, EDF s'est assuré par une modélisation utilisant le code de calcul CATHARE que le débit maximal de vidange par siphonnage envisageable en cas de rupture d'une tuyauterie de purification de traitement P4 peut être enrayeré par le casse-siphon équipant actuellement la ligne de refoulement PTR. Selon EDF, il n'y a donc pas de risque de vidange totale du compartiment d'entreposage de la piscine (avec dénoyage de l'ensemble des assemblages entreposés) pour ce scénario accidentel.

Par contre, la rupture de la ligne de purification de la piscine BK d'un réacteur de type P4 provoquera, sans action rapide des opérateurs, une perte d'inventaire en eau importante via la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement (baisse du niveau d'environ 5 m) conduisant à une inondation interne du BK, à la perte du refroidissement de la piscine et au dénoyage partiel d'un assemblage de combustible si des opérations de manutention sont en cours. A ce jour, EDF n'a pris aucune disposition pour pallier ce risque alors que ses procédures de conduite sont inadaptées à ce scénario accidentel si une sollicitation sismique amène à appliquer les consignes de conduite accidentelle du réacteur.

**Dans l'état actuel des installations et en l'attente de l'intégration d'une modification d'isolement automatique de la ligne d'aspiration, l'IRSN estime qu'EDF doit modifier ses procédures de conduite pour demander en cas de secousse sismique ressentie<sup>29</sup> sur un site 1300 MWe de type P4, l'isolement de la vanne de tête du circuit de purification, y compris en cas d'entrée en consignes incidentelles et accidentelles de la chaudière.**

---

<sup>29</sup> Par les opérateurs ou détectée par l'instrumentation sismique.



Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que les évolutions documentaires relatives à ces aspects seront disponibles en 2013. L'IRSN estime que cet engagement est satisfaisant dans son principe.

### **3.3.3.3.3 Dispositif de raccordement de la fosse de chargement à l'emballage de transport**

Sur les réacteurs de type P'4, N4 et EPR, l'évacuation du combustible usé se fait en positionnant l'emballage de transport sous la fosse de chargement de la piscine de désactivation. Le chargement du combustible dans l'emballage de transport nécessite différentes opérations de mise en connexion de la piscine de désactivation avec la fosse de chargement et l'emballage, dont la fixation d'un soufflet métallique en inox sur l'emballage. L'IRSN rappelle que suite à une recommandation formulée dans le rapport [21], EDF s'est engagé [38] à confirmer que ses programmes d'essais, de maintenance et d'inspection en service du système de raccordement d'un emballage de transport à la fosse de chargement garantissent la conformité des dispositions permettant de s'assurer de l'intégrité de ce système, notamment sous séisme. De plus, EDF doit confirmer la résistance au niveau d'aléa sismique à retenir pour le noyau dur de ce système de raccordement. Ces vérifications devront notamment concerner :

- le soufflet de raccordement ;
- la structure métallique soutenant l'emballage de transport ;
- les dispositifs de blocage antisismique ;
- la dalle en béton sur laquelle se trouve le chariot de convoyage de l'emballage de transport.

Ces éléments de vérification complémentaire sont attendus pour fin 2012.

### **3.3.3.3.4 Portes et batardeaux des piscines**

En fonction des configurations de remplissage des différents compartiments des piscines rencontrées en exploitation, certaines des portes et certains des batardeaux de séparation entre les compartiments d'une piscine sont des éléments structuraux importants pour prévenir le dénoyage d'assemblages entreposés ou manutentionnés. Ainsi, comme mentionné au 3.3.3.2.1, en cas de chute d'un emballage de transport dans la fosse de chargement, l'intégrité du compartiment d'entreposage reposera sur la porte le séparant de la fosse de chargement. La défaillance de cette porte entraînerait une vidange accidentelle du compartiment d'entreposage jusqu'au seuil de génie civil de cette porte, une perte totale et définitive du refroidissement de ce compartiment et une hauteur d'eau en ébullition au-dessus des assemblages entreposée très réduite.

L'IRSN estime nécessaire qu'a minima sur les paliers de 900 MWe et le train P4, la porte de séparation entre la fosse de chargement et le compartiment d'entreposage fasse partie des dispositions matérielles du noyau dur pour sa fonction de préservation de l'inventaire en eau de la piscine de désactivation.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que ce matériel sera inclus dans les dispositions du noyau dur. Cet engagement est satisfaisant.

Sur les autres types de réacteurs, l'intégrité de la piscine lors des évacuations de combustible repose sur le système de raccordement de l'emballage de transport à la fosse de chargement (voir paragraphe 3.3.3.3.3).

Par ailleurs, les spécifications techniques d'exploitation (STE) autorisent, par une prescription particulière, l'ouverture du tube de transfert alors que les compartiments « stockage des internes » et « transfert BK » sur les

réacteurs 3 boucles, ou « stockage des internes », « transfert BR » et « transfert BK » sur les réacteurs 4 boucles, ne sont pas pleins, à condition que le batardeau du compartiment de la cuve de la piscine du BR soit en place. Dans cette configuration d'exploitation, une perte d'étanchéité de la porte d'isolement du compartiment d'entreposage de la piscine de désactivation et du compartiment de transfert adjacent provoquera une vidange vers une capacité réceptrice d'un volume total de l'ordre de 1000 m<sup>3</sup>. La vidange s'arrêtera naturellement par l'équilibrage des niveaux dans les différents bassins mais peut entraîner une baisse de niveau de 5 à 6 m du compartiment d'entreposage selon les paliers.

Une perte d'inventaire en eau de cette ampleur entraînera le dénoyage de la tuyauterie d'aspiration du système PTR et donc une perte totale du refroidissement. Elle pourrait également conduire au dénoyage partiel d'un assemblage de combustible, si des manutentions sont en cours dans le compartiment d'entreposage. Pour pallier ce risque, les STE interdisent les manutentions de combustible dans cette configuration. Toutefois, le retour d'expérience montre que la fiabilité de cette prescription est modérée : l'IRSN recense en moyenne 1 à 2 événements significatifs par an relatifs au non-respect d'une spécification de la prescription particulière autorisant l'ouverture sous condition du tube de transfert lorsque les compartiments adjacents au compartiment d'entreposage de la piscine BK ne sont pas pleins.

En tout état de cause, une perte d'étanchéité de la porte de séparation entre le compartiment d'entreposage de la piscine de désactivation et le compartiment de transfert peut conduire, dans une configuration d'exploitation autorisée par les STE, à une vidange importante entraînant une perte totale du refroidissement du combustible entreposé.

**L'IRSN estime nécessaire que la porte de séparation entre les compartiments d'entreposage et de transfert fasse partie des dispositions matérielles du noyau dur pour sa fonction de préservation de l'inventaire en eau de la piscine de désactivation.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que ce matériel sera inclus dans les dispositions du noyau dur. **Cet engagement est jugé satisfaisant par l'IRSN.**

Le batardeau de la piscine BR (cas des réacteurs 3 boucles) ou les batardeaux « cuve » et « équipements internes inférieurs » (cas des réacteurs 4 boucles) n'assurent normalement jamais directement l'intégrité de la piscine de désactivation puisque, dans les configurations d'exploitation autorisées par les STE, cette intégrité repose en premier lieu sur la porte séparant le compartiment d'entreposage et de transfert de la piscine BK ou sur la vanne du tube de transfert. Toutefois, le retour d'expérience montre que la fiabilité de cette prescription est modérée. En cas de non-respect de cette prescription, une défaillance de l'étanchéité de ce batardeau peut conduire, lorsque le circuit primaire est ouvert lors d'un arrêt pour rechargement, à la vidange du compartiment d'entreposage jusqu'au seuil du génie civil de sa porte de séparation avec le compartiment de transfert, soit une hauteur de vidange d'environ 8 m. Une perte d'inventaire en eau de cette ampleur entraînera le dénoyage de la tuyauterie d'aspiration PTR et une perte totale du refroidissement.

**L'IRSN estime que les batardeaux « cuve » et « équipements internes inférieurs » sont des matériels qui participent à l'atteinte d'un niveau de prévention élevé d'un dénoyage d'assemblages de combustible entreposés ou manutentionnés, et ce y compris pour des événements initiateurs non nécessairement liés à une agression extrême.** L'IRSN estime que la fréquence de ces initiateurs, évaluée sur la base du retour d'expérience, impose la prise en compte des erreurs humaines constatées dans l'application des STE. Aussi, l'IRSN

recommandera, à l'occasion de futures évolutions des règles générales d'exploitation, l'application de vérifications périodiques de la conformité des batardeaux « cuve » et « équipements internes inférieurs ».

Pour le réacteur de type EPR en construction sur le site de Flamanville, la piscine BR dispose d'un compartiment supplémentaire pour l'entreposage des lances d'instrumentation. Lors d'un accident survenant lors des opérations de déchargement ou de rechargement du réacteur avec perte totale des alimentations électriques (non incluses dans le noyau dur), ce compartiment sera vidangé dans le but de compléter le niveau d'eau du réservoir IRWST (voir paragraphe 3.3.3.3.5.3). L'intégrité des piscines reposera alors sur le batardeau isolant ce compartiment du reste des piscines. L'IRSN formule donc l'attendu suivant :

Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime nécessaire que le batardeau du compartiment des lances d'instrumentation du réacteur de Flamanville 3 soit inclus dans le noyau dur.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF ne s'est pas positionné clairement vis-à-vis de cet attendu. Ce sujet fera donc l'objet d'un examen dans le cadre du processus autorisant la mise en service du réacteur de Flamanville 3.

### **3.3.3.3.5 Gestion de l'accident**

#### ***3.3.3.3.5.1 Diagnostic de la situation accidentelle***

Les principes et les moyens de surveillance de la piscine et de son circuit de refroidissement sont similaires sur toutes les tranches du parc en exploitation mais les exigences de conception associées à ces moyens diffèrent parfois d'un palier de réacteurs à un autre. Une description détaillée de ces moyens de diagnostic figure dans le document de l'IRSN en référence [34].

Dans sa note en référence [41], EDF estime que l'intégration dans le noyau dur de deux mesures de niveau « tout ou rien » (TOR) de la piscine BK et de deux mesures de niveau TOR de la piscine BR est suffisante pour conduire l'installation lors d'une situation d'agression extrême : en retenant l'hypothèse que les piscines sont intègres suite à un séisme, l'appoint à la piscine sera mis en service à l'atteinte d'un niveau « MIN 2 » en piscine (environ 1,20 m sous le niveau nominal de la piscine) et sera arrêté lors de l'atteinte d'un niveau « MIN 1 » (environ 20 cm en dessous du niveau nominal de la piscine).

EDF précise, dans sa note en référence [41], que les études permettant de justifier la suffisance de la robustesse des mesures existantes sont en cours et que, le cas échéant, des études de faisabilité de renforcement seront réalisées.

L'IRSN estime que ces dispositions ne sont pas suffisantes car elles ne permettent pas de suivre les informations d'état des piscines (cf. paragraphe 3.1.2.4.2.c) essentielles pour la conduite de l'accident et pour la gestion de la crise.

En particulier, l'IRSN considère que le dispositif de surveillance du niveau d'eau en piscines BR et BK prévu par EDF dans le noyau dur est insuffisant parce qu'il ne permet pas de suivre le niveau d'eau des piscines sur toute leur profondeur. Si une perte en eau se poursuit jusqu'à l'apparition de l'alarme de niveau « MIN 2 » des piscines, l'exploitant sera dans l'incapacité de pouvoir apprécier :

- de façon rapide, l'efficacité des moyens d'appoint et des dispositions d'isolement d'une fuite éventuelle sur une piscine,

- la suffisance de la protection biologique au-dessus d'un assemblage manutentionné ou des assemblages entreposés,
- l'évolution de la cinétique de vidange éventuelle et donc le délai de grâce avant dénoyage du combustible,
- le taux de découverture d'un assemblage manutentionné ou des assemblages entreposés.

En conséquence, l'IRSN estime nécessaire qu'une instrumentation analogique permettant la surveillance du niveau des piscines BR et BK sur toute leur profondeur soit intégrée aux dispositions matérielles du noyau dur des réacteurs du parc en exploitation ou en cours de construction.<sup>30</sup>

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué avoir engagé une étude de faisabilité visant à compléter l'instrumentation de niveau TOR de la piscine BK, qui fait partie du noyau dur, par une mesure de niveau analogique.

Si cette étude confirme la faisabilité, EDF intégrera une mesure de niveau analogique aux dispositions du noyau dur dans les piscines BK et BR.

L'IRSN estime que cet engagement est satisfaisant.

Concernant la surveillance de la température des piscines d'entreposage, l'IRSN considère que la possibilité de suivre l'évolution de ce paramètre est importante du point de vue de la gestion accidentelle d'une situation extrême affectant l'ensemble d'un site. Dans une telle situation de crise, il sera nécessaire de définir des priorités d'actions en établissant un diagnostic prévisionnel rapide de l'évolution de la situation sur les différentes piscines et réacteurs d'un CNPE. La méconnaissance des températures initiales de l'eau des piscines et de leur évolution ultérieure conduira à complexifier et à ralentir ce diagnostic en ayant recours à des estimations de puissance résiduelle du combustible entreposé dans chaque piscine et à des calculs théoriques de délais de grâce pour accomplir les actions nécessaires à la gestion de la situation (ouverture des halls des piscines vers l'extérieur, vérification du confinement statique des autres locaux des BK, ouverture éventuelle d'un exutoire vapeur BR d'une tranche en APR, isolement du tube de transfert, lignage des appoints, restage électrique des matériels requis...). L'IRSN estime nécessaire qu'une mesure analogique de température de chaque piscine BR et BK soit intégrée au noyau dur des dispositions robustes des réacteurs du parc en exploitation ou en cours de construction.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué avoir engagé une étude du renforcement des mesures de température de la piscine BK.

Sur la base de ces études, EDF indique qu'il intégrera dans le noyau dur une mesure de température analogique dans les piscines BK et BR, au titre de la gestion de crise. Pour le réacteur de Flamanville 3, une mesure de température de la piscine de désactivation est déjà intégrée au noyau dur. L'IRSN estime cette action satisfaisante.

### *3.3.3.5.2 Dépose d'un assemblage en cours de manutention en position sûre*

#### Flamanville 3

Sur le réacteur EPR en cours de construction sur le site Flamanville, EDF a intégré les dispositions de dépose d'un assemblage en position sûre dans le bâtiment réacteur et dans le bâtiment combustible dans le noyau dur, ce qui est satisfaisant.

<sup>30</sup> Selon la note de contour du noyau dur de l'EPR, la piscine du bâtiment combustible du réacteur de Flamanville 3 disposera d'une mesure de niveau analogique intégrée dans le noyau dur.

### Parc en exploitation

Dans son analyse fonctionnelle définissant le noyau dur permettant de prévenir le dénoyage d'assemblages de combustible entreposés ou manutentionnés [41], EDF examine les conséquences d'une perte totale des alimentations électriques externes et internes et de la source froide (H1+H3), affectant un site électronucléaire dans son ensemble. Cette situation accidentelle est examinée :

- pour une tranche en cours de déchargement de son combustible (domaine d'exploitation APR), les piscines des bâtiments BR et BK étant en communication et des assemblages de combustible en cours de manutention ;
- pour un réacteur complètement déchargé (domaine d'exploitation RCD), juste après la fin du déchargement du combustible ; dans cet état de tranche, la puissance résiduelle du combustible entreposé est importante et la piscine de désactivation est isolée de la piscine BR ; un assemblage de combustible peut être en cours de manutention.

L'IRSN rappelle que dans le cas d'une tranche initialement en APR ou RCD, sans manutention de combustible en cours, les assemblages de combustible sont immergés sous au moins 7,5 m d'eau. En tenant compte de la puissance résiduelle maximale envisageable, cet inventaire en eau garantit, sans appoint en eau à une piscine et en supposant que celle-ci reste intègre, un délai de grâce avant dénoyage du combustible compris entre environ 35 et 60 h selon les paliers. En cas de manutention d'un assemblage, la hauteur d'immersion de cet élément combustible n'est plus que de 3 m, et le délai de grâce avant dénoyage est réduit de plus de moitié.

Dans son analyse des situations extrêmes à étudier dans le cadre de la définition des dispositions du noyau dur, EDF ne considère pas que la dépose en position sûre d'un assemblage en cours de manutention dans le BR ou dans le BK doive faire partie du noyau dur, car son analyse fonctionnelle repose sur l'hypothèse du maintien de l'intégrité de la piscine et de la possibilité de mettre en œuvre un appoint permettant de compenser la vaporisation de l'eau de la piscine suite à la perte du refroidissement.

Conformément à sa position affichée au paragraphe 3.3.2.1, l'IRSN estime que les dispositions du noyau dur doivent permettre de maîtriser une vidange importante d'une piscine pouvant aller, pour le compartiment d'entreposage de la piscine BK, jusqu'au seuil bas des portes de communication et, pour le compartiment cuve de la piscine BR, au bas des branches primaires. Ceci nécessite d'intégrer les dispositions permettant la dépose d'un assemblage en cours de manutention au sein du noyau dur, afin de prévenir le risque de découverture d'un assemblage manutentionné, a minima pour le BK puisqu'il n'est pas possible de confiner ce bâtiment.

Dans ses décisions [3], l'ASN a demandé à EDF de lui fournir, avant le 30 juin 2012, une étude des dispositions envisageables pour mettre en position sûre un assemblage en cours de manutention dans le BK en cas de perte totale des alimentations électriques.

Dans sa fiche de réponse en référence [143], EDF indique que la dépose en position sûre des assemblages en cours de manutention dans le BK en toute situation implique de pouvoir mettre en sûreté un assemblage en cours de manutention par :

- le pont passerelle,
- le descenseur,
- le poste de transfert.

Lors des opérations de déchargement ou de rechargement, il est possible que deux opérations de manutention se déroulent en parallèle, l'une par le pont passerelle et l'autre par le poste de transfert. Par conséquent, dans ce cas de figure, le délai de mise en position sûre correspond au temps d'intervention cumulé à ces deux postes.

La possibilité de réaliser ces opérations suite à un séisme et à une perte totale des alimentations électriques dans un délai raisonnable (l'objectif d'EDF est de pouvoir faire ces opérations en moins de deux heures) nécessite la mise en œuvre de dispositions spécifiquement conçues pour cette situation extrême : utilisation de treuils et de visseuses en remplacement des volants de manœuvre manuelle des engins de manutention.

EDF indique avoir mis au point puis testé ces dispositions sur une tranche de 900 MWe et une tranche de 1300 MWe. Ces essais ont montré, sous réserve de la vérification de l'opérabilité sous séisme (les résultats de ces vérifications sont attendus pour la fin de l'année), que les assemblages en cours de manutention dans le BK peuvent être mis en position sûre en environ 40 minutes en cas de perte totale des alimentations électriques.

L'IRSN constate que les moyens particuliers prévus par EDF permettraient théoriquement de mettre en position sûre des assemblages en cours de manutention dans le BK dans une situation de perte totale des alimentations électriques et de vidange accidentelle de la piscine, jusqu'à des vitesses de vidange de l'ordre de 200 m<sup>3</sup>/h<sup>31</sup>. Toutefois, le caractère opérationnel de ces dispositions nécessite que ces moyens spécifiques soient entretenus et testés régulièrement et que le personnel en charge de cette intervention soit formé et entraîné.

Pour l'IRSN, cela passe par le référencement de ces dispositions dans le noyau dur. En amont de la réunion préparatoire l'IRSN avait formulé un projet de recommandation en ce sens.

**L'IRSN estime que les dispositions matérielles et organisationnelles permettant la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention dans le bâtiment combustible sur le parc de réacteurs en exploitation doivent faire partie des dispositions matérielles du noyau dur, pour leur fonction de prévention du découverture du combustible dans un bâtiment ne pouvant pas être confiné.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que la dépose de l'assemblage en cours de manutention en piscine BK permet de dégager des marges en termes de délais, mais n'est pas nécessaire, compte tenu, d'une part de l'intégrité de la piscine qui doit être assurée, d'autre part de l'appoint ultime qui fait partie du noyau dur.

EDF précise que cette dépose n'est en outre pas suffisante pour garantir le non-dénoyage de l'assemblage combustible en cours de manutention, dans une situation de perte des alimentations électriques de longue durée. Enfin, les principes fondateurs de la définition du périmètre du noyau dur appliqués par EDF visent à limiter les actions de conduite.

Ainsi, compte tenu de la suffisance des moyens précités, EDF estime que les dispositions permettant la mise en position sûre d'un assemblage ne sont pas à intégrer dans le noyau dur.

Néanmoins, EDF confirme avoir décidé la mise en place de dispositions complémentaires au titre de la robustesse, permettant d'améliorer la dépose de l'assemblage combustible en cours de manutention dans le BK en situation de perte des alimentations électriques. EDF précise en outre que la disponibilité de cette dépose sera pérennisée par des dispositions d'exploitation adaptées.

L'IRSN signale que les opérations de déchargement et de rechargement du combustible sont réalisées par une équipe dédiée, non intégrée aux équipes de conduite. Pour garantir la bonne exécution d'actions telles que la mise en position sûre d'assemblages et la fermeture du tube de transfert, l'IRSN estime que les dispositions matérielles et organisationnelles affectées à ces opérations doivent être intégrées au noyau dur. Dans le cas

---

<sup>31</sup> Les études réalisées dans le cadre des réexamens de sûreté ont montré qu'une lame d'eau minimale de 1 mètre au-dessus de l'assemblage en cours de manutention apportait une protection biologique suffisante au personnel devant déposer un assemblage en position sûre en situation accidentelle.

contraire, les agents en charge des opérations de chargement et de déchargement seront considérés comme non indispensables en situation de crise et, à ce titre, devraient faire l'objet d'une procédure d'évacuation.

**L'IRSN maintient donc sa recommandation.**

#### **Recommandation de l'IRSN :**

**L'IRSN recommande que les dispositions matérielles et organisationnelles permettant la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention dans le bâtiment du combustible des réacteurs du parc en exploitation fassent partie des dispositions matérielles du noyau dur pour leur fonction de prévention du découverture du combustible dans un bâtiment ne pouvant pas être confiné.**

Pour ce qui concerne les assemblages en cours de manutention dans le BR, EDF indique dans sa fiche de réponse en référence [83] que la conception de la machine de chargement ne permet pas d'envisager la mise en position sûre d'un assemblage manutentionné par cet engin après un séisme ou une perte totale des alimentations électriques. Les arguments avancés par EDF n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN.

En conséquence, il ne peut être exclu que, en cas de vidange, l'assemblage en cours de manutention dans le bâtiment réacteur soit dénoyé.

L'IRSN souligne l'importance dans cette situation de pouvoir refermer la vanne du tube de transfert afin d'assurer le confinement du BR et d'éviter qu'un déséquilibre des pressions entre les bâtiments BR et BK entraîne une vidange accélérée de la piscine BR et une inondation interne du BK du fait du débordement de sa piscine par effet piston<sup>32</sup>. Cependant, la possibilité de réaliser cet isolement pourrait être compromise dans certaines configurations particulières de manutention empêchant le retour du chariot convoyeur du BR vers le BK afin de libérer le tube de transfert du câble de rappel de ce chariot, câble qui rendrait impossible la fermeture complète de la vanne.

**L'IRSN estime nécessaire que des dispositions permettant de maintenir le confinement du bâtiment réacteur et d'en limiter la pression fassent partie des dispositions matérielles du noyau dur. Ces dispositions doivent permettre de maîtriser les rejets en cas de dénoyage d'un élément combustible en cours de manutention dans le BR ainsi que de limiter le transfert d'eau vers le bâtiment combustible dans le cas où le tube de transfert ne pourrait être refermé. Cette recommandation est également applicable aux réacteurs de type EPR.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que la première action engagée dans une telle situation est la fermeture du tube de transfert. Dans le cas où cette action ne serait pas possible, EDF retient à court terme une démarche en piscine BR identique à la piscine BK : le confinement n'est pas requis, à condition de garantir le non-découvrement de l'assemblage en cours de manutention. Ce non-découvrement est acquis par :

- la dépressurisation de l'enceinte par éventage (analyse de la voie à retenir en cours),
- la compensation de l'évaporation par l'appoint piscine BR,
- l'étanchéité des piscines et notamment du tube de transfert, avec le renforcement de sa robustesse par une double enveloppe ou une limitation de la fuite éventuelle par la mise en place d'une capacité de rétention.

---

<sup>32</sup> A la différence du BK, le BR, s'il est maintenu confiné, sera pressurisé par la vapeur d'eau produite par l'ébullition de sa piscine.

Dans un deuxième temps, dans le cadre de la prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans, EDF indique qu'il étudiera la faisabilité d'un refroidissement ultime de la piscine BR visant à maintenir le confinement du bâtiment réacteur et d'en limiter la pression.

**L'IRSN estime que cette position et l'action associée sont satisfaisantes.**

### ***3.3.3.3.5.3 Fonctions d'évacuation de l'énergie en cas de perte totale de refroidissement***

#### **Fonction d'appoint aux piscines**

Comme mentionné précédemment, l'IRSN considère que les dispositions du noyau dur et les démonstrations associées doivent avoir pour objectif de garantir qu'une vidange importante d'une piscine pouvant aller, pour la piscine BK, jusqu'au seuil bas des portes de communication du compartiment d'entreposage et, pour la cuve, au bas de ses branches primaires, est maîtrisée.

Pour ces niveaux de vidange, la lame d'eau au-dessus des assemblages sera très réduite et l'ambiance radiologique dans les bâtiments réacteur et combustible sera potentiellement très dégradée (perte de la protection biologique). La cause potentielle la plus plausible d'une telle vidange est la survenue de fuites ou de brèches sur des tuyauteries connectées aux piscines. Des inondations internes induites seraient alors à craindre.

L'IRSN considère que la conception des postes de vannage, du cheminement et du raccordement aux structures existantes des moyens d'appoint ultime du noyau dur doit donc prendre en compte les difficultés potentielles d'accès aux bâtiments ainsi que le risque de perte d'une certaine quantité de débit d'appoint via une brèche affectant une tuyauterie connectée aux piscines.

**Aussi, l'IRSN estime nécessaire que les dispositifs d'appoint aux piscines BK et BR du noyau dur soient opérables et fonctionnels dans une situation de vidange importante pouvant aller, pour le compartiment d'entreposage de la piscine BK, jusqu'au seuil bas des portes de communication et, pour le compartiment cuve de la piscine BR, au bas des branches primaires. Cette recommandation est également applicable aux réacteurs de type EPR.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que les principes de conception retenus sur le parc en exploitation visent à couvrir les situations mentionnées ci-dessus, ce qui est satisfaisant.

Concernant le réacteur de Flamanville 3, EDF a précisé que les situations mentionnées ci-dessus ne semblent pas de nature à remettre en cause la capacité du dispositif d'appoint ultime à la piscine BK à assurer sa fonction. Ce point fera l'objet d'un examen dans le cadre du processus autorisant la mise en service du réacteur de Flamanville 3.

Par ailleurs, pour avoir une bonne confiance dans l'efficacité des moyens d'appoint aux piscines, l'IRSN considère que le débit d'appoint doit permettre de compenser, en plus de l'évaporation résultant de l'absence de refroidissement du combustible présent dans la cuve ou dans le bâtiment combustible, d'éventuelles fuites qui affecteraient l'inventaire en eau des piscines.

A cet égard, l'instruction réalisée dans le cadre de la réunion du groupe permanent du 28 novembre 2002 consacrée à la sûreté de l'entreposage du combustible en piscine de désactivation a établi que l'étanchéité totale des peaux métalliques d'étanchéité des piscines ne peut être démontrée en cas d'accident de perte de refroidissement induisant des contraintes thermiques sur ces structures.

Les défauts d'étanchéité qui seraient susceptibles de se produire sous contraintes thermiques sont difficiles à estimer et peuvent dépendre du mode de conception et de construction des peaux et de leurs ancrages au génie



civil (7 modes différents coexistent sur le parc en exploitation). L'IRSN rappelle que sur le parc de réacteurs en exploitation, seules les soudures des peaux métalliques d'étanchéité des tranches N4 et des 5 dernières tranches du palier de 1300 MWe ont fait l'objet de contrôles radiographiques permettant d'avoir un bon degré de connaissance des défauts initiaux de soudure. Le défaut maximum observé sur les peaux radiographiées est un défaut de fusion de 400 mm de longueur, sur une passe de soudure, sur la piscine de la première tranche de Civaux.

Les soudures des panneaux métalliques constituant les peaux d'étanchéité sont du type bout à bout sur lattes réalisées en 2 passes, sauf sur les tranches du Bugey (une seule passe de soudure).

Le dossier de justification de la tenue des peaux métalliques d'étanchéité débattu lors de la réunion du GPR du 28 novembre 2002 comportait notamment un essai à l'échelle 1 sur une maquette de 9 panneaux de type CPY soumis à un cycle d'échauffements et de refroidissements. Aucune fuite n'a été constatée sur cette maquette lors de l'essai et les déformations sont globalement restées dans le domaine élastique. Cependant, les jonctions soudées de la maquette ont été soumises à un contrôle gammagraphique après essai qui a révélé un défaut de manque de fusion sur une passe de soudure de 1350 mm de longueur.

Compte tenu de cette longueur importante de manque de fusion constatée sur une maquette de taille limitée, l'IRSN considère que la superposition de défauts non totalement traversants sur les deux passes de soudage (cas général de mode opératoire de soudure) ne peut pas être exclue, en particulier sur les tranches n'ayant pas fait l'objet de contrôles radiographiques. Cette superposition de défauts est susceptible de s'ouvrir sous contraintes thermiques.

En situation accidentelle de perte totale de refroidissement, le débit de fuite structurel d'une piscine peut donc résulter d'une somme d'ouvertures de défauts traversants sur les soudures d'étanchéité et de l'existence ou de la formation de fissures dans le béton. La fissuration du béton sous contraintes thermiques se produira essentiellement dans la phase de refroidissement. En 2002, lors de l'examen des conséquences d'une perte prolongée de refroidissement d'une piscine de désactivation, un débit de fuite de 3 m<sup>3</sup>/h a été considéré comme enveloppe du débit de fuite pouvant résulter de défauts structurels pouvant se former sur une piscine lors d'une ébullition. Ce débit de fuite correspond approximativement au débit d'évacuation du réseau de drainage des fuites d'une piscine.

Dans le cadre de la définition du noyau dur, ce sont les conséquences des contraintes induites sur les peaux et sur le génie civil conjointement par le séisme et par une montée de l'eau de la piscine à 100 °C qui doivent être prises en compte, sans se limiter aux contraintes thermiques. Ainsi pour les peaux, l'examen de ces conséquences doit prendre en compte, entre autres, les glissements possibles des pieds des racks d'entreposage du combustible sous séisme.

**En conséquence, l'IRSN considère qu'EDF doit réévaluer le débit de fuite (à caractère enveloppe) qui serait susceptible de se produire au travers des peaux métalliques d'étanchéité et des voiles béton suite aux contraintes sismiques et thermiques s'exerçant sur ces structures pour les cas de charges à prendre en compte pour la définition du noyau dur et des exigences associées. L'évaluation d'EDF devra tenir compte des différences de conception et de construction des racks, peaux d'étanchéité et structures de génie civil des différents réacteurs du parc en exploitation ou en cours de construction.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que des études en ce sens seront menées, ce qui est satisfaisant.

Par ailleurs, comme mentionné dans au paragraphe 3.3.3.3.2, l'IRSN considère qu'un débit de fuite lié à la rupture d'une tuyauterie de faible diamètre du circuit primaire ou d'un de ses circuits auxiliaires par une chute d'équipement doit être défini et considéré pour dimensionner cet appoint.

**L'IRSN estime nécessaire que les dispositifs d'appoint aux piscines BK et BR retenus dans le noyau dur permettent de compenser l'évaporation due à l'absence de refroidissement du combustible ainsi que le débit de fuite lié à l'inétanchéité des peaux d'étanchéité des piscines et à la rupture d'une tuyauterie de faible diamètre du circuit primaire ou d'un de ses circuits auxiliaires, à la suite de son agression par la chute d'un équipement.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que le circuit primaire et ses circuits connectés non isolables sont identifiés comme « *SSC en interface du noyau dur* ». A ce titre, ils feront l'objet d'une vérification de robustesse et seront, le cas échéant, renforcés (sous réserve d'une analyse d'opportunité). Par conséquent, EDF ne prévoit pas de prendre en compte, pour la définition du noyau dur, de fuite associée à leur défaillance.

Pour autant, afin de conforter la robustesse de sa solution, EDF indique qu'il prendra en compte une marge forfaitaire pour le dimensionnement de ses dispositifs d'injection au circuit primaire et d'appoint à la piscine BK.

Pour l'EPR de Flamanville 3, le dispositif d'injection au circuit primaire et le dispositif d'appoint au BK présentent, par conception, des marges qui seront vérifiées.

L'IRSN estime que cet engagement est satisfaisant dans son principe. La valeur de la marge forfaitaire appliquée devra faire l'objet d'un examen ultérieur.

### **Stratégie particulière de conduite appliquée sur le réacteur de Flamanville 3**

Lors d'une opération de déchargement ou de rechargement de combustible, la stratégie d'EDF pour maîtriser l'inventaire en eau de la piscine BR du réacteur de Flamanville 3 consiste à mettre en service un appoint de secours par l'intermédiaire du réservoir IRWST et des pompes d'injection de sécurité basse pression (ISBP). Toutefois, dans cette configuration d'exploitation, l'ensemble des compartiments des piscines situés entre le compartiment d'entreposage et le compartiment cuve sont pleins et le réservoir IRWST, qui a servi à leur remplissage, est quasiment vide. La mise en service d'une pompe RIS BP en aspiration sur l'IRWST nécessite, au préalable, de retrouver une hauteur d'eau minimale à l'aspiration de cette pompe. Pour ce faire, le compartiment des lances de la piscine BR peut être vidangé dans l'IRWST sans risque pour le combustible puisque les assemblages ne transitent pas par ce compartiment isolé des autres par un batardeau. Sur la base de la note en référence [42], l'IRSN comprend que la vidange du seul volume d'eau contenu dans le compartiment des lances pourrait être insuffisante pour mettre en service une pompe ISBP. Une vidange partielle complémentaire des compartiments de la piscine BR où sont manutentionnés des assemblages, pourrait donc être nécessaire. Cette opération nécessite donc au préalable la dépose des assemblages en cours de manutention en position sûre dans le BK (c'est-à-dire dans un alvéole des racks d'entreposage ou dans le panier de transfert placé en position horizontale) ou en position basse dans le BR (cf. note EDF en référence [72]). Dans sa note en référence [42], EDF indique que les dispositions permettant de déposer un assemblage en position sûre, dans le BR ou dans le BK, seront intégrées au noyau dur. Par contre, l'isolement du tube de transfert n'est pas requis au titre de l'analyse fonctionnelle présentée par EDF. L'évacuation de l'énergie et la limitation de la pression du bâtiment réacteur est assurée par le système EVU en configuration d'aspersion, fonctionnant en recirculation sur le réservoir IRWST et refroidi par le système SRU.

L'IRSN souligne que la stratégie de conduite retenue par EDF apparaît très délicate puisque l'alimentation de l'IRWST se fait par les tuyauteries de vidange de compartiments de la piscine BR dans lesquels pourrait se trouver encore un assemblage suspendu au mât de la machine de chargement, susceptible d'être dénoyé en cas de vidange trop importante. L'IRSN constate qu'EDF ne donne aucun détail sur l'application de cette conduite en situation accidentelle et, en particulier, sur les moyens de contrôle de la vidange permettant d'éviter un dénoyage de l'assemblage présent en piscine. De plus, la stratégie d'EDF conduit à réduire volontairement l'inventaire en eau des piscines BR et BK et donc à réduire le délai de grâce avant ébullition des piscines.

Au contraire d'EDF, l'IRSN estime que la recirculation vers le réservoir IRWST doit être assurée par le débordement de la piscine BR dans ses trop plein, pour préserver l'inventaire en eau des piscines.

#### Attendu de l'IRSN :

Sur le réacteur de Flamanville 3, l'IRSN estime nécessaire que, lors des phases de déchargement et de rechargement du combustible, les dispositions du noyau dur et la stratégie de conduite retenue permettent de s'affranchir d'une vidange volontaire d'un compartiment d'une piscine dans lequel se trouve un ou plusieurs assemblage(s) de combustible ou en communication avec un compartiment contenant un ou plusieurs assemblage(s).

Les suites données par EDF à cet attendu de l'IRSN seront examinées dans le cadre de l'autorisation de la mise en service du réacteur de Flamanville 3.

### **3.4 NOYAU DUR POUR LA GESTION DE CRISE**

*« Le tsunami n'a pas uniquement endommagé les alimentations électriques. Le tsunami a aussi détruit ou emporté des véhicules, des équipements lourds, les réservoirs de fioul et de gravier. Il a détruit des bâtiments, des installations et d'autres machines. L'eau de mer du tsunami a inondé toute la zone des bâtiments et a même atteint les équipements de haute pression des réacteurs 3 et 4 ainsi que la piscine commune de refroidissement des assemblages usés]. Une fois l'eau retirée, les décombres résultant de l'inondation ont été éparpillés sur tout le site de la centrale, ce qui a entravé tout déplacement. Les plaques d'égout et de caniveaux avaient disparu, laissant des trous béants dans le sol. En outre, le séisme a soulevé, enfoncé ou fait s'écrouler l'intérieur des bâtiments et les voies de passage, ce qui a rendu l'accès ou la circulation dans la centrale extrêmement difficiles. Les réparations ont également été interrompues tandis que les ouvriers s'occupaient de réagir aux répliques sismiques intermittentes mais importantes et au tsunami. La perte de l'électricité a entraîné la perte soudaine des équipements de surveillance tels que les jauges, les compteurs, et les fonctionnalités de contrôle-commande dans la salle centrale. Les éclairages et les communications ont également été touchés. Les décisions et les réponses à l'accident ont dû être improvisées sur place par le personnel opérationnel, en l'absence d'outils et de manuels valides. » [150]*

### 3.4.1 PROPOSITION D'EDF

EDF définit les dispositions organisationnelles du noyau dur comme étant les dispositions minimales, strictement nécessaires à l'atteinte de l'objectif de sûreté associé au noyau dur, qui doivent rester assurées dans un environnement de site très dégradé. EDF considère deux phases pour définir les dispositions organisationnelles du « noyau dur » :

- la première phase correspond aux vingt-quatre premières heures qui suivent l'événement pour lesquelles les dispositions définies doivent permettre au site de gérer la situation de façon autonome. La vérification de la capacité de l'équipe présente sur site à conduire les installations et à « *piloter la crise* » est en cours en réponse à la prescription [ECS-35] de l'ASN [3] ;
- la phase au-delà des vingt-quatre premières heures comprend le renfort de l'équipe présente sur site par la FARN. Des études sont en cours en réponse à la prescription [ECS-36] de l'ASN pour définir les missions de la FARN et l'insertion de ce dispositif dans l'organisation de crise actuelle d'EDF.

EDF présente succinctement [43] la liste des dispositions qu'il qualifie de « *dispositions organisationnelles du noyau dur* » nécessaires à la gestion de la crise au niveau local :

- les moyens d'alerte qui doivent être assurés en toutes circonstances,
- les moyens supports à l'organisation :
  - des liaisons de communication renforcée dont le caractère opérationnel est garanti par la diversification des moyens,
  - des locaux avec les moyens nécessaires à leur utilisation (ventilations, éclairage, alimentation électrique autonome, les moyens de télécommunication, quelques moyens portatifs...) ; EDF considère que les locaux nécessaires à la gestion de crise se limitent aux salles de commande et aux centres de gestion de crise locaux (CCL), qui sont construits en remplacement des actuels Blocs de Sécurité (BDS),
  - des dispositions retenues pour assurer la santé, la sécurité et la protection du personnel,
  - des paramètres de l'installation utiles à la gestion de crise,
  - des mesures météorologiques et environnementales. Ces mesures sont en cours de définition.

### 3.4.2 ANALYSE DE L'IRSN

#### 3.4.2.1 Contour de l'analyse

La plupart des études structurantes pour la définition des dispositions de gestion de crise en regard des situations extrêmes considérées pour la définition du noyau dur sont attendues pour fin décembre 2012, dans le cadre des réponses aux prescriptions [ECS-31], [ECS-32], [ECS-35] et [ECS-36] article III [3].

La création de la FARN fait l'objet de la prescription [ECS-36] et des actions référencées [RECS-CRISE n° 12 à 15] [38, 39]. L'évaluation de ce dispositif par l'IRSN ne pourra être réalisée qu'à réception du dossier attendu courant 2013.

Dans ce contexte, le positionnement de l'IRSN sur le dossier présenté par l'exploitant en juin 2012 ne peut être que partiel en regard des éléments disponibles à ce jour. Une analyse plus approfondie devra être engagée à réception des éléments précités. Dans la suite du chapitre, l'IRSN dresse essentiellement un état d'avancement

des éléments transmis par EDF et fait état de ses attentes sur les dispositions du noyau dur pour la gestion de crise. Les demandes sont limitées à quelques points particuliers.

### **3.4.2.2 Définition des dispositions du noyau dur pour la gestion de crise**

EDF n'a pas précisé sa démarche de définition des dispositions du noyau dur pour la gestion de crise, au-delà de ce qui est présenté au chapitre 3.4.1 : il s'agit des dispositions « *strictement nécessaires* » pour atteindre l'objectif de sûreté assigné au noyau dur.

L'IRSN rappelle les missions incombant à l'exploitant en cas de situation d'urgence [21] :

- maîtriser la situation, de façon à prévenir ou réduire les conséquences de cette situation sur les personnes, la nature et l'environnement,
- alerter les autorités et les services extérieurs compétents, informer et coopérer avec ces entités en vue de prévenir les effets dangereux pour les personnes, la nature et l'environnement,
- protéger et informer les personnes sur site et porter secours aux personnes blessées et contaminées,
- caractériser l'état radiologique du site et participer à la caractérisation de l'état radiologique de l'environnement à l'extérieur du site,
- informer les médias et la population en liaison avec les pouvoirs publics,
- le cas échéant, réaliser, par délégation du préfet, des actions d'alerte ou de protection de la nature, de l'environnement, des travailleurs, des personnes présentes sur le site et des personnes du public.

Ces missions ont été traduites dans la réglementation au travers des articles 7.1 et 7.2 de l'arrêté INB de février 2012.

#### **Position de l'IRSN :**

**L'IRSN estime que l'ensemble des missions incombant à l'exploitant en cas de situation d'urgence doit pouvoir être assuré en cas d'agression extrême.**

Au titre de la réglementation relative à la gestion des situations d'urgence, tout exploitant doit :

1) identifier les situations à couvrir (les accidents susceptibles de se produire et nécessitant le déclenchement d'un PUI), les caractériser, ainsi que l'état de l'installation et du site en découlant. Ces éléments doivent être présentés dans la partie A4 du PUI ou dans l'étude de dimensionnement du PUI du rapport de sûreté,

2) présenter, dans le PUI, les dispositions organisationnelles, matérielles et humaines nécessaires pour assurer les missions de gestion de crise. Il s'agit de présenter :

- les modalités de déclenchement et de diffusion de l'alerte,
- l'organisation interne du site, c'est à dire la composition et les missions de chaque poste de commandement de crise (PC),
- les compétences et la formation des équipiers de crise,
- les moyens matériels spécifiques au PUI et les locaux de crise, à savoir :
  - les moyens d'alerte,
  - les moyens de télécommunication,
  - les moyens de transmission des données,

- les moyens prévus pour la détection, le diagnostic et le suivi des situations accidentelles (moyens fixes ou mobiles, environnementaux et météorologiques),
- les locaux de crise,
- les dispositions envisagées pour la protection des équipiers de crise et des personnes présentes sur site,

3) justifier la capacité des dispositions organisationnelles, matérielles et humaines ainsi retenues à faire face aux situations identifiées au point 1). Ces justifications sont à présenter dans la partie A4 ou l'étude de dimensionnement du PUI.

Les articles I et IV de la prescription [ECS-1] demandent aux exploitants d'identifier le contenu et les exigences associées au noyau dur « gestion de crise », à savoir préciser les dispositions organisationnelles, matérielles et humaines prévues par l'exploitant pour faire face à des situations d'agressions extrêmes. D'un point de vue méthodologique, le travail à mener par EDF est tout à fait similaire à celui d'ores et déjà requis afin d'élaborer un PUI opérationnel. Les situations à étudier sont par contre, elles, tout à fait nouvelles.

#### Position de l'IRSN :

L'IRSN considère que, pour définir les dispositions de gestion de crise du noyau dur, EDF devra :

- 1) caractériser les états de site (état des installations nucléaires, des autres bâtiments, des voies de communication internes et externes, de l'environnement industriel) susceptibles de découler des agressions prises en compte pour le dimensionnement du noyau dur ;
- 2) évaluer les besoins spécifiques pour la gestion de crise résultant des nouvelles situations identifiées à l'étape 1 ;
- 3) justifier qu'il est à même d'accomplir l'ensemble des missions qui lui incombent en termes de gestion de crise, pour tous les états de site identifiés à l'étape 1).

Ces trois étapes font l'objet des paragraphes suivants.

### **3.4.2.3 Caractérisation des états de site - situations initiales postulées**

Ainsi qu'il l'indique précédemment, l'IRSN considère qu'à l'identique de la démarche retenue pour définir les dispositions du PUI, la définition des dispositions de gestion de crise relevant du noyau dur doit s'appuyer sur une caractérisation des états de site possibles consécutivement à une agression extrême.

L'IRSN note qu'EDF n'a pas prévu d'étude en ce sens. Dans le cadre de sa réponse [ASN-GP2 CRI1a], EDF retient uniquement le cas d'un site isolé en heures non ouvrables, cas qu'il considère enveloppe vis-à-vis du pilotage des installations et de la gestion de la crise, quelle que soit l'agression extrême considérée et ses effets sur le site. EDF a indiqué dans sa réponse [119] au questionnaire IRSN qu' : « *il s'assurera de vérifier que les conséquences de l'accident ainsi que les effets induits par les phénomènes naturels extrêmes considérés ne sont pas susceptibles de compromettre les SSC du noyau dur ou les actions des opérateurs et des actions des équipes de crise nécessaires* ». Cette vérification sera réalisée à la suite des études demandées au titre des prescriptions [ECS-14], [ECS-31] et [ECS-35] attendues à partir de fin de 2012.

L'IRSN considère que la réponse apportée par EDF à ce stade n'est pas satisfaisante. Les agressions retenues pour la définition du noyau dur peuvent affecter l'état d'un site de multiples façons, en fonction de leur nature, de leur

intensité, de leur cumul éventuel avec d'autres agressions, des effets induits associés (rejets importants, fusion du cœur...).

L'isolement d'un site en heures non ouvrables est une situation envisageable. Il est peu probable que l'isolement du site soit la seule conséquence d'une agression extrême sur un site, indépendamment de la défaillance de certains équipements dans les installations. Il n'est bien évidemment pas question de décrire de manière exhaustive tous les états de site possibles ; il est toutefois possible de définir des états-types représentatifs d'un ensemble de conséquences pouvant résulter des différentes agressions ou des différents cumuls d'agressions considérés (présence de débris susceptibles de rendre inaccessible certains locaux, départs de feux, épandages de fioul ou de lubrifiants, écroulement de certaines structures...).

Différentes configurations relatives à la présence de personnel sur site doivent également être considérées : l'hypothèse retenue par EDF concernant le moment de l'accident (heures non ouvrables) est pénalisant vis-à-vis de la conduite des installations mais n'est pas forcément majorant pour la définition des dispositions de gestion de crise. Par exemple, la présence d'un nombre important de personnes sur le site au moment de l'accident peut engendrer un nombre conséquent de blessés qui devront être secourus.

Afin de définir les dispositions de crise du noyau dur post-Fukushima, l'IRSN estime qu'EDF devra identifier des états de site majorants des effets sur le site des agressions extrêmes envisagées indépendamment de la séquence accidentelle en cours sur les installations.

En réponse à cette demande EDF a proposé l'action suivante :

*« Après l'accident de Fukushima, EDF a dimensionné sa planification d'urgence sur la base d'une situation extrême dans laquelle le site ne pourrait compter que sur l'équipe de quart présente pendant les premières 24 heures, alors que les astreintes ne seraient pas opérantes dans leur ensemble en raison d'une agression extrême.*

*Cette situation de dimensionnement permet de raisonner sur les besoins de l'installation en ressources matérielles et humaines indépendamment de l'événement à l'origine de la crise.*

*De façon complémentaire, EDF étudiera une seconde situation de dimensionnement « réaliste », consiste à imaginer que du personnel est présent sur le site, plus ou moins nombreux, et que sa protection doit être assurée. C'est un objectif de la gestion de crise rappelé dans la note « Disposition organisationnelles du noyau dur ».*

*Par ailleurs, la gestion de crise peut être plus ou moins difficile à mettre en œuvre dans ces situations de dimensionnement selon la situation du site (i.e. immeubles effondrés, présence d'eau...).*

*En complément de l'organisation répondant à la situation de dimensionnement « site en crise extrême isolé sans astreinte », EDF intégrera au Référentiel de Crise Post Fukushima (RCPF) une seconde situation de dimensionnement « site en crise extrême isolé avec présence de personnel ».*

*EDF fera dans ce cadre une étude paramétrique des organisations proposées selon que des immeubles se sont effondrés, le site est encombré de gravats, le site est inondé, le site présente un risque de contamination radiologique.*

*EDF propose enfin que, par reconduction du processus d'instruction suivi lors de l'instruction technique du référentiel dit « 2RC », l'élaboration du RCPF soit rythmée par des points de partage réguliers avec l'ASN et l'IRSN, de façon à viser une échéance de mise en œuvre fin 2014. »*

Cet engagement répond à la demande de l'IRSN.

#### **3.4.2.4 Identification de besoins spécifiques**

A ce stade, EDF n'a pas mené de réflexion approfondie sur la faisabilité des actions de gestion de crise compte tenu des dégradations possibles de l'état général du site. Il ne s'est interrogé ni sur les difficultés éventuelles qui pourraient être rencontrées ni sur la nécessité de prendre en compte des besoins spécifiques (déblaiement de débris, difficultés de déplacement sur le site, détection de fuites liquides contaminées sur le site, gestion d'effluents radioactifs ...). Les propositions d'améliorations ou de renforcement des moyens de crise sont faites indépendamment de toute considération concernant l'agression initiale et ses effets sur l'état du site.

L'IRSN a d'ores et déjà identifié des actions à réaliser dans le cadre de la gestion de crise pour lesquelles il conviendrait de s'interroger sur leur faisabilité compte tenu des moyens disponibles actuellement sur les sites :

1. le diagnostic de l'état des installations et du site après une agression extrême,
2. la prise en charge du personnel sur site,
3. l'alerte et la mobilisation des équipes de crise,
4. les informations techniques nécessaires à l'expertise de crise,
5. la circulation de l'information entre les équipes de crise,
6. la disponibilité des moyens matériels présents en permanence sur le site,
7. la protection des équipiers de crise lors des interventions,
8. l'interface entre la FARN et les moyens du site,
9. les locaux de gestion de crise.

EDF n'a pas fourni d'éléments relatifs aux points 1 et 2.

Pour ce qui concerne le point 1, l'IRSN estime que, après un aléa majeur, le site nucléaire affecté peut être significativement dégradé. Aussi, l'établissement rapide d'un diagnostic de l'état des installations et du site lui apparaît essentiel. L'IRSN considère que cette action nécessite de prévoir des dispositions spécifiques pour pouvoir être réalisées efficacement afin de caractériser, notamment :

- l'état des installations nucléaires,
- l'état de dégradation des infrastructures non nucléaires du site,
- l'état des voies de communication internes et externes au site,
- l'ambiance radiologique et toxique sur le site,
- le bilan humain : effectif présent sur site avant l'événement, personnel présent dans les locaux de regroupement, nombre de victimes.

Pour ce qui concerne le point 2, l'IRSN souligne que, après une agression majeure, l'exploitant pourrait avoir à prendre en charge du personnel (blessé ou non) en grand nombre, dans un environnement potentiellement très dégradé (sur site et hors site). L'IRSN considère que la prise en charge d'un grand nombre de blessés nécessiterait de fait des dispositions spécifiques pour pouvoir être réalisées efficacement.



Pour ce qui concerne les points 3 à 9, la plupart des éléments de réponse sont attendus pour fin 2012. EDF ne présente donc que peu d'éléments dans les dossiers transmis. L'IRSN a toutefois relevé les principaux points suivants :

- Alerte et mobilisation des équipes de crise : EDF n'aborde pas, dans son dossier, la question de la mobilisation des équipiers locaux de crise. Dans son document en projet [49], EDF vise à montrer que l'effectif minimal présent sur le site est à même de piloter les installations du site et de gérer la crise dans un cas extrême d'isolement du site en heures non ouvrables. En cas d'événement réel, le personnel du site affecté tenterait à l'évidence d'alerter et de mobiliser les équipiers locaux de crise. Il conviendrait qu'EDF précise les modalités de cette alerte et de leur mobilisation en cas de catastrophe naturelle. L'IRSN considère primordial qu'EDF définisse ces modalités. A titre d'illustration, EDF pourrait prévoir, au titre de l'organisation de crise (locale ou nationale), une personne dont la mission serait d'identifier les équipiers de crise disponibles et des moyens d'acheminement de ces équipiers sur le site dans un environnement potentiellement dégradé ;
- Information technique nécessaire à la gestion de la crise : EDF présente en référence [41], au titre des dispositions matérielles du noyau dur pour la gestion de l'accident, une liste d'informations limitées nécessaires, d'une part à la conduite de l'installation, d'autre part à la gestion de crise. Pour ce qui concerne la gestion de crise, la liste des informations nécessaires se limite aux :
  - mesures d'activité en salle de commande ;
  - mesures météorologiques et environnementales (radiologique et chimique, à l'intérieur et à l'extérieur des locaux de gestion de crise) ;
  - informations nécessaires à la surveillance du fonctionnement du DUS.

L'IRSN estime que cette liste d'information est insuffisante (cf. chapitre 3.1.2.4) ; par exemple, l'information de détection de la percée de la cuve n'y figure pas. Des questions à ce sujet ont été posées par l'IRSN, dont certaines directement liées à la gestion de crise (message ¼ d'heure et méthode 3D/3P). De façon générale, l'IRSN considère qu'il est essentiel que les équipes de crise locales et nationales disposent pendant toute la durée de la crise des mesures environnementales (météorologiques, mesures radiologiques et chimiques dans l'environnement) et des paramètres permettant de diagnostiquer l'état de dégradation des installations et du site ainsi que de mesures radiologiques et chimiques dans tous les locaux nécessaires à la gestion de crise, en particulier ceux dans lesquels du personnel doit séjourner en permanence.

Par ailleurs, l'IRSN considère que des mesures fiables permettant de caractériser les rejets radiologiques en cas de relâchement de produits de fission à l'extérieur de l'installation et de connaître les conditions météorologiques locales sur le site au moment des rejets constituent une source d'information fondamentale, notamment pour les pouvoirs publics pour décider de la nature et de l'ampleur des actions de protection des populations à engager. La mesure d'activité KRT associée au dispositif U5 devrait par exemple être retenue dans le noyau dur. Ce point est un enseignement majeur tiré de l'accident de Fukushima ;

- Circulation fluide de l'information technique : EDF [116] ne retient qu'un seul téléphone satellitaire autonome sur site pour la remontée des informations vers son équipe nationale de crise. EDF étudie [116] également un moyen informatique de renvoi des messages « quart d'heure » vers son équipe nationale, nécessitant une saisie manuelle préalable sur site des informations techniques. EDF n'envisage pas, au stade actuel de sa réflexion, d'intégrer ce moyen dans le noyau dur. L'IRSN considère que retenir un seul

moyen satellitaire de communication au titre du noyau dur apparaît insuffisant en regard du nombre d'informations à transmettre et de personnes à contacter. Par ailleurs, l'IRSN rappelle qu'il convient de s'assurer que les équipes locales et nationales de crise pourront accéder rapidement à l'information technique nécessaire à l'expertise et à la prise de décisions appropriées à la situation rencontrée. Sans remettre en cause l'intérêt des messages « quart d'heure », l'IRSN rappelle que la saisie manuelle de ces messages mobiliserait à l'évidence un équipier de crise à temps plein, par réacteur, alors que de nombreuses autres actions prioritaires doivent être réalisées. Ainsi, disposer, en complément des dispositions précédentes, de moyens robustes de report, vers les centres techniques de crise, des données disponibles sur le site en limitant autant que faire se peut l'intervention humaine, apparaît comme une disposition incontournable ;

- Moyens matériels présents en permanence sur site : EDF [41] fournit quelques éléments sur des renforcements prévus de moyens matériels présents en permanence sur site (éclairages portatifs...) mais n'apporte aucun élément concernant la disponibilité, sur site, de moyens de déblaiement (type travaux publics). Sur ce point, EDF [117] précise que des moyens de déblaiement régionaux apportés par la FARN sont à l'étude. EDF ne justifie pas l'absence de besoin particulier de moyens sur site pour accéder aux locaux nécessaires à la gestion de crise pendant les vingt-quatre premières heures suivant l'agression. L'IRSN considère que ce point mérite d'être justifié par l'exploitant ;
- Protection des intervenants sur site : EDF propose [118] des dispositions de protection du personnel et des intervenants extérieurs sans avoir préalablement identifié les types d'effets liés aux phénomènes et produits « dangereux » qui pourraient résulter de conséquences directes ou indirectes des agressions extrêmes étudiées. L'IRSN rappelle à ce sujet que la prescription [ECS-14] de l'ASN demande à l'exploitant de compléter « ses études actuelles, au plus tard le 31 décembre 2013, par la prise en compte du risque créé par les activités situées à proximité de ses installations, dans les situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, et en relation avec les exploitants voisins responsables de ces activités (installations nucléaires, installations classées pour la protection de l'environnement ou autres installations susceptibles de présenter un danger). A cette échéance, l'exploitant propose les éventuelles modifications à apporter à ses installations ou leurs modalités d'exploitation résultant de cette analyse ». Pour l'IRSN, il est important d'identifier l'ensemble des produits et phénomènes dangereux susceptibles d'impacter l'environnement du site afin de dimensionner les moyens de protection appropriés aux risques rencontrés ;
- Interface entre la FARN et les moyens du site : EDF prévoit un renfort du site par la FARN à partir de vingt-quatre heures après le début de l'accident. EDF ne distingue pas précisément les moyens matériels appartenant au noyau dur et ceux apportés par la FARN. Ainsi qu'il l'a souligné au chapitre 2.4.2.3 pour les SSC utilisés pour la conduite des installations, l'IRSN considère qu'il est essentiel qu'EDF identifie précisément les moyens dédiés à la gestion de crise disponibles sur le site, substituables ou non par la FARN, afin de définir les exigences de ces équipements. Par ailleurs, EDF devra préciser les évolutions des organisations PUI des sites pour pouvoir intégrer efficacement le dispositif FARN ;
- Locaux de gestion de crise nécessaires à la mise en œuvre du noyau dur. EDF ne retient que la salle de commande et le futur Centre de gestion de Crise Local (CCL) comme locaux nécessaires à la mise en œuvre du noyau dur. L'IRSN considère que la liste des locaux nécessaires à la mise en œuvre du noyau dur devra être réexaminée à la lumière des résultats des études de caractérisation des états de site et de son environnement pour toutes les agressions retenues pour la définition du noyau dur.

L'IRSN estime que l'exploitant devra compléter les études en cours par les actions suivantes :

1. étudier les dispositions prévues pour réaliser un diagnostic rapide de l'état des installations et du site après l'agression. Les états du site qu'il convient de diagnostiquer comportent notamment l'état des installations nucléaires, y compris des piscines de désactivation du combustible nucléaire, l'état de dégradation des infrastructures non nucléaires du site, l'état des voies de communication internes et externes au site, l'ambiance radiologique et toxique du site ;
2. étudier les modalités de prise en charge du personnel sur site après l'événement ;
3. identifier les modalités d'alerte et de mobilisation des équipes locales de crise disponibles, pour faire face aux situations extrêmes considérées dans les ECS ;
4. compléter l'information technique nécessaire à la gestion de crise, pour les différentes situations considérées dans les ECS, ainsi que l'instrumentation et les moyens de transmission en découlant pour permettre aux cellules de crise d'EDF et des pouvoirs publics d'assurer les missions qui leur incombent ;
5. prévoir des moyens robustes de report, vers les centres techniques de crise, des données disponibles sur le site en limitant autant que faire se peut l'intervention humaine ;
6. prévoir des moyens permettant de garantir l'accessibilité des points essentiels à la gestion de crise sur site ou, le cas échéant justifier l'absence de besoin avant la mise en œuvre des moyens de la FARN ;
7. prévoir des dispositions de protection des intervenants sur site et dans les locaux de crise contre l'ensemble des effets liés aux phénomènes et produits « dangereux » qui pourraient résulter des conséquences directes et indirectes des situations extrêmes considérées ;
8. identifier les moyens de gestion de crise du site non substituables par la FARN afin de définir précisément les exigences à appliquer à ces matériels ;
9. identifier l'ensemble des locaux nécessaires à la gestion de la crise et les renforcements à prévoir à la lumière des résultats des études de caractérisation des états de site et de son environnement pour toutes les agressions étudiées.

EDF a pris un engagement reprenant globalement les points susmentionnés. Certains éléments seront transmis en réponse à la prescription [ECS-35] dont l'échéance est fixée au 31 décembre 2012 pour les réacteurs du parc en exploitation et au dépôt de la demande d'autorisation de mise en service de l'EPR FA3. Les autres points seront traités dans le cadre du Référentiel de Crise Post-Fukushima (RCPF) en cours d'élaboration par EDF.

L'IRSN souligne qu'il sera particulièrement attentif aux moyens de report des informations techniques vers les centres techniques de crise qui seront proposés par EDF ; ces moyens doivent avoir des exigences de fiabilité et de disponibilité élevées afin de permettre aux équipes de crise locales et surtout nationales d'assurer leurs missions d'appui au site et d'information des pouvoirs publics tout en limitant la charge de travail générée par la remontée d'informations sur le site.

### **3.4.2.5 Mise en place d'un centre de crise local dans le cadre du noyau dur**

L'amélioration la plus notable et la plus aboutie proposée par EDF concerne la construction d'un bâtiment de grande résistance, appelé Centre de Crise Local (CCL), à partir duquel serait gérée la crise. EDF doit transmettre, au titre de sa position et action [ASN-GP2 CRI3], prise à l'occasion du GP de novembre 2011 et dont la réponse est attendue pour fin 2012, une étude préliminaire de conception de ces bâtiments. Il a fait part, au cours de l'instruction technique, de premiers éléments, en réponse au questionnaire IRSN, qui suscitent d'ores et déjà des remarques ou observations présentées ci-après.

Il ressort des éléments transmis par EDF qu'il s'agit d'un bâtiment disposant d'une zone vie ayant une capacité d'accueil comprise entre 69 et 98 personnes, d'une zone de gestion de crise, d'une zone de contrôle et de décontamination et d'une zone d'entreposage de matériel. EDF rappelle dans son dossier que le CCL devra répondre aux exigences du noyau dur et fournit quelques informations sur les exigences de conception du bâtiment. EDF prévoit que les exigences de dimensionnement de ce bâtiment, notamment pour le séisme et l'inondation, seront les mêmes, quel que soit le site, hormis quelques spécificités intrinsèques aux sites. A ce stade des études menées par EDF, les seules particularités identifiées concernent les capacités d'accueil du bâtiment (qui dépendent de la taille du site) et les dispositifs de protection vis-à-vis du risque chimique qui peuvent varier d'un site à l'autre. Les niveaux d'ambiance radioactive extérieure sont en cours de définition. Le lieu d'implantation du CCL sur chaque site fait l'objet d'une étude détaillée encore en cours. L'option retenue par EDF de retenir des exigences de dimensionnement du CCL identiques pour tous les sites, hormis quelques spécificités liées aux caractéristiques propres aux sites d'implantation (le nombre de tranches par site par exemple qui conditionne le nombre d'équipiers de crise) apparaît satisfaisante.

Par ailleurs, les premiers éléments concernant les fonctionnalités de ce nouveau bâtiment n'appellent pas, à ce stade, de remarque de la part de l'IRSN.

Lors du GP de novembre 2011, l'IRSN avait considéré que l'abandon d'un site nucléaire à la suite d'un accident, qui laisserait les installations hors de contrôle, n'était en aucun cas envisageable. A ce titre, l'IRSN estime que la décision prise par EDF de construire un CCL sur chaque site est une avancée significative. Etant tout à fait indispensable à la gestion de la crise sur site et au caractère opérationnel du dernier niveau de la défense en profondeur, l'IRSN estime qu'EDF devra retenir, pour le dimensionnement du CCL, des critères offrant des marges confortables vis-à-vis des agressions extrêmes et de leurs effets induits. Plus globalement, il convient en complément de s'interroger sur la liste des agressions qui doit être retenue pour définir le noyau dur (cf. chapitre 4.2.1.3). En toute rigueur, le CCL devrait être opérationnel pour tout type d'agressions extrêmes. L'IRSN invite EDF à compléter la liste des agressions prises en compte pour la définition des exigences associées au CCL.

#### **Position IRSN**

**Le CCL devra, au même titre que les équipements neufs du ND, être dimensionné selon des critères garantissant l'existence de marges confortables au-delà des niveaux d'agression considérés pour le séisme et l'inondation.**

Dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est positionné sur ce point et a rappelé que les exigences de conception du CCL sont celles retenues pour le noyau dur.

EDF ne retient pas l'option de doter le CCL des moyens de pilotage des principaux équipements du noyau dur, considérant que la salle de commande reste habitable et opérationnelle pour les situations extrêmes considérées dans les ECS. A ce titre, EDF a transmis [69], début octobre, une première note de synthèse visant à montrer que l'habitabilité de la salle de commande pouvait être garantie en cas d'ouverture du dispositif de décompression de l'enceinte. L'IRSN n'a pas pu réaliser l'instruction de ce document, mais d'autres effets peuvent remettre en cause l'habitabilité de la salle de commande (entrechoquements entre bâtiments...). Ce point est abordé au chapitre 3.1.2.2 .

Si la démonstration de la tenue de la salle de commande aux « conditions du noyau dur » n'aboutit pas, il en résultera un impact sur la définition et le dimensionnement du CCL.

### **3.4.3 ASPECTS FACTEURS HUMAINS ET ORGANISATIONNELS**

#### **3.4.3.1 Dossier de l'exploitant**

Le dossier transmis par EDF au 30 juin 2012 pour le noyau dur associé aux ECS ne comporte aucune indication particulière sur les impacts que pourrait avoir une situation extrême sur les hommes et les organisations.

#### **3.4.3.2 Analyse de l'IRSN**

Pour effectuer son analyse, l'IRSN s'est appuyé sur certains enseignements tirés à ce jour, du point de vue organisationnel et humain, de l'accident de Fukushima Dai-ichi, en particulier ceux publiés récemment par l'INPO [148], tout en étant bien conscient qu'il s'agit de premiers éléments d'un retour d'expérience qui reste encore à analyser de façon plus approfondie.

Un premier point qui ressort de l'accident de Fukushima est la confrontation soudaine des acteurs à une situation imprévue et qui aurait été dans le passé considérée comme impossible. De ce fait les hommes et les organisations n'y étaient que très partiellement préparés.

Ce premier point est important car il pose d'emblée la question de ce que sont les situations de crise liées à un accident majeur. Une approche possible consiste à analyser ces situations dans un cadre délimité reposant sur des scénarios connus, identifiés, des procédures adaptées, des organisations bien impliquées, des rôles et responsabilités clairs, une situation perçue comme pouvant être maîtrisée assez rapidement, caractéristiques d'une situation d'accident classique [152]. Or les études des situations de crise liées à des événements majeurs ou catastrophes font ressortir l'état de rupture lié à la soudaineté et à la profondeur des déstabilisations engendrées qui débordent les capacités organisationnelles et humaines prévues pour y répondre. Ces situations provoquent un effondrement des schémas de représentation des acteurs impliqués sur les conduites à tenir face au déferlement des nombreux problèmes à traiter, ceci dans un contexte d'urgence et de coordination d'un grand nombre d'intervenants exposés aux aléas et aux dysfonctionnements induits par l'accident et en difficulté pour accomplir les missions et assumer les responsabilités formellement prévues pour traiter l'accident et gérer la crise.

Quels que soient le degré d'anticipation des situations extrêmes envisageables et la préparation pour y faire face, une situation d'accident grave ou de catastrophe aura des impacts sur le fonctionnement des hommes et des organisations : impacts sur la performance individuelle (physique, cognitive, relationnelle, etc.), sur la performance collective (capacité à se construire une représentation partagée et stable de la situation, etc.) et plus largement au niveau organisationnel sur les capacités de décider, de communiquer, de déléguer et partager

les rôles et responsabilités, etc. dans un contexte où se produiront inévitablement des conflits de compétences, de pouvoir, d'autorité ou de légitimité entre les acteurs et les organisations concernées.

Le noyau dur proposé par EDF repose sur un ensemble de dispositions matérielles et organisationnelles robustes permettant de faire face à des situations extrêmes [40]. Pour l'IRSN, il est essentiel que cette démarche prenne en compte, au-delà des situations qui peuvent être identifiées et faire l'objet de mesures prévues, le fait qu'une situation de type extrême aura inévitablement des impacts sur les hommes et les organisations et leur fonctionnement face à des aspects imprévisibles de la situation.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF doit mener une réflexion sur les facteurs susceptibles d'affecter en profondeur la capacité des hommes et des organisations à décider, communiquer et agir dans les états de rupture et déstabilisation caractéristiques d'une crise majeure, et d'en déduire les mesures à mettre en œuvre pour les aider, autant que possible, à y faire face avec robustesse.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à apporter des précisions sur ce point dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle pas de commentaire de l'IRSN à ce stade.

Un second point concerne le comportement prévisible des acteurs face à une situation extrême. Il convient sur ce point de souligner la mobilisation des personnels des sites les plus touchés, Fukushima Dai-ichi et Dai-douze, pour faire face à la situation et agir avec les moyens dont ils disposaient. Cet aspect est mentionné à plusieurs reprises dans le rapport de l'INPO [148], qui met l'accent sur leur engagement, leur résilience et leur ingéniosité, sur une longue durée et dans des conditions de vie difficiles. Cet enseignement conduit à mettre en question les idées préconçues sur le probable comportement d'évitement et de fuite des personnels d'un site nucléaire dégradé par des conditions extrêmes.

Il est certes difficile de répondre avec un degré satisfaisant de certitude à la question de la capacité des acteurs à rester disponibles et mobilisés dans une situation où leur propre vie ou celle de leurs proches peut être mise en jeu. Mais cette question est importante pour la gestion d'une situation extrême dans la mesure où elle conditionne l'efficacité des moyens humains mobilisables sur un site dans une telle situation. De ce fait, elle mérite d'être examinée avec attention et de considérer notamment les facteurs qui seraient à même de favoriser un comportement de mobilisation et d'engagement dans la durée, par exemple tels que la capacité des acteurs à être utiles à la maîtrise de la situation, la perception claire des risques pour sa sécurité et sa santé ou encore la confiance dans la mise en sécurité de ses proches.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF devrait identifier les facteurs qui seraient à même de favoriser un comportement de mobilisation et d'engagement du personnel dans la durée en situation extrême, et en dégager les mesures (matérielles, individuelles, organisationnelles) nouvelles ou déjà existantes permettant de développer ou de renforcer ces facteurs et de les maintenir dans la durée.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à apporter des précisions sur ce point dans le dossier qui sera remis fin décembre 2012 dans le cadre de la prescription [ECS-35], ce qui n'appelle donc pas de commentaire de la part de l'IRSN.

Le troisième point porte sur la capacité des acteurs à prendre les décisions et à effectuer les actions requises et appropriées à une situation extrême dans des conditions d'organisation, d'intervention et de vie très difficiles. Ce point a été abordé dans les chapitres 3.1 et 3.2 pour la faisabilité des actions prévues et est abordé dans le chapitre 4.1 pour la prise en compte des aspects liés aux hommes et organisations dans la conception des dispositions matérielles et organisationnelles du noyau dur.

## **4 EXIGENCES ASSOCIEES AU NOYAU DUR**

Comme indiqué dans le chapitre 2, il convient de s'assurer que le noyau dur sera opérationnel dans toutes les situations pour lesquelles il doit assurer ses missions.

En effet, en cas de situations extrêmes, compte tenu des effets faibles qui surviendraient en cas de défaillance du noyau dur, il apparaît nécessaire d'avoir une bonne confiance dans la capacité du noyau dur à assurer ses fonctions.

Cette confiance passe par des exigences à définir et à appliquer au noyau dur, en termes de :

- fiabilité et disponibilité des fonctions assurées par le noyau dur ; celles-ci peuvent s'apprécier en fonction des différentes exigences retenues, en termes de conception, de réalisation, de qualification et de suivi en exploitation des équipements du noyau dur,
- robustesse aux agressions extrêmes ; dans ce cadre, il convient à la fois :
  - d'établir la liste des agressions extrêmes auxquelles le noyau dur devra permettre de faire face, leurs niveaux, les effets induits par ces agressions (inondation interne, incendie...),
  - de définir les méthodes et les critères à mettre en œuvre pour justifier la capacité du noyau dur à remplir ses fonctions, pour les sollicitations dues aux agressions extrêmes et à leurs effets.

L'ensemble de ces éléments est abordé dans les paragraphes ci-après.

### **4.1 FIABILITE ET DISPONIBILITE DES FONCTIONS ASSUREES PAR LES SSC DU NOYAU DUR**

En préalable, l'IRSN rappelle la position d'EDF qui consiste à considérer : « *qu'aucun dysfonctionnement / défaillance de SSC du Noyau Dur n'est pris en compte dans la démarche générale* » [110]. Or la fiabilité des fonctions du noyau dur dépend, d'une part de l'architecture retenue pour assurer ces fonctions (redondance, diversification...), d'autre part de la fiabilité des SSC qu'elles mettent en jeu.

A cet égard, même si les SSC mis en œuvre peuvent être considérés comme robustes aux agressions, au sens de l'analyse faite au paragraphe 4.2, il importe de limiter le risque de défaillance d'une fonction du noyau dur sur toute la durée pendant laquelle la fonction doit être assurée.

Les exigences à appliquer à la conception, à la réalisation et au suivi en exploitation des SSC du noyau dur doivent permettre d'assurer, avec un degré de confiance suffisant, que les fonctions du noyau dur pourront être accomplies.

#### **4.1.1 EXIGENCES DE CONCEPTION, DE REALISATION ET D'EXPLOITATION**

Outre les exigences de robustesse du noyau dur aux agressions extrêmes et aux effets induits retenues par EDF présentées au paragraphe 4.2, le dossier transmis précise que la fonctionnalité des dispositions matérielles du noyau dur fera l'objet d'une vérification lorsqu'elle est requise dans des conditions d'ambiance dégradées. Les exigences présentées par EDF dans la note [40] restent extrêmement générales et appellent les commentaires ci-après.

Tout d'abord, l'IRSN souligne que, de son point de vue, les règles de conception du noyau dur doivent permettre de répondre aux principes évoqués au chapitre 2.4, afin de garantir une robustesse, une fiabilité, une disponibilité



et des capacités fonctionnelles adéquates ; or, pour les dispositions matérielles, l'atteinte de ces objectifs passe, en particulier, par :

- la mise en œuvre de plusieurs lignes de défense totalement ou en partie redondantes entre elles et diversifiées par rapport à l'existant ; ce point est abordé aux chapitres 2.2 et 3,
- l'utilisation privilégiée d'équipements nouveaux pour les fonctions à assurer, ainsi que pour leurs fonctions supports ; ce point est présenté au chapitre 3 dans l'analyse du périmètre du noyau dur,
- des capacités fonctionnelles du noyau dur lui permettant de faire face à des situations « enveloppes » des seules situations de perte de source froide, de perte totale des alimentations électriques et d'accident grave ; ce point est abordé au chapitre 3,
- la démonstration de la robustesse du noyau dur aux agressions extrêmes considérées et à leurs effets induits ; ce point est traité au paragraphe 4.2,
- l'utilisation de SSC ayant des exigences fortes de conception, de réalisation et de suivi en exploitation.

Ces exigences, qui doivent permettre d'atteindre un degré de confiance élevé dans la capacité du noyau dur à assurer ses fonctions, en situation extrêmes, doivent être définies et justifiées par EDF, et ce de façon formalisée et cohérente entre les différents SSC du noyau dur, suivant un « référentiel noyau dur »

Par conséquent, **l'IRSN estime nécessaire que l'exploitant définisse un référentiel associé au noyau dur. Ce référentiel devra inclure les exigences de conception, de réalisation et de suivi en exploitation associées au noyau dur et aux SSC en interface.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à « *intégrer le domaine noyau dur dans la démarche de sûreté, et [à traduire] cette évolution dans le rapport de sûreté des installations et les règles générales d'exploitation* ».

L'IRSN détaille dans la suite certains attendus en termes d'exigences de conception, de réalisation et de suivi en exploitation à appliquer au noyau dur.

Dans ce cadre, l'IRSN note que, outre les exigences de conception découlant de l'application des différents principes évoqués au chapitre 2, certaines exigences de conception et de réalisation sont portées par les classements de sûreté des SSC.

Dans son dossier initial [40], EDF n'a défini qu'un classement très général pour les SSC du noyau dur :

- IPS-NC pour le noyau dur du parc en exploitation,
- classement spécifique « noyau dur » pour l'EPR.

Sans se prononcer sur l'aspect formel de la proposition d'EDF (classement IPS-NC ou « noyau dur »), l'IRSN a explicité sa position concernant les exigences à associer aux dispositions du noyau dur en termes de :

- classement mécanique,
- classement des équipements électriques et de contrôle-commande,
- qualification aux conditions de sollicitations et d'ambiance,
- lors de l'exploitation,
- sur la prise en compte des FOH.

#### **4.1.1.1 Classement mécanique**

Concernant les exigences mécaniques, l'IRSN souligne que le classement « mécanique » à appliquer aux SSC du noyau dur n'a pas été indiqué. Or, pour les REP en exploitation et pour l'EPR, ce classement de sûreté fournit, entre autres, les exigences minimales de conception et de réalisation associées à un SSC, ainsi que les critères à appliquer pour leur dimensionnement. A ce stade de la définition du noyau dur, il paraît indispensable que le classement associé aux SSC du noyau dur fournisse une confiance élevée dans la robustesse des équipements aux agressions et, pour les SSC neufs, dans les procédés de fabrication et de mise en service.

**Aussi, le choix de retenir pour les SSC du noyau dur un classement IPS-NC, pour le parc, et un classement spécifique, pour l'EPR, est insuffisant et doit s'accompagner d'un requis en termes de classement mécanique qui soit en adéquation avec les objectifs du noyau dur.**

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF définisse, pour les SSC nouveau du noyau dur, des exigences de conception et de réalisation fondées sur les codes existants, qui garantissent un degré de confiance élevé dans leur capacité à remplir leur fonction.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué qu'il « *concevra et réalisera les matériels nouveaux du noyau dur selon des codes existants* ». Toutefois, cette action, qui ne précise pas le classement mécanique visé, ne permet pas de connaître le niveau de confiance qui pourra être accordé aux SSC du noyau dur, ainsi qu'aux SSC « en interface » avec le noyau dur. En conséquence l'IRSN a maintenu l'attendu suivant :

##### **Attendu de l'IRSN :**

**L'IRSN estime qu'EDF devra préciser, dans le référentiel associé au noyau dur, les exigences de conception, de réalisation, de contrôle et d'exploitation des SSC du noyau dur et « en interface ». Dans ce cadre, il devra préciser le classement mécanique des SSC du noyau dur et « en interface » avec celui-ci.**

#### **4.1.1.2 Classement électrique et de contrôle commande**

Concernant les équipements électriques et le contrôle commande du « noyau dur », l'exploitant propose pour le parc et pour l'EPR des exigences de conception et de construction des équipements dérivant d'un classement IPS-NC d'après le RCC-E. Il a indiqué suite à des demandes de précisions de l'IRSN que les équipements électriques devront répondre au niveau d'exigences C3.

Pour les équipements électriques non programmés, le classement IPS-NC, avec un classement C3 apparaît en première analyse acceptable, compte tenu des autres exigences indiquées par ailleurs dans le rapport par l'IRSN, concernant la qualification environnementale, la recherche de redondance pour les équipements actifs non substituables et le suivi en exploitation.

L'IRSN rappelle que, en accord avec la position d'EDF rappelée au paragraphe 3.1.2.2, l'utilisation d'équipements programmés doit être la plus limitée possible dans le cadre du noyau dur et que des solutions simples et robustes doivent être privilégiées. De plus, le niveau d'exigences proposé par EDF pour ces équipements programmés pourrait favoriser le recours à des solutions pré-développées « industrielles » présentant un niveau de complexité non compatible avec les objectifs de simplicité et de fiabilité affichés par EDF dans le cadre de la démarche

« noyau dur ». Un moyen d'éviter cet écueil consisterait, dans le cas où l'utilisation d'équipements programmés ne pourrait être évitée, à justifier de la prédictibilité du système programmé (au sens de la RFS II-4-1-a) et à s'assurer que la documentation de développement permet d'avoir un niveau de confiance élevé dans la conception de ces équipements.

Suite à la demande de l'IRSN concernant les éventuels équipements programmés, EDF a indiqué au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] que « *les exigences de classement pour les SSC du noyau dur sont celles correspondant au classement IPS-NC. EDF prévoit de privilégier, autant que possible, l'utilisation de systèmes non programmés pour la réalisation des fonctions du noyau dur. Cependant, comme indiqué au cours de l'instruction, les nouveaux systèmes programmés seront conçus de manière conservatrice en respectant les exigences de la classe C3 du RCCE* ». De plus, « *pour le réacteur Flamanville 3, au regard des dispositions de conception de l'EPR et de la robustesse de l'installation aux agressions extrêmes, le noyau dur est essentiellement constitué de matériels existants. A ce titre, le contrôle-commande existant de ces systèmes appartient au noyau dur. Au regard des situations considérées dans la démonstration de sûreté de l'EPR, les équipements programmés associés satisfont a minima aux exigences correspondant aux exigences du classement fonctionnel F2 dues au titre du référentiel* ». Ces actions d'EDF ne répondent pas à l'attente de l'IRSN qui maintient donc son attendu.

#### Attendu de l'IRSN :

Dans le cas où l'utilisation d'équipements programmés ne pourrait être évitée, EDF devra justifier de la prédictibilité du système programmé (au sens de la RFS II-4-1-a) et s'assurer que la documentation de développement permet d'avoir un niveau de confiance élevé dans la conception de ces équipements.

#### **4.1.1.3 Exigences de qualification**

Dans la note [40], EDF indique que, d'une manière générale, les dispositions matérielles du noyau dur doivent être maintenues fonctionnelles pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, en tenant compte des phénomènes naturels majorés ainsi que des effets induits par ces phénomènes.

De plus, EDF précise que, lorsqu'elle est requise dans des conditions d'ambiance dégradées, la fonctionnalité des dispositions matérielles du noyau dur fera l'objet d'une vérification. Cette vérification pourra être fondée sur des hypothèses, règles et critères adaptés par rapport à ceux du dimensionnement.

L'IRSN note que, dans son dossier, EDF n'évoque pas de processus complet de qualification pour les SSC nouveaux du noyau dur, mais uniquement leur maintien fonctionnel dans les situations envisagées dans le cadre des ECS. L'IRSN souligne que seul un processus de qualification des matériels, au sens de celui mis en œuvre actuellement pour l'EPR et les REP en exploitation pour les conditions de dimensionnement (normale, limites et accidentelles), permet d'avoir une confiance suffisante dans la capacité des SSC à assurer leurs missions de sûreté.

Un tel processus de qualification, contrairement à une simple vérification de fonctionnalité comme présenté dans la note [40], intègre un programme de pérennité de la qualification visant à maintenir la qualification aux conditions accidentelles (séisme inclus) des SSC durant toute la durée de vie de la centrale.

Pour les SSC du noyau dur participant à la prévention de la fusion du cœur et ayant un requis de qualification, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF :

- définisse pour les SSC nouveaux du noyau dur, à l'instar de la pratique actuelle pour les accidents de dimensionnement, un programme complet de qualification aux conditions extrêmes du noyau dur,
- complète pour les SSC existants du noyau dur et les SSC en interface, en tant que de besoin, le programme de qualification initiale.

Pour les SSC du noyau dur et les SSC en interface permettant de limiter les conséquences d'un accident avec fusion du cœur, l'IRSN recommande qu'EDF vérifie qu'ils pourront assurer leurs fonctions aux conditions rencontrées (en particulier, en pression, température, irradiation, agression extrême...) et pendant la durée de mission pour laquelle ils sont requis.

L'IRSN souligne le fait que les équipements de type « flexibles », les équipements utilisés en situation d'accident grave, ainsi que l'instrumentation, devront faire l'objet de tels programmes.

Par ailleurs, pour ce qui concerne la vérification aux conditions d'accident avec fusion du cœur, l'IRSN estime qu'EDF devra tenir compte des instructions en cours sur le sujet dans le cadre de la préparation de la réunion du GPR sur les accidents graves, les EPS2 et les conséquences radiologiques, en particulier, pour ce qui concerne la méthodologie de vérification, la prise en compte d'un profil « pré-AG » et les exigences en termes de pérennité.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144] EDF a indiqué que « *les SSC nouveaux du noyau dur seront qualifiés de la même façon que les matériels retenus pour les accidents de dimensionnement avec les chargements correspondant aux niveaux d'agressions retenus pour le noyau dur. Les SSC existants feront l'objet d'une vérification, de manière similaire à la démarche retenue pour la vérification des matériels en accident grave* ». Cette position répond à la demande de l'IRSN, d'une part pour les équipements nouveaux, d'autre part pour les SSC permettant de limiter les conséquences d'un accident grave. En revanche, pour les matériels existants du noyau dur (ou en interface avec celui-ci) participant à la prévention de la fusion du cœur, la proposition d'EDF ne répond pas à la demande et l'IRSN maintient donc un attendu.

#### Attendu de l'IRSN :

**Pour les SSC existants du noyau dur ou « en interface » participant à la prévention de la fusion du cœur et ayant un requis de qualification, l'IRSN estime qu'EDF devra compléter, en tant que de besoin, le programme de qualification initiale.**

Concernant les matériels électriques du « noyau dur », EDF a indiqué que l'opérabilité post sismique des matériels électriques « noyau dur », hors câbles, vis-à-vis du séisme noyau dur (SND) serait justifiée :

- soit en démontrant,
  - o pour les équipements fixés au génie civil, que le spectre d'essai utilisé lors de la qualification initiale de l'équipement est « enveloppe » du spectre « plancher » correspondant au lieu de l'implantation de l'équipement, cette vérification étant réalisée pour chaque site ;

- pour les équipements non fixés directement au génie civil, que le spectre d'essai utilisé lors de la qualification initiale de l'équipement (« composant ») est « enveloppe » du spectre correspondant au lieu de l'implantation de l'équipement,
- soit en justifiant la qualification de ces matériels par une campagne d'essais de qualification, en accord avec les prescriptions du RCC-E (B4000).

Ces principes sont jugés acceptables par l'IRSN. Toutefois, en complément, l'IRSN appelle l'attention sur le fait que l'exploitant devra :

- identifier pour chaque matériel le mode de justification retenu pour sa qualification (analyse des essais de qualification initiaux ou nouvelle campagne d'essais) ;
- fournir les éléments de démonstration correspondants (programme particulier d'essai et note de synthèse de la qualification).

Concernant la qualification des chemins de câbles, EDF évaluera, pour les configurations maximisant le couple transmis au système d'ancrages ou au niveau des consoles, les marges vis-à-vis du séisme et démontrera que les problématiques résultant de déplacements différentiels entre bâtiments, d'agressions de l'environnement du chemin de câble ou de frottements (coupure de câble, blessure d'isolant) sont bien maîtrisées.

#### **4.1.1.4 Exigences de suivi en exploitation**

L'IRSN constate que les dispositions organisationnelles du noyau dur, telles que définies par EDF dans son dossier initial [43], se limitent à des principes généraux des dispositions nécessaires à :

- la maîtrise d'une situation extrême de perte totale des alimentations électriques et de la source froide sur l'ensemble d'un site, consécutive à un séisme ou à une inondation,
- la gestion de la crise.

Toutefois, par le courrier [114], EDF indique que les matériels du noyau dur feront l'objet d'essais périodiques intégrés dans les RGE. La périodicité des essais sera définie en fonction de leur fiabilité. De plus EDF indique qu'il « valorisera les essais réalisés en exercice de crise » afin d'éviter la multiplication des essais sur site.

Concernant les matériels et systèmes électriques (alimentation électrique, instrumentation et contrôle-commande) valorisés dans le cadre de la démarche « noyau dur », EDF indique qu'ils devront faire l'objet d'essais périodiques, visant à justifier d'un niveau de fiabilité, avec référencement au niveau des RGE. EDF indique qu'il réalisera une analyse d'exhaustivité des essais périodiques retenus.

De façon générale, les éléments de réponse apportés par EDF à la prescription [ECS-1] ne mettent pas en avant les dispositions organisationnelles concourant à la prévention et la maîtrise des défaillances pouvant affecter les missions à assurer par le noyau dur. Ces dispositions doivent être identifiées pour être intégrées, le cas échéant, au référentiel d'exploitation.

En particulier, l'IRSN constate que les propositions d'EDF doivent être complétées car elles ne mentionnent pas explicitement la prise en compte des effets du vieillissement, le maintien de la qualification des équipements pour la durée de fonctionnement envisagée, et le traitement de l'obsolescence qui doivent être également intégrés dans ces programmes afin de pérenniser la fonctionnalité du noyau dur et des SSC en interface.

L'IRSN estime qu'EDF devra s'assurer de la conformité initiale des SSC qui s'inscrivent dans le noyau dur ou dans les éléments en interface avec le noyau dur aux hypothèses retenues pour justifier leur robustesse aux niveaux d'aléas extrêmes.

Selon la nature des SSC du noyau dur et en interface, l'IRSN recommande qu'EDF définisse des programmes de surveillance, d'inspections en service, des contrôles et des essais visant à maintenir leur caractère opérationnel. Ces dispositions organisationnelles doivent être intégrées par EDF au référentiel d'exploitation. Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que, pour les réacteurs du parc, « *les matériels du noyau dur seront classés IPS-NC* ». A ce titre, « *un programme de surveillance et de contrôle sera établi pour les matériels du noyau dur et en interface, en cohérence avec ce qui est réalisé pour les matériels classés IPS-NC dans le cadre du référentiel d'exploitation* ». « *Sur EPR, les matériels du noyau dur font l'objet d'un classement dédié dont les exigences associées sont définies dans la note ENSNDM120074. Un programme de surveillance et de contrôle sera établi pour les matériels du noyau dur et en interface* ».

**L'IRSN considère que l'engagement pris par EDF est satisfaisant.**

L'IRSN estime que les fonctions de sûreté du noyau dur devront faire l'objet de prescriptions dans les STE dès leur mise en œuvre, lorsque ces fonctions ne sont pas assurées par des structures purement passives ne changeant jamais d'état. A défaut d'une conduite à tenir spécifiquement définie, l'indisponibilité d'une de ces fonctions pourrait faire l'objet d'une prescription générale. Un délai maximal de réparation et, le cas échéant des dispositions compensatoires, devront ainsi être spécifiés.

En outre, l'IRSN signale que les analyses fonctionnelles sur lesquelles se fonde EDF reposent explicitement ou implicitement sur des hypothèses de configuration initiale de l'installation. A titre d'exemple, l'IRSN rappelle que, lors des phases d'exploitation à risque (c'est-à-dire lorsque des manutentions d'assemblage de combustible sont en cours entre compartiments), il est nécessaire de prendre des dispositions organisationnelles, telles que des condamnations administratives, garantissant que les tronçons des tuyauteries de vidange des compartiments des piscines sont isolés dès leur premier organe d'isolement (au-delà de leur première vanne d'isolement, les tuyauteries de vidange des compartiments des piscines ne sont pas toutes dimensionnées au séisme).

**Les dispositions organisationnelles, telles que des condamnations administratives, qui permettent d'assurer que l'installation respecte les hypothèses des analyses fonctionnelles du noyau dur doivent être identifiées par EDF et être intégrées au référentiel d'exploitation.**

Concernant les deux demandes précédentes, EDF a indiqué, au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], que « *les matériels du noyau dur sont classés IPS-NC sur le parc en exploitation et font l'objet d'un classement dédié sur l'EPR Flamanville 3 dont les exigences associées sont définies dans la note ENSNDM120074. Les exigences associées seront introduites dans le cadre des nouvelles Règles Générales d'Exploitation (RGE)* ». **L'IRSN considère que le caractère très général de la réponse d'EDF ne permet pas de préjuger de sa suffisance.** L'IRSN confirme donc son attendu en précisant qu'à terme, c'est-à-dire à la fin d'une étape de déploiement d'un lot de modifications du noyau dur sur un palier de réacteurs, ou à l'occasion d'un réexamen de sûreté, les STE devront définir, en fonction de l'état de tranche du réacteur,

une conduite à tenir spécifique à chaque cas d'indisponibilité d'une fonction du noyau dur qu'elle soit relative à la prévention d'un accident avec fusion du combustible, à la limitation des rejets ou à la gestion de la crise. L'objet de ces « conduites à tenir » consistera à définir, en plus d'un délai maximal de réparation, des mesures compensatoires visant à réduire le risque provoqué par l'indisponibilité.

#### Attendu de l'IRSN :

A la fin d'une étape de déploiement d'un lot de modifications du noyau dur sur un palier de réacteurs, ou à l'occasion d'un réexamen de sûreté, les STE devront définir, en fonction de l'état de tranche du réacteur, une conduite à tenir, spécifique à chaque cas d'indisponibilité d'une fonction du noyau dur, qu'elle soit relative à la prévention d'un accident avec fusion du combustible, à la limitation des rejets ou à la gestion de la crise. L'objet de ces « conduites à tenir » consistera à définir, en plus d'un délai maximal de réparation, des mesures compensatoires visant à réduire le risque provoqué par l'indisponibilité

Les dispositions organisationnelles, telles que des condamnations administratives, qui permettent d'assurer que l'installation respecte les hypothèses des analyses fonctionnelles du noyau dur doivent être identifiées par EDF et être intégrées au référentiel d'exploitation.

Par ailleurs, les dispositions du noyau dur devront faire l'objet de programmes d'entretien et de maintenance permettant de garantir leur fiabilité. Certaines de ces opérations de maintenance, de contrôles et d'essais périodiques nécessiteront de consigner des SSC du noyau dur. Or, l'IRSN rappelle que l'objectif des dispositions du noyau dur est de couvrir l'ensemble des configurations d'exploitation du fonctionnement normal d'un réacteur. Par conséquent, les interventions de contrôle et de maintenance périodique susceptibles de rendre indisponible une fonction du noyau dur ne doivent pouvoir être réalisées que lorsque cette fonction n'est pas requise. Si une fonction du noyau dur est requise dans tous les états d'exploitation du réacteur (cas des fonctions supports telles que le DUS par exemple), EDF doit prendre des dispositions de conception assurant une redondance fonctionnelle de cette fonction pour permettre ces interventions de contrôle et de maintenance.

**L'IRSN estime que la maintenance des SSC du noyau dur doit être prise en compte dès la conception afin d'assurer, hors aléa, une disponibilité permanente des fonctions du noyau dur dans les états d'exploitation où elles sont requises.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que « *les principes de déclinaison des SSC du noyau dur dans les programmes de maintenance auront pour objectif de limiter les périodes d'indisponibilité des fonctions lorsqu'elles sont requises, en cohérence avec la déclinaison réalisée dans les Règles Générales d'Exploitation (RGE). EDF examinera en phase d'étude les options de conception envisageables à un coût raisonnable qui pourraient permettre l'optimisation de la maintenance programmée des matériels du noyau dur afin de garantir une disponibilité élevée, au regard du poids probabiliste de la disponibilité de ces matériels* ». L'IRSN rappelle qu'EDF ne dispose pas d'outils d'estimation probabiliste des risques induits par une agression externe et que, par conséquent, la méthodologie proposée par EDF n'apparaît pas opérationnelle. L'IRSN confirme donc son attendu.

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN estime que la maintenance des SSC du noyau dur et « en interface » doit être prise en compte dès la conception afin d'assurer, hors aléa, la disponibilité des fonctions du noyau dur dans les états d'exploitation où elles sont requises.

### **4.1.2 PRISE EN COMPTE DES FOH DANS LA CONCEPTION DES DISPOSITIONS MATÉRIELLES ET ORGANISATIONNELLES DU NOYAU DUR**

Dans le cadre du noyau dur post-Fukushima, de nouvelles dispositions matérielles et organisationnelles seront conçues et développées par EDF, et des dispositions existantes seront renforcées ou modifiées.

L'IRSN considère essentiel que la conception et la mise en place de ces dispositions prenne en compte les aspects relevant des facteurs organisationnels et humains (FOH) dès le début de la conception. Celle-ci doit reposer sur une méthodologie conforme à l'état de l'art et aux pratiques en vigueur dans le domaine.

Le dossier transmis par EDF en point d'étape au 30 juin 2012 contient très peu d'informations sur ce sujet. Au cours des échanges techniques entre EDF et l'IRSN pour l'instruction du GP, EDF a apporté des précisions [107] en réponse aux questions de l'IRSN [26].

EDF s'appuie sur la démarche de prise en compte des aspects Socio-Organisationnels et Humains (SOH), démarche déjà existante et mise en œuvre depuis plusieurs années dans les modifications des installations du parc en exploitation. Cette démarche est portée conjointement par la DPN et la DIN.

Pour les projets de modifications des installations, elle vise à identifier et analyser le plus en amont possible du projet les impacts possibles de la modification prévue sur les activités d'exploitation ou de maintenance qui sont concernées, et de prendre les mesures appropriées pour intégrer au mieux ces impacts dans la conception.

La démarche SOH sera systématiquement mise en œuvre par EDF, avec l'appui de spécialistes FOH, pour les modifications matérielles envisagées dans le cadre des actions post-Fukushima. Elle sera également utilisée pour étudier les impacts des changements organisationnels, tels que les modifications des effectifs et de l'organisation des équipes de conduite.

Cette démarche sera également mise en œuvre par EDF pour étudier les impacts des modifications organisationnelles, notamment des modifications à apporter à la composition et à l'organisation des effectifs pour la conduite de l'installation.

L'IRSN considère que l'approche d'EDF est satisfaisante. La démarche SOH a fait l'objet d'une instruction présentée au groupe permanent chargé des réacteurs en juin 2004, et plus récemment d'un avis de l'IRSN en 2010 sur son déploiement dans les différentes unités et sur les CNPE. Aujourd'hui cette démarche est connue, mise en œuvre et s'appuie sur une organisation qui repose notamment sur un réseau de référents SOH et sur des spécialistes facteurs humains au sein de différentes unités d'EDF.

Toutefois, l'IRSN considère que des points à surveiller demeurent quant à la mise en œuvre de cette démarche, points déjà soulevés dans le courrier de l'ASN [8] après l'avis de l'IRSN en 2010.

En premier lieu l'analyse avait permis de mettre en évidence : « *la difficulté de gérer les interactions entre plusieurs évolutions conduites en parallèle. Cette difficulté est inhérente à la démarche SOH qui préconise des analyses dossier par dossier. Pour une activité donnée, cela peut conduire à construire une vision morcelée des impacts, sans gestion de leurs interactions.* » [8]. Ainsi, pour un métier donné, les modifications prises isolément



peuvent ne pas avoir d'impacts significatifs, mais le cumul ou les interactions entre ces modifications peut avoir des conséquences sur l'activité.

Ceci correspond bien au développement des actions post-Fukushima où un certain nombre de modifications vont être effectuées en parallèle. EDF prévoit la mise en place d'une coordination entre les différentes affaires, à la fois au sein des entités DPN et DIN et entre ces deux entités.

Par ailleurs les relations entre exploitants et concepteurs constituent un point important pour la prise en compte des besoins et contraintes d'exploitation lors de la conception des modifications. La démarche SOH a permis d'améliorer l'implication des CNPE. Dans le contexte du développement des dispositions post-Fukushima, cette implication mérite d'être consolidée et pérennisée.

Enfin l'ASN avait relevé dans son courrier que les utilisateurs de la démarche SOH devaient disposer « *des ressources suffisantes et appropriées, notamment en temps, pour effectuer des analyses de qualité à la hauteur des enjeux pour la sûreté* » [8]. Il s'agit également, pour l'IRSN d'un facteur important pour la conception des dispositions matérielles et organisationnelles dans le cadre des actions post-Fukushima.

#### Attendu de l'IRSN :

Les conditions dans lesquelles EDF met en œuvre la démarche SOH pour prendre en compte les aspects relatifs aux facteurs organisationnels et humains dans la conception des dispositions matérielles et organisationnelles pour le noyau dur post-Fukushima présentent une importance particulière. Les points suivants devront notamment être pris en considération : la prise en compte par EDF des possibles effets de cumul ou d'interactions entre plusieurs modifications, implication des CNPE, ressources affectées aux acteurs de la démarche sur le terrain.

## **4.2 ROBUSTESSE DES DISPOSITIONS MATERIELLES DU NOYAU DUR AUX AGRESSIONS EXTREMES**

### **4.2.1 AGRESSIONS RETENUES EN TANT QU'INITIATEUR POUR LA DEFINITION DU NOYAU DUR**

*« Le séisme et le tsunami du 11 mars sont des catastrophes naturelles qui ont choqué le monde entier. [Bien] qu'il ait été déclenché par ces cataclysmes, l'accident de Fukushima Dai-ichi qui s'en est suivi ne peut pas être considéré comme une catastrophe naturelle. Ce fut un désastre d'origine spécifiquement humaine - qui aurait pu et aurait dû être prévu et empêchés. »* extrait du rapport de la commission d'enquête indépendante sur l'accident nucléaire de Fukushima [150]

L'accident de Fukushima a rappelé en effet à quel point les installations nucléaires pouvaient être vulnérables aux agressions externes extrêmes, et à leurs effets induits. La commission d'enquête indépendante sur l'accident nucléaire de Fukushima [150] souligne aussi la responsabilité des organisations, dans la non prise en compte de phénomènes naturels, pourtant connus, mais considérés jusqu'alors comme « *inimaginable* ».

La décision de doter les centrales nucléaires d'un noyau dur post-Fukushima fait suite au constat que, pour des aléas supérieurs à ceux retenus dans le cadre de la démonstration actuelle, la survenue d'effets falaise entraînant des conséquences graves ne peut pas être écartée. Comme cela a déjà été indiqué au chapitre 2.1.1, le noyau dur vise à couvrir des situations de pertes totales des sources d'énergie ou de refroidissement dues à des agressions dont la sévérité est supérieure à celles du référentiel des agressions du dimensionnement. A cet égard, EDF a défini, pour chaque site, des niveaux de séisme et d'inondation extrêmes en retenant une marge forfaitaire par rapport au référentiel des agressions de dimensionnement applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2012.

L'IRSN rappelle que, pour la détermination de ces niveaux d'aléas, l'ASN a demandé [3] la prise en compte de marges forfaitaires **et significatives**.

Pour l'IRSN, le caractère « significatif » des marges considérées doit être justifié en regard du risque d'agression externe pour chaque site. Il convient donc de définir des objectifs visés en matière de phénomènes naturels à couvrir (en termes de scénarios, fréquence de dépassement...). Cet objectif doit, selon l'IRSN, être plus ambitieux que celui retenu pour le référentiel actuel des agressions de dimensionnement qui vise typiquement en Europe une probabilité inférieure à  $10^{-4}/\text{an}^{33}$  : les incertitudes associées aux phénomènes déjà couverts par les valeurs de dimensionnement et, plus globalement, l'ensemble des phénomènes susceptibles de se produire pour un site donné doivent être évalués. De plus, lorsque cela s'avère pertinent, cette approche peut être complétée par une approche probabiliste.

L'analyse des niveaux d'aléas retenus pour le séisme et l'inondation extrêmes est présentée aux chapitres 4.2.1.1 et 4.2.1.2.

Par ailleurs, l'IRSN s'est interrogée de façon plus générale, au-delà de la protection de l'installation aux agressions de type séisme et inondation, sur le risque de survenue d'autres agressions externes extrêmes pouvant conduire à des situations de perte de source froide et d'alimentations électriques. Ce sujet est traité au chapitre 4.2.1.3.

Comme cela a été souligné lors de la réunion des GPE de novembre 2011 [21], les effets induits par l'ensemble de ces agressions doivent également être pris en compte. Peu d'éléments ont été à ce jour transmis sur ce sujet par l'exploitant ; ils font toutefois l'objet du chapitre 4.2.2.

Enfin, les méthodes de justification appliquées pour garantir la robustesse des SSC aux aléas extrêmes retenus sont présentées au chapitre 4.2.3. Elles doivent garantir, avec un bon niveau de confiance, la capacité du noyau dur à faire face aux situations accidentelles pouvant affecter l'installation.

---

<sup>33</sup> Il est possible de citer à cet égard le rapport de la commission européenne suite au stress-tests européens [19] qui indique que « *Almost all countries consider for Design Basis Earthquakes an earthquake with an exceedance probability of  $10^{-4}/\text{year}$  as a minimum.* »- « *quasiment tous les pays considèrent pour le dimensionnement des probabilités de dépassement a minima de  $10^{-4}/\text{an}$ .* »

### 4.2.1.1 Séisme

Dans le cadre de la définition des exigences applicables au noyau dur post-Fukushima (ND), la prescription [ECS-1] formule la demande suivante [3]: « *L'exploitant soumettra à l'ASN les exigences applicables à ce noyau dur. Afin de définir ces exigences, l'exploitant retient des marges significatives forfaitaires par rapport aux exigences applicables au 1<sup>er</sup> janvier 2012* ». Dans son avis [148], le Groupe Permanent précise que cette majoration doit être établie « *sur la base des connaissances actuelles en sismologie* ».

Par ailleurs, suite aux stress-tests menés au niveau européen sur les centrales électronucléaires, une revue par des pairs a été menée au début de l'année 2012. Au cours des échanges, les experts étrangers ont insisté sur la nécessité de **pouvoir justifier les niveaux d'aléas qui seraient retenus pour le noyau dur** [17] et sur l'importance de considérer des approches probabilistes pour la détermination des niveaux d'aléas à prendre en compte, y compris pour le dimensionnement des installations.

#### 4.2.1.1.1 Proposition d'EDF

Dans sa note [60], EDF définit les niveaux d'accélération maximale du sol (cette valeur correspond à l'accélération à fréquence infinie et est appelée indifféremment dans la suite du texte « PGA », Peak Ground Acceleration, ou « valeur d'ancrage ») dans la direction horizontale retenus pour chacun des 19 sites concernés. Ces valeurs ont été obtenues en appliquant une majoration forfaitaire de 50% sur les PGA résultant de l'application faite par l'exploitant de la RFS 2001-01, soit une majoration du même ordre de grandeur que celle appliquée au SMHV pour construire le SMS (cf. Figure 10). En complément, l'exploitant a appliqué une majoration supplémentaire pour les sites pour lesquels les valeurs majorées de 50% étaient inférieures à celles préconisées par les règles parasismiques des ICPE<sup>34</sup> (installations existantes). Ce choix conduit à appliquer, pour les sites de Fessenheim, de Bugey et du Blayais, à appliquer un facteur de majoration d'environ 2 ; pour le site de St Alban, la majoration atteint un facteur 3 (cf. Figure 11).

Les formes spectrales associées à ces niveaux d'accélération correspondent à celles des spectres SMS définis selon la RFS 2001-01. Dans le cas du site de Nogent, la forme spectrale retenue est celle du Spectre Minimal Forfaitaire (SMF). Le chargement sismique dans la direction verticale est forfaitairement pris égal aux 2/3 du chargement horizontal pour tous les sites (cette valeur correspond à celle préconisée par la RFS 2001-01). La figure suivante illustre l'approche retenue par EDF pour définir les SND.

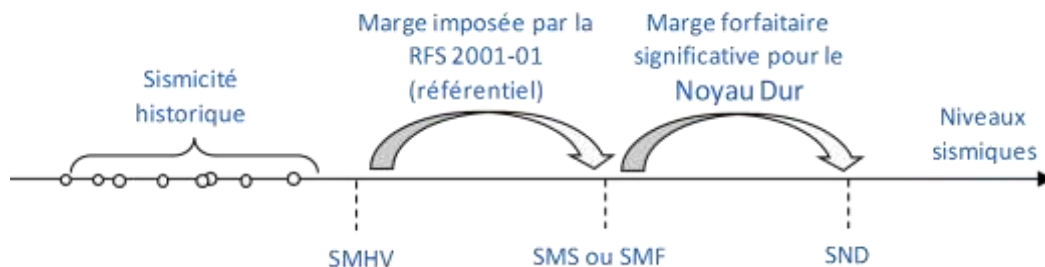


Figure 10 : Illustration de la démarche mise en œuvre par EDF pour définir les exigences à appliquer au noyau dur.

<sup>34</sup> Arrêté du 24 janvier 2011 relatif aux installations classées pour la protection de l'environnement

La majoration appliquée entre le SMHV et le SMS correspond à un facteur égal à environ 1,5 en termes d'accélération. Le spectre SND est calé à la valeur maximale entre 1,5 x SMS et la valeur d'accélération pour les ICPE existantes.

Site	Référentiel RFS 2001-01 (g)	Référentiel RFS 2001-01 + marge significative forfaitaire (g)	SND Retenu (g)
BUG	0,15	~ 0,22	0,30
FSH	0,13	~ 0,19	0,30
BLA	0,09 → 0,1	~ 0,15	0,20
CHI	0,19	0,30	0,30
CRU	0,26	0,40	0,40
DAM	0,18	0,25	0,25
GRA	0,27	0,40	0,40
STL	0,10	0,15	0,15
TRN	0,28	0,40	0,40
FLA	0,16	0,25	0,25
PAL	0,15	0,25	0,25
STA	0,07 → 0,1	~ 0,15	0,30
BEL	0,14	0,20	0,20
CAT	0,12	0,20	0,20
GOL	0,12	0,20	0,20
NOG	0,02→0,1	0,15	0,15
PEN	0,13	0,20	0,20
CHZ	0,06→0,1	0,15	0,15
CVX	0,19	0,30	0,30

-> x 2

-> x 1,5

-> x 3

Figure 11 : PGA des SND définis par EDF site par site. Les sites surlignés en rouge ont bénéficié d'une majoration supplémentaire pour tenir compte des règles parasismiques applicables aux ICPE (installations existantes).

#### 4.2.1.1.2 Analyse de l'IRSN

Nota : dans la suite de ce paragraphe, on appelle « scénario sismique » les différentes démarches ou « scénarios » retenus pour définir un spectre sismique, pour un site donné ; à titre d'exemple, les scénarios sismiques peuvent être définis en majorant les caractéristiques des SMS établis selon la RFS en vigueur, en postulant la rupture des failles répertoriées dans l'environnement des sites, en se fondant sur des calculs probabilistes...

##### 4.2.1.1.2.1 Objectifs associés au SND

Au cours de l'instruction, l'IRSN a transmis à l'exploitant un questionnaire dont l'objectif était d'obtenir la justification du caractère significatif de ses choix en regard des objectifs qu'il s'est fixé. En particulier, l'IRSN considère qu'il est nécessaire qu'EDF définisse le type de séisme (séisme associé à la sismicité historique avec ou sans prise en compte de la variabilité du mouvement sismique, séisme avec des probabilités de dépassement inférieures à  $10^{-4}$ /an,  $5 \cdot 10^{-5}$ /an ou  $10^{-5}$ /an, séisme associé à des failles géologiques répertoriées...), non pris en compte dans la démonstration de sûreté actuelle, auxquels le noyau dur doit être en mesure de faire face. Dans sa réponse au questionnaire IRSN [126], EDF a précisé que « les niveaux sismiques SND sont issus d'une démarche forfaitaire et ne sont par conséquent liés à aucun scénario sismique ». L'IRSN estime que la réponse apportée par l'exploitant n'est pas satisfaisante car elle ne permet pas d'évaluer sa proposition en regard des connaissances actuelles, conformément à la demande de l'ASN.

S'agissant de la majoration supplémentaire apportée par EDF en lien avec les ICPE, l'IRSN a interrogé EDF, d'une part sur le choix de se référer aux coefficients applicables aux installations existantes et non à ceux applicables aux installations nouvelles, d'autre part sur l'absence de majoration, pour la définition des niveaux d'aléa sismique applicables au noyau dur, au-delà de la cible fixée pour les ICPE. Dans sa réponse, EDF a précisé que cette marge supplémentaire vise à ne pas souligner les contradictions existantes dans les approches réglementaires de détermination des PGA requis pour les différents types d'installations existantes (ICPE et INB). **L'IRSN estime que du point de vue des principes, il est difficile d'afficher que les niveaux SND, censés correspondre à des agressions extrêmes, correspondent sur certains sites aux valeurs retenues pour le dimensionnement des ICPE existantes, sans s'appuyer sur des études solidement étayées.**

Afin d'apprécier le caractère significatif des majorations apportées à l'aléa du référentiel, l'IRSN a demandé à EDF de s'assurer que les spectres SND étaient enveloppes des niveaux de séismes que les failles potentiellement actives localisées dans l'environnement des sites sont susceptibles de générer (cf. Annexe 5). Dans sa réponse, EDF estime que *« la notion de Séisme Maximum Physiquement Possible (SMPP) ne fait pas partie du référentiel en vigueur pour les INB (Installations Nucléaires de Base), tel que défini par la RFS 2001-01 »*, et que *« les méthodologies pour définir des événements du type SMPP ne sont actuellement pas établies »*. L'IRSN estime qu'EDF dispose, au travers de la littérature scientifique et des données géologiques cartographiques, de l'ensemble des éléments nécessaires pour qualifier les SND en regard de scénarios sismiques basés sur la dimension des failles (indépendamment de leur probabilité d'occurrence). Dans la continuité de la recommandation de l'ENSREG, **l'IRSN estime qu'il est délicat d'afficher des spectres « noyau dur », sans être en mesure de les qualifier en regard de tels scénarios.**

Par ailleurs, l'IRSN a demandé à EDF de s'assurer que les spectres SND étaient enveloppes de spectres correspondant à des périodes de retour nettement supérieures à 10 000 ans (10 000 ans étant une cible typiquement retenue pour évaluer l'aléa sismique pour le dimensionnement des INB dans la pratique internationale). Dans sa réponse, EDF estime que *« la démarche retenue pour établir les niveaux sismiques de vérification de robustesse du Noyau Dur, est basée sur une méthode forfaitaire et déterministe. Par conséquent, au même titre que la RFS 2001-01 n'associe pas de période de retour au SMS, EDF n'associe pas de période de retour aux niveaux SND de chacun des sites »*. A titre indicatif, EDF précise que *« les études probabilistes d'aléa sismique récemment effectuées sur les sites de St-Alban, Civaux et Flamanville montrent que les niveaux retenus pour le noyau dur sont supérieurs à ceux obtenus à une période de retour de 10 000 ans. En effet, sur la base de ces études, les périodes de retours estimées pour les PGA des SND sont respectivement pour les sites de Saint Alban, Flamanville et Civaux de 167 000, 39 000 et 65 000 ans »*.

L'IRSN considère que ces évaluations probabilistes ne constituent pas un échantillon représentatif pour permettre de conclure sur l'adéquation des SND en regard de critères probabilistes. Il convient de rester prudent sur les valeurs de périodes de retour affichées par EDF pour les PGA des SND. En effet, les choix de paramètres faits dans les études probabilistes mentionnées par EDF appellent certaines réserves car ils peuvent conduire à sous-évaluer l'aléa sismique, en particulier pour de grandes périodes de retour :

- le choix d'appliquer une troncature aux prédictions du mouvement sismique égale à deux écarts-types peut conduire à sous-estimer l'aléa sismique (d'environ 20% à 10 000 ans par rapport à une intégration jusqu'à 3 écarts-types selon les études GEOTER) ;
- dans les études probabilistes de l'aléa sismique des sites de Civaux et de St-Alban, une des approches appliquées (méthode de lissage de Woo, 1996) ne prend pas en compte de magnitude supérieure à celles observées historiquement. Son utilisation peut conduire à minorer l'aléa correspondant à une grande période de retour. De plus, une des équations prédictives du mouvement sismique (Sabetta et Pugliese, 1996) a été abandonnée pour le calcul probabiliste de l'aléa sismique car il s'est avéré qu'elle induisait une sous-évaluation de l'aléa sismique (l'écart-type lui étant associé étant trop faible par rapport aux observations) ;
- s'agissant du site de Flamanville, l'étude fournie par EDF indique que certains séismes jugés moins fiables ont été éliminés des catalogues de sismicité. L'IRSN considère que l'élimination de ces données n'est pas une approche satisfaisante car elle pourrait conduire à sous-estimer l'aléa sismique.

Enfin, au-delà des réserves exprimées ci-avant sur la validité des paramètres retenus par EDF pour les calculs probabilistes, il convient également de préciser que **l'argumentaire d'EDF ne s'applique qu'au PGA et non pas à l'ensemble du spectre**. A cet égard, l'IRSN a comparé le spectre SND proposé par EDF pour le site de Civaux et le spectre associé à une période de 10 000 ans selon l'étude réalisée par EDF. L'IRSN constate que le spectre SND-Civaux couvre effectivement le spectre UHS-EDF [10 000 ans] pour les hautes fréquences (ratio proche de 1,8 au PGA). En revanche, le spectre SND ne présente pas de marges significatives (voire pas de marge) vis-à-vis du spectre UHS-EDF [10 000 ans] pour des fréquences inférieures à 6 Hz. Par conséquent, **sur la seule base des éléments fournis par EDF, l'IRSN considère que le spectre SND proposé par EDF n'est pas acceptable pour le site de Civaux pour des fréquences inférieures à 6 Hz**. S'agissant du site de St-Alban, selon l'étude d'EDF, le spectre SND couvre le spectre UHS à 10 000 ans pour une valeur médiane. En revanche, le spectre SND-St-Alban ne présente pas de marges significatives pour des fréquences inférieures à 5 Hz vis-à-vis d'un spectre UHS à 10 000 ans établi pour un meilleur niveau de confiance (percentile 85). Il convient de noter que, lors de la réunion des GPE de mai 2011 consacrée aux EPS de niveau 1, EDF a évalué qu'il fallait majorer le spectre UHS par un facteur 1,2 pour tenir compte des « effets de site ». **Sur la base des éléments fournis par EDF, l'IRSN considère que le spectre SND de St-Alban n'est pas suffisamment enveloppe d'une cible à 10 000 ans aux fréquences inférieures à 5 Hz**. Une telle analyse n'est pas possible pour le site de Flamanville, EDF n'ayant pas fourni dans son étude les spectres UHS.

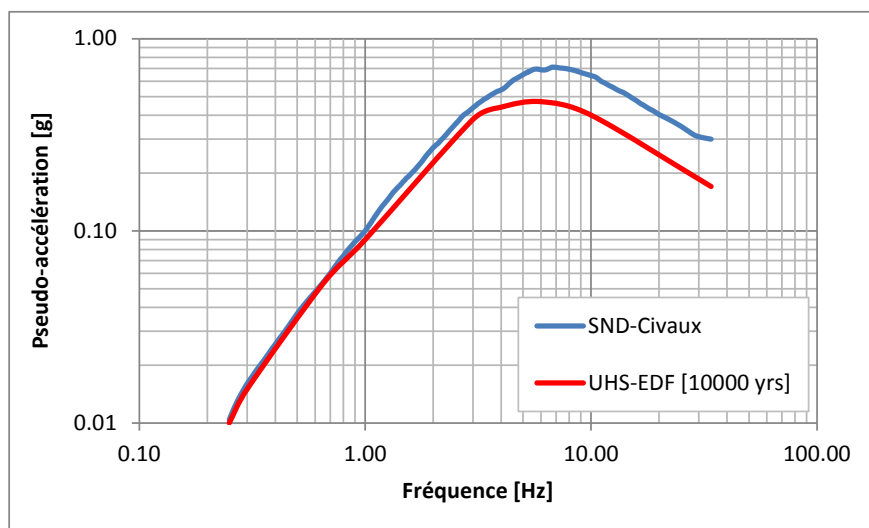


Figure 12 : Comparaison entre le spectre SND proposé par EDF pour le site de Civaux et le spectre UHS médian (Uniform Hazard Spectrum) calculé par EDF pour une période de retour de 10 000 ans.

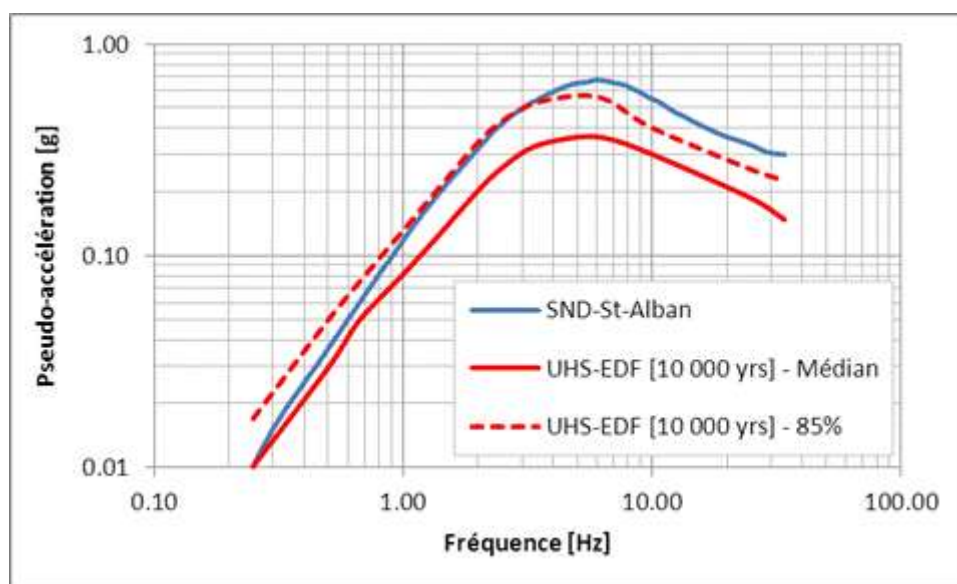


Figure 13 : Comparaison entre le spectre SND proposé par EDF pour le site de St-Alban et les spectres UHS (Uniform Hazard Spectrum) calculés par EDF pour une période de retour de 10 000 ans en valeur médiane et pour le percentile 85.

Pour conclure, l'IRSN constate qu'EDF n'a ni défini le type de scénarios sismiques auxquels le noyau dur doit être en mesure de faire face, ni apporté les éléments de justification nécessaires pour permettre à l'IRSN de se prononcer favorablement sur le caractère significatif des majorations apportées au niveau sismique retenu dans le référentiel. De plus, comme le montre l'examen des spectres issus des études probabilistes faites par EDF, les spectres SND peuvent s'avérer insuffisamment riches à basses fréquences dans la mesure où les spectres SND doivent couvrir une période de retour significativement supérieure à 10 000 ans et ce avec un bon niveau de confiance. A cet égard, le choix fait par EDF de calquer la forme spectrale du SND sur celle du SMS semble, d'un point de vue méthodologique, contestable. En effet, la démarche décrite par la RFS 2001-01 se fonde essentiellement sur l'analyse de la sismicité historique et n'est pas, en ce sens, à même de capter les plus forts séismes dont les temps de récurrence dépassent notablement la période d'observation historique (typiquement

plusieurs milliers d'années). Or de tels événements se caractérisent par un contenu fréquentiel plus riche à basses fréquences, ce dont ne peut pas rendre compte un SMS majoré par un coefficient. **L'IRSN considère qu'il conviendrait d'« élargir » le spectre afin de tenir compte des caractéristiques des scénarios auxquels le noyau dur doit pouvoir faire face.**

Enfin, l'IRSN constate que la démarche présentée par EDF ne prend aucune disposition particulière pour les sites situés dans des configurations géologiques propices aux effets de site particuliers (e.g. Tricastin, Cruas, St Alban). **L'IRSN considère que l'exploitant devra réviser ses propositions pour intégrer de manière forfaitaire ces effets de site.** Aussi l'IRSN a formulé la demande suivante (SEI-1) reprise en fin de chapitre :

**L'IRSN estime qu'EDF devra définir les objectifs, en termes de scénarios sismiques couverts, associés aux niveaux de séisme à considérer pour le dimensionnement du noyau dur et des SSC « en interface » et apporter les justifications du caractère significatif des majorations apportées.**

L'IRSN considère que, au minimum, pour la détermination des niveaux d'aléa à associer au noyau dur :

- la période de retour visée doit être significativement supérieure à 10 000 ans ;
- les incertitudes associées aux méthodes retenues dans les référentiels actuels doivent être considérées ;
- les failles présentes dans l'environnement proche des sites (< 50 km) et susceptibles d'être actives doivent être prises en compte.

#### **4.2.1.1.2.2 Analyse des spectres SND proposés**

Faute de disposer des justifications demandées, l'IRSN a réalisé une analyse « statistique » des propositions de l'exploitant afin d'examiner leur cohérence interne et de les confronter à divers scénarios sismiques.

Afin de définir des tendances, l'IRSN a regroupé les sites en fonction de la zone de sismicité à laquelle ils appartiennent dans le nouveau zonage sismique de la France (zonage annexé au décret du 22 octobre 2010, auquel l'exploitant fait référence dans sa note). Les 19 sites de production électronucléaire se répartissent entre les zones 1 (Belleville, Cattenom, Dampierre, Golfech, Nogent, Paluel, Penly et Saint-Laurent-Les-Eaux), 2 (Chinon, Chooz, Civaux, Flamanville, Gravelines et Le Blayais) et 3 (Bugey, Cruas, Fessenheim, Saint-Alban et Tricastin).

##### **4.2.1.1.2.2.1 Cohérence des SND proposés**

Pour chaque zone de sismicité, l'IRSN a calculé les spectres médians des SND proposés par EDF (Figure 14). En valeur médiane, les spectres « noyau dur » proposés par l'exploitant pour les sites sont statistiquement plus forts en zone 2 qu'en zone 1 sur l'ensemble de la gamme de fréquences analysées (PGA ~ 0,3 g en zone 2 et 0,2 g en zone 1), ce qui va dans le sens d'une augmentation du niveau d'exposition. De la même manière, l'IRSN constate que les spectres « noyau dur » proposés par EDF pour les sites situés en zone 3 sont plus riches à basses fréquences que les spectres « noyau dur » des sites situés en zone 2. **En revanche, les spectres« noyau dur » des zones 2 et 3 ne sont pas statistiquement différents (au sens de la valeur médiane), dans la gamme de fréquences entre 6 et 34 Hz.** L'IRSN estime que ce point devra faire l'objet d'un examen détaillé de la part de l'exploitant afin de s'assurer de la cohérence de ses hypothèses.



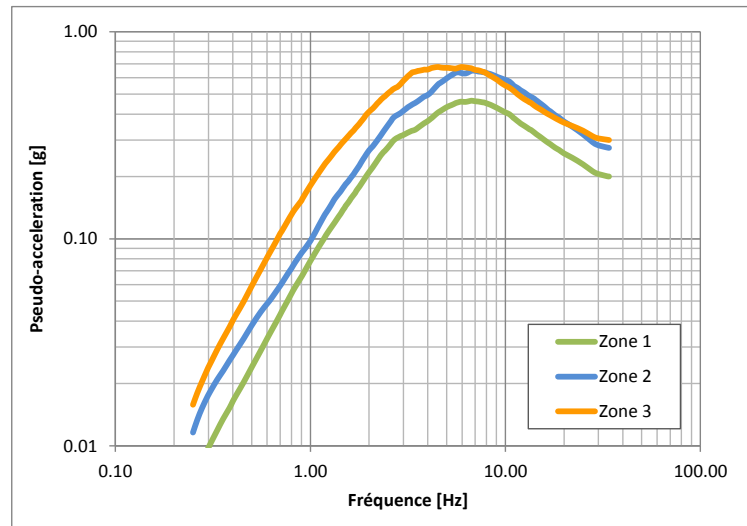


Figure 14 : Spectres médians calculés pour chaque zone de sismicité (selon le zonage sismique de la France) à partir des spectres « noyau dur » proposés par l'exploitant.

#### 4.2.1.1.2.2.2 Qualification des SND proposés en regard des connaissances actuellement disponibles

Afin de compléter cette analyse, l'IRSN a testé un jeu d'hypothèses plausibles pour définir le niveau sismique applicable au noyau dur. L'objectif de cette analyse était de qualifier de manière indépendante le caractère majorant des propositions faites par l'exploitant. Les hypothèses testées sont, d'une part de type déterministe (pas de prise en compte de la probabilité d'occurrence des événements), d'autre part de type probabiliste (la probabilité annuelle de dépassement d'une accélération donnée est calculée en tenant compte de l'ensemble des scénarios sismiques pondérés en fonction de probabilités d'occurrences). Les hypothèses testées sont explicitées ci-après

- « SMS + 1 écart-type » : Selon la démarche RFS 2001-01, le spectre de réponse associé au SMS est prédit pour une valeur médiane de l'équation prédictive du mouvement sismique. Toutefois, les enregistrements collectés dans les bases de données mondiales témoignent de la grande variabilité du mouvement sismique pour un même couple magnitude-distance (cf. annexe 5). Celle-ci résulte de la complexité du rayonnement de la source sismique et de l'interaction des champs d'ondes avec le milieu géologique, y compris très localement. Au travers de l'hypothèse « SMS + 1 écart-type », il s'agit de tenir compte de la variabilité du mouvement sismique dans la construction du spectre SMS pour une cible correspondant à une valeur médiane plus un écart-type. Les caractéristiques (magnitude-distance) des SMS proposées par l'exploitant restent donc inchangées ;
- « SMS++ » : La période d'observation historique est très courte en regard des temps de récurrence des grands séismes. Afin de tenir compte de la possibilité que surviennent à l'avenir des séismes de plus fortes magnitudes que celles prises en compte par la RFS 2001-01, l'hypothèse « SMS++ » est construite en majorant forfaitairement de 1 la magnitude du SMS. La prédiction du mouvement sismique est faite pour une valeur médiane. En s'appuyant sur des considérations statistiques reliant le nombre annuel de séismes et leur magnitude (courbe de Gutenberg-Richter), la probabilité associée à un scénario SMS++ est de l'ordre de 6 à 10 fois plus

faible que celle associée à un scénario SMS (sans que cette probabilité ne soit définie pour autant) ;

- « FAULT\_SIZE » : La capacité d'une faille à générer des séismes de forte magnitude est très corrélée à sa géométrie (i.e. longueur, épaisseur, segmentation). Les temps de récurrence des séismes majeurs sont eux fortement liés à la vitesse de chargement tectonique de la faille. Le temps de récurrence des séismes majeurs est d'autant plus long que la vitesse de chargement est lente. Cette hypothèse dite « FAULT\_SIZE » est une approche déterministe qui ne tient pas compte des temps de récurrence des événements majeurs. Il s'agit de rechercher des éléments techniques attestant que les failles examinées ont subi des déformations dans un passé « suffisamment proche » pour que l'on puisse supposer qu'elles pourraient être réactivées à l'avenir (cf. annexe 5). On peut considérer en s'appuyant sur la littérature scientifique que le contexte sismotectonique est relativement constant depuis le début du Quaternaire (environ 2,6 Ma). Pour rappel, la démarche préconisée par la RFS 2001-01 ne tient compte des failles qu'en présence d'indices de rupture de surface (paléoséisme). Dans l'approche « FAULT\_SIZE », l'ensemble des failles pouvant être considérées comme potentiellement actives sont prises en compte ;
- « PSHA-MATE & PSHA-ZONELESS » : Ces hypothèses reposent sur un calcul probabiliste simplifié de l'aléa sismique pour des périodes de retour de 50 000 ans et 100 000 ans (sachant que la période de 10 000 ans constitue une cible typique dans la pratique internationale pour définir l'aléa sismique à prendre en compte pour le dimensionnement des SSCs). Deux calculs indépendants et complémentaires ont été réalisés. Le premier calcul (PSHA-MATE) est fondé sur les travaux réalisés lors de la révision du zonage sismique de la France. Une relation de conversion a été appliquée pour tenir compte des écarts statistiques entre les magnitudes locales (Ml) et les magnitudes Ms en ondes de surface (magnitude de référence pour l'équation Berge-Thierry et al. (2003)). Les magnitudes minimales et maximales ont également été révisées en cohérence avec les périodes de retour visées. Un deuxième calcul (PSHA-ZONELESS) a été réalisé en s'affranchissant du zonage sismotectonique au travers d'un modèle de lissage pour chacun des sites. Le calcul se fonde sur l'estimation des taux de sismicité pour un catalogue homogénéisé en Ms (indépendant des travaux réalisés par GEOTER à la fin des années 1990 - début des années 2000). Dans les deux cas, l'équation prédictive du mouvement sismique correspond à celle de Berge-Thierry et al. (2003) mise en œuvre dans la RFS 2001-01. Les résultats sont exprimés en termes de spectres de réponse uniformes pour les périodes de retour considérées.

D'autres calculs complémentaires (PSHA, SMS-IRSN, etc.) ont été réalisés mais ne sont pas présentés ici pour ne pas complexifier la présentation ; ils conduisent à des résultats cohérents avec ceux présentés ci-dessous. Cette démarche a été déclinée sur chacun des sites.

Dans un premier temps, afin de dresser des remarques d'ordre général, les sites ont été regroupés par zone de sismicité selon le nouveau zonage sismique de la France. Pour chaque zone, seule la valeur médiane de chaque hypothèse a été retenue et comparée à la valeur médiane des spectres SND proposés par EDF.

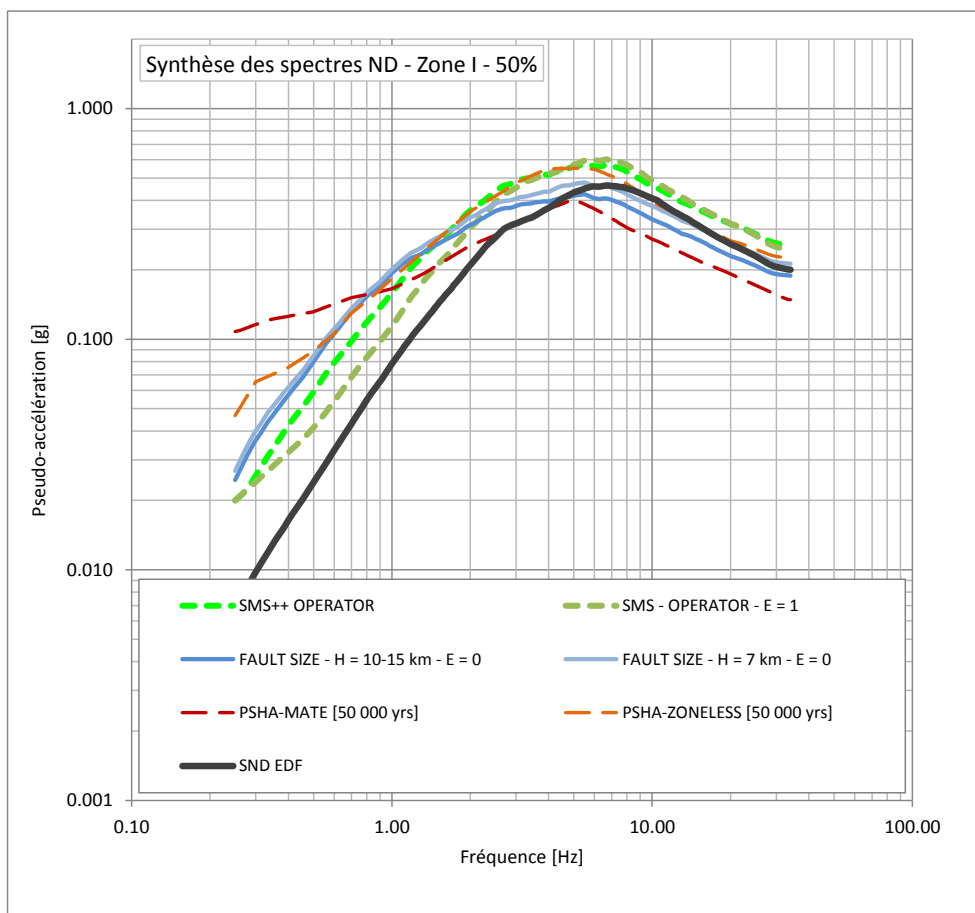


Figure 15 : Comparaison entre le spectre médian « noyau dur » proposé par EDF pour les sites situés en zone 1 et les spectres médians des hypothèses testées par l'IRSN.

Comme le montre la Figure 15 pour la zone 1, la valeur médiane des spectres « noyau dur » proposés par EDF se situe dans le nuage de scénarios testés au-delà de 6 Hz. Dans cette gamme de fréquences [6-34 Hz], les scénarios « SMS++ et SMS + 1 écart-type » sont les plus forts, les calculs PSHA pour une période de retour de 50 000 ans (ou 100 000 ans non présentés sur la figure) ainsi que les scénarios dits « FAULT\_SIZE » étant statistiquement du même ordre de grandeur que les spectres « noyau dur ». Pour des fréquences inférieures à 6 Hz, la valeur médiane des spectres « noyau dur » proposés par EDF se situent très significativement en deçà des valeurs obtenues pour les hypothèses testées.

Cela traduit le fait que la forme spectrale du SMS en zone 1 est inappropriée pour représenter, à basse fréquence, des scénarios sismiques de grande magnitude (e.g. PSHA-ZONELESS ou FAULT SIZE).

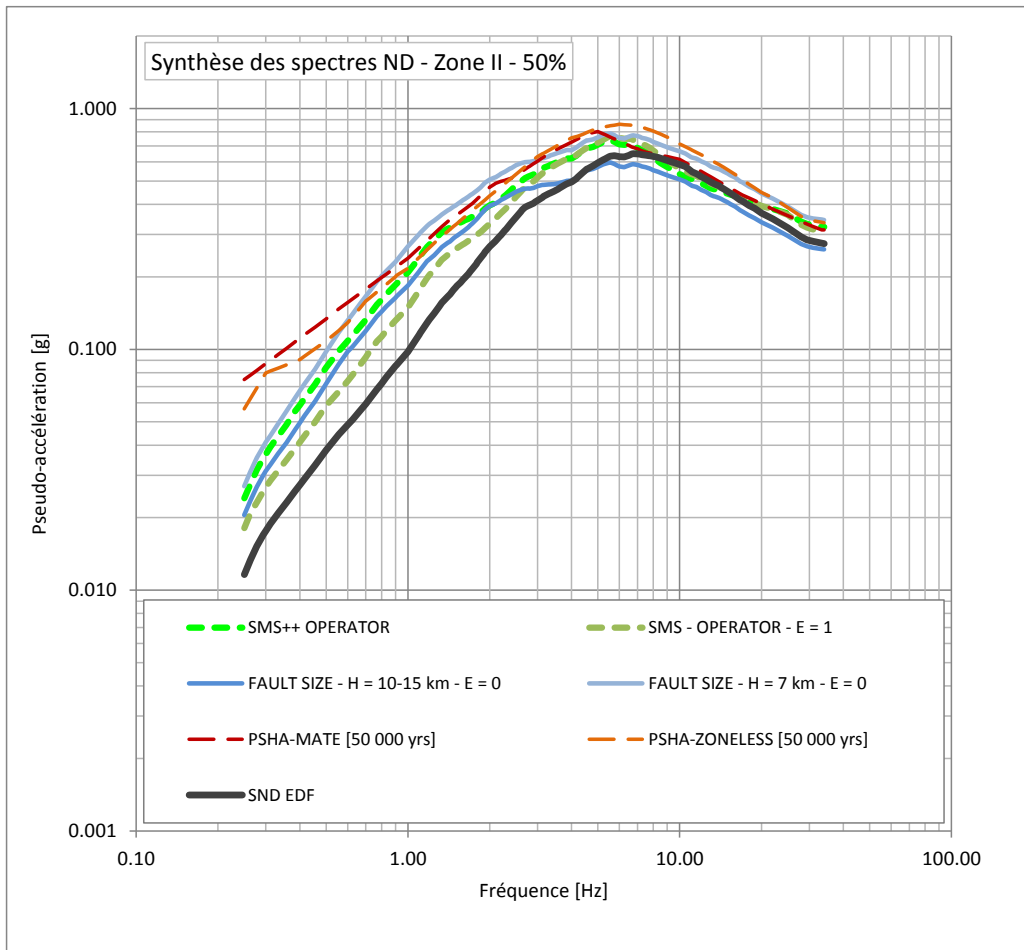


Figure 16 : Comparaison entre le spectre médian « noyau dur » proposé par EDF pour les sites situés en zone 2 et les spectres médians des hypothèses testées par l'IRSN.

Comme le montre la Figure 16 pour la zone 2, la valeur médiane des spectres « noyau dur » proposés par EDF se situe dans le nuage des spectres des scénarios testés au-delà de 8 Hz, un résultat similaire à celui décrit pour la zone 1 mais avec des valeurs d'accélération plus fortes (0,3 g en valeur médiane pour le PGA en zone 2 contre 0,2 g en zone 1). A plus basses fréquences, la valeur médiane des spectres « noyau dur » proposés par EDF se situent très significativement en deçà des valeurs obtenues pour les hypothèses testées. Les spectres associés aux diverses hypothèses testées sont très peu dispersées sur l'ensemble de la gamme de fréquences.

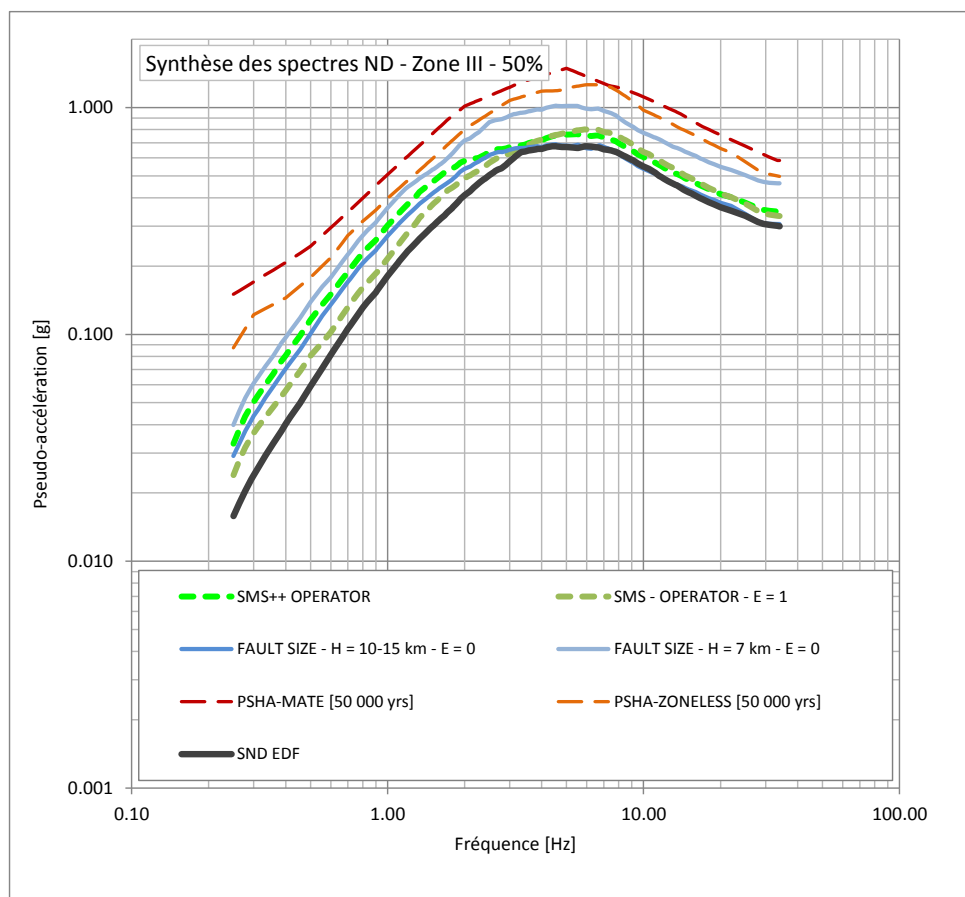


Figure 17 : Comparaison entre le spectre médian « noyau dur » proposé par EDF pour les sites situés en zone 3 et les spectres médians des hypothèses testées par l'IRSN.

Comme le montre la Figure 17 pour la zone 3, la valeur médiane des spectres « noyau dur » proposés par EDF se situe au mieux au niveau de la borne inférieure des scénarios testés par l'IRSN voire en deçà sur l'ensemble de la gamme de fréquences et ce en dépit des majorations supplémentaires apportées par la démarche ICPE. Les spectres « noyau dur » d'EDF sont en particulier très significativement plus faibles que les deux calculs probabilistes réalisés.

Ainsi, il ressort de l'ensemble des études réalisées à l'IRSN que :

- les valeurs d'ancrage à fréquence infinie considérées par EDF pour le SND, ne sont pas toujours suffisamment élevées,
- les contenus des spectres retenus par EDF pour les SND ne sont pas suffisamment riches en basses fréquences.

#### 4.2.1.1.2.2.3 Synthèse des niveaux de calage au PGA

Afin d'examiner de manière plus détaillée les propositions de l'exploitant, l'IRSN a comparé les accélérations d'ancrage des spectres « noyau dur » proposés par EDF et les valeurs médianes des PGA pour les différentes hypothèses présentées par l'IRSN précédemment (Figure 18). En se fixant comme niveau-repère les valeurs d'accélération d'ancrage obtenues pour chacune des zones, il apparaît que les propositions de « valeurs

d’ancrage » de l’exploitant sont, pour certains sites, inférieures aux valeurs médianes obtenues par zone sismique, il s’agit :

- En zone 1, des sites de Nogent et Saint-Laurent-Les-Eaux ;
- En zone 2, des sites du Blayais, de Flamanville et de Chooz ;
- En zone 3, des sites de Saint-Alban, de Bugey et de Fessenheim.

Pour ces sites, l’IRSN préconise qu’EDF révisé ses propositions de valeurs d’ancrage à la hausse. S’agissant du site de Chooz, un échange avec les spécialistes belges est souhaitable pour examiner la question du traitement de la sismicité du Hainaut. Compte tenu de la proximité des sites de Chinon et de Civaux avec une limite de zone du zonage réglementaire, un examen détaillé devrait également être envisagé afin de s’assurer de la suffisance de la proposition d’EDF pour ces deux sites.

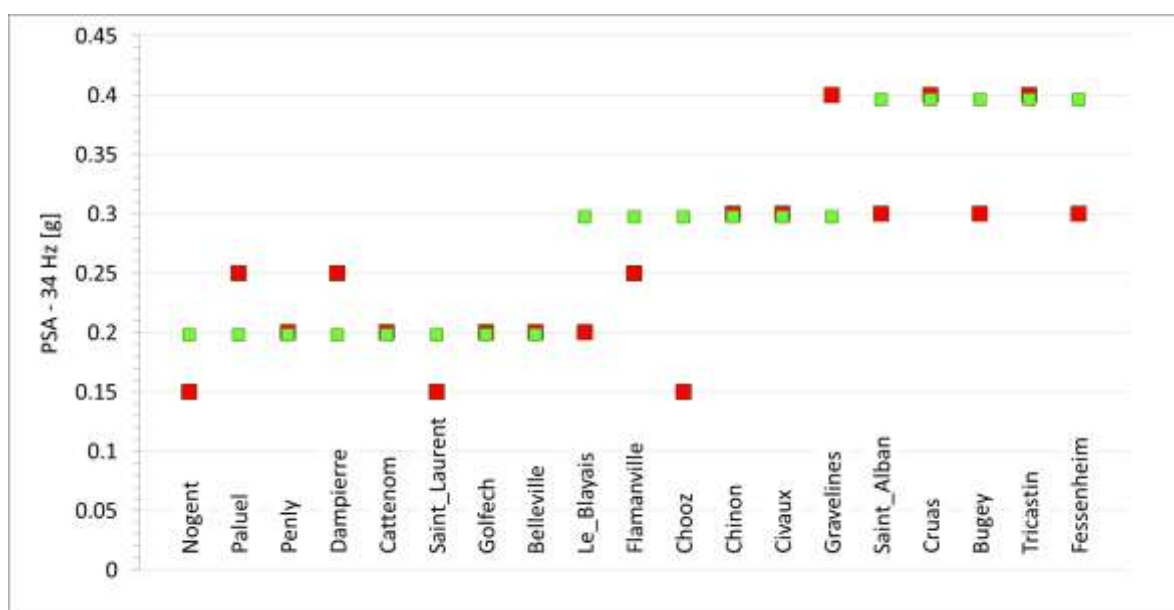


Figure 18 : Comparaison entre les valeurs d’accélération maximales proposées par EDF (carrés rouges) pour les SND et les valeurs médianes des PGA pour les hypothèses testées par l’IRSN (carrés verts).

Enfin, pour l’ensemble des sites, la comparaison entre, d’une part le « spectre médian » de la zone du site correspondant aux différentes hypothèses de l’IRSN, d’autre part le spectre retenu par EDF pour le site, montre que le niveau des accélérations retenu pour les fréquences inférieures à 6-8 Hz est quasi-systématiquement sous-évalué. Aussi, l’IRSN a formulé la demande suivante :

Afin de répondre à l’objectif visé en termes de phénomènes à couvrir, l’IRSN estime que l’exploitant devra réviser la forme des spectres du « noyau dur » afin de les enrichir en basses fréquences. De plus, l’IRSN estime que l’exploitant devra réviser les niveaux de calage des SND des sites qui le nécessitent.

Dans son courrier [144], EDF a présenté une action, en réponse aux demandes de l’IRSN, citée ci-après :

« Afin d’établir les niveaux sismiques à prendre en compte pour la vérification de robustesse du noyau dur, la démarche déterministe retenue par EDF consiste à majorer forfaitairement les niveaux sismiques issus de l’application du référentiel actuel (conformément à la PT [ECS-1]), la RFS 2001-01, sans remettre en cause ce référentiel qui est jugé conservatif, notamment par rapport à la sismicité observée en France.

Pour EDF, les hypothèses alternatives présentées par l’IRSN dans le paragraphe 4.1.1.2.2.2 du rapport provisoire souffrent d’insuffisances et relèvent d’un débat d’experts qui n’est pas compatible avec les échéances de

définition des exigences applicables au noyau dur. Pour autant, EDF est prêt à confronter rapidement avec l'IRSN les données scientifiques et techniques nouvelles qui lui permettent de conforter les niveaux de SND retenus. On rappelle en outre que, dans le cadre de la prolongation de la durée de fonctionnement de ses installations, EDF s'est engagée à mener des études probabilistes et à améliorer la caractérisation géologique des sites. A noter qu'une meilleure évaluation des incertitudes sismologiques est un objectif partagé à l'échelle de la communauté scientifique, l'effet escompté étant plutôt orienté vers la réduction des incertitudes et des niveaux d'aléas. Le projet de R&D SIGMA, dont EDF est l'un des principaux acteurs, a notamment pour objet de développer les méthodologies nécessaires pour progresser dans ce sens. »

L'IRSN juge nécessaire qu'EDF justifie ses choix et révise ses propositions afin de tenir compte des spécificités propres à la détermination d'un aléa sismique associé à de longues périodes de retour. L'IRSN estime qu'il est regrettable que, malgré ses demandes en cours d'instruction, les données scientifiques et techniques nouvelles permettant de conforter les niveaux SND retenus évoquées par EDF n'aient été ni fournies, ni discutées. Par conséquent, l'IRSN formule une recommandation sur le sujet.

#### **Recommandation de l'IRSN :**

**Afin de déterminer le spectre sismique à retenir pour le noyau dur (SND), l'IRSN recommande qu'EDF définisse des objectifs en termes de périodes de retour et de scénarios déterministes à couvrir au-delà du référentiel actuel. Sur la base de ces objectifs, EDF devra réviser les niveaux d'ancrage (PGA) des SND des sites qui le nécessitent, et faire évoluer la forme spectrale à basses fréquences pour l'ensemble des sites.**

#### **4.2.1.2 Inondation**

EDF présente dans la note [40] les scénarios qui définissent les niveaux qu'il propose de retenir pour la protection des dispositions matérielles du noyau dur. Ces scénarios sont successivement abordés dans les sous-parties suivantes, en tenant compte des éléments transmis dans le cadre des engagements pris à l'issue de la réunion des GPE en novembre 2011 et des éléments transmis au cours de l'instruction ([24], [33] et [57] transmise par le courrier [52]).

Les niveaux d'inondation, fournis par EDF, sont indiqués en annexe 6, avec ceux induits par une montée de niveau des eaux de la source froide (scénarios de CMS majorées correspondant au 1<sup>er</sup> tableau au § 6.1 de la note [57]) et ceux induits par déversement direct sur la plate-forme (pluies majorées et inondation induite par un séisme correspondant au 2<sup>ème</sup> tableau au § 6.1 de la note [57]). Dans les deux cas, EDF présente des niveaux forfaitaires de dimensionnement des dispositions de protection du noyau dur, couvrant les situations extrêmes, définis « à dire d'experts » [57].

En amont de l'analyse de chaque scénario, l'IRSN souligne les points génériques suivants.

Pour les inondations associées à la montée du niveau des eaux de la source froide, EDF distingue les sites pour lesquels l'inondation est prévisible avec plus de 12 ou 24 heures de préavis. Sur le principe, l'IRSN rappelle que, dans le cadre du REX Blayais, la protection de l'îlot nucléaire ne repose pas sur un système d'alerte. Les durées d'anticipation présentées pour les sites fluviaux et maritimes n'appellent pas, à ce stade, de commentaire particulier de la part de l'IRSN.

Par ailleurs, EDF avait proposé d'étudier d'autres phénomènes au cas par cas en fonction des spécificités des sites (remontée de nappe à Paluel et Penly, etc.). Au cours de l'instruction [33], EDF a indiqué que des études étaient en cours sur ce sujet.

Enfin, l'IRSN souligne que l'instruction réalisée a principalement porté sur la démarche d'étude des scénarios retenus pour le dimensionnement du noyau dur (ND). EDF a élaboré sa démarche à partir de la méthode dite du « REX Blayais » (référentiel applicable au 1er janvier 2012). Or dans l'avis formulé par les GPE sur le guide inondation discuté en mai 2012 [14], qui a vocation à servir de base à la détermination des niveaux d'inondation de dimensionnement, les GPE ont noté que « *la définition des SRI s'appuie sur un état des connaissances approfondi des différents domaines concernés et notamment de l'hydrologie et de la météorologie. Les groupes permanents estiment que l'approche déterministe de définition des majorations et des combinaisons intégrées aux SRI est adaptée au regard de l'état des connaissances. Une appréciation de la probabilité de dépassement des SRI constitue cependant un complément utile pour appréhender le risque d'inondation. Dans ce cadre, l'approche visant une probabilité annuelle de dépassement de chaque SRI de  $10^{-4}$ , en ordre de grandeur, estimée en intégrant les incertitudes inhérentes à sa détermination, apparaît pertinente* ». Aussi, l'IRSN considère que des niveaux d'inondation significativement supérieurs à ceux des situations SRI résultant de l'application du guide inondation doivent être retenus pour le dimensionnement ou la vérification des SSC du noyau dur. C'est dans cette perspective que l'instruction des niveaux d'inondation a été menée par l'IRSN.

#### **4.2.1.2.1 Crue fluviale majorée**

##### **4.2.1.2.1.1 Rappel des conclusions des GPE de 2011**

Dans le cadre des ECS, EDF avait retenu, pour les sites fluviaux, un scénario consistant à augmenter de 30 % le débit de la Crue Millénaire Majorée (CMM). Pour un certain nombre de sites fluviaux, EDF indiquait que les estimations de hauteurs d'eau atteintes, issues d'extrapolations d'études ou de modèles existants, nécessitaient d'être consolidées. En accord avec ce constat, l'IRSN avait souligné la nécessité de :

- 1) vérifier les hypothèses retenues concernant le comportement des ouvrages hydrauliques ou de protection dans la gamme de débits visée par le scénario « noyau dur », en particulier pour les sites de Tricastin et de Saint Alban ;
- 2) prendre en compte une gamme significative d'incertitudes, indissociable d'évaluations non consolidées, et d'une amplitude à minima pluri décimétrique.

Suite à la réunion préparatoire du 24 octobre 2011, EDF a proposé l'action [INO 02] consistant à étudier les effets induits de la crue fluviale sur le comportement des ouvrages hydrauliques et le risque d'impact sur le niveau d'eau retenu dans le cadre des premières évaluations.

##### **4.2.1.2.1.2 Eléments présentés par EDF pour la protection du noyau dur**

Au cours de l'instruction, EDF a présenté l'avancement des études relatives à la consolidation des niveaux « ECS » de crues fluviales ([24], [57]).

Lorsque la première évaluation du niveau d'inondation « noyau dur » était issue d'un calcul numérique, EDF a évalué si le modèle utilisé était adapté ou si un nouveau modèle devait être élaboré. Lorsque cette première évaluation était issue d'une extrapolation sur la base des couples (hauteur ; débit), EDF a évalué si la présence de singularités hydrauliques pouvait mettre en cause les premiers calculs réalisés (mise en charge de ponts, activation d'une « zone de stockage » importante, etc.). Ainsi, EDF a identifié la nécessité de créer un nouveau modèle ou de



modifier les modèles existants pour les sites de Fessenheim, Tricastin, Civaux, Dampierre, Golfech, St Laurent et St Alban. Enfin, EDF présente dans la note [57] un bilan préliminaire du comportement des ouvrages hydrauliques situés à proximité des CNPE. Pour Civaux et Saint Alban, EDF indique qu'il vérifiera si le surdébit provoqué par la défaillance des ouvrages en amont engendrerait un débit supérieur à celui considéré pour l'aléa « Rupture de Barrage (REB) ». Pour Chooz et Nogent, deux barrages sont identifiés en amont des sites (respectivement à Ham-sur-Meuse et Conflans-sur-Seine), dont l'effacement ne provoquerait pas de surdébit significatif selon EDF. Pour le site de Tricastin, EDF indique qu'il reprendra la modélisation en intégrant plus finement le comportement des ouvrages de garde, des digues latérales en amont et en aval de ces barrages, de l'usine de Bollène.

En l'état actuel des études, EDF identifie trois sites fluviaux avec une hauteur d'eau supérieure à 2 m sur la plateforme de l'îlot nucléaire (Fessenheim, Saint-Laurent et Belleville), deux sites avec une hauteur d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire comprise entre 1 et 1,5 m (Dampierre et Cruas), trois sites avec une hauteur d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire comprise entre 0,5 et 1 m (Golfech, Bugey et Chinon). Sur les autres sites, EDF estime que la plateforme restera hors d'eau. Compte tenu de ces éléments, EDF retient des niveaux de découplage forfaitaires compris entre 1 et 3 mètres pour le dimensionnement des dispositions de protection du noyau dur sur les sites dont la plateforme est inondée.

#### **4.2.1.2.1.3 Analyse de l'IRSN**

L'IRSN considère que la démarche d'expertise mise en œuvre est pragmatique et acceptable pour la définition de niveaux retenus pour les dispositions de protection du noyau dur. En revanche, les éléments transmis ne permettent pas à l'IRSN de se positionner sur les conclusions présentées par EDF sur la base de ses « jugements d'experts ». En particulier, l'IRSN ne peut pas évaluer si les vérifications menées par l'exploitant pour identifier les besoins de mise à jour des modèles sont suffisantes, ni si les hypothèses concernant le comportement des singularités et des ouvrages hydrauliques affectant les résultats des modélisations (digues, retenues situées en amont des sites) sont acceptables.

De plus, l'IRSN considère que des préconisations du guide inondation relatives à l'étude des crues fluviales doivent être retenues dans les études définissant les niveaux de protection du noyau dur, notamment celle relative à la prise en compte du « paramètre influent »<sup>35</sup> sur la propagation de la crue, qui est issue de la méthode dite « REX Blayais ».

**L'IRSN considère qu'EDF doit justifier que les niveaux forfaitaires qu'il a retenus couvrent une surélévation des niveaux d'inondation calculés pour une valeur pénalisante du paramètre influent (défini par le guide inondation) dans le scénario correspondant à 1,3 fois la crue millénale majorée (soit la « CMM+30 % »).**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que sa démarche de prise en compte des crues répond à l'objectif fixé par la prescription [ECS-1]. EDF a rappelé également que pour les sites fluviaux, les niveaux forfaitaires de dimensionnement des dispositions de protection du noyau dur présentés intègrent une marge supplémentaire par rapport au niveau atteint en situation de crue fluviale majorée. EDF estime que ces marges sont de nature à couvrir largement une

---

<sup>35</sup> Le guide inondation préconise pour la prise en compte des incertitudes, l'identification du paramètre ayant la plus forte influence sur le niveau de crue calculé. Pour la détermination des SRI, la majoration de la valeur du paramètre influent permet de couvrir les incertitudes sur un ensemble de paramètres.

valeur pénalisante du paramètre influent. EDF a présenté les résultats obtenus pour le site de Belleville d'une comparaison entre cette marge (57 cm) et la sensibilité de la crue millénale majorée (CMM) au paramètre influent (coefficient de Strickler, 47 cm). EDF souligne que le site de Belleville est celui pour lequel la sensibilité au coefficient de Strickler de la CMM est la plus forte.

L'IRSN estime que la démarche mise en œuvre est satisfaisante, mais il relève que l'exemple du site de Belleville ne couvre pas forcément toute la variabilité des conditions pouvant être rencontrées sur les différents sites (par exemple les cas où le paramètre influent est associé au comportement de digues). Par conséquent, l'IRSN maintient l'attendu ci-après.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN considère qu'EDF doit justifier, pour chaque site concerné, que les niveaux forfaitaires qu'il a retenus couvrent une surélévation des niveaux d'inondation calculés pour une valeur pénalisante du paramètre influent (défini par le guide inondation) dans le scénario correspondant à 1,3 fois la crue millénale majorée (soit la « CMM+30 % »).**

L'IRSN relève que, sur certains sites, l'application des scénarios retenus pour dimensionner les dispositions de protection du noyau dur ne conduit pas à envisager des débits supérieurs à ceux retenus en application de la RFS I.2.e (sites sans risques de ruptures de barrages multiples en amont et pour lesquels  $Q_{REB} > Q_{CMM+30\%}$  ; il s'agit *a priori* de Civaux, Nogent, St Alban). Pour ces sites, l'application du guide inondation pourrait conduire à revoir les niveaux d'inondation du référentiel. **Dans l'attente des études issues de l'application du guide inondation et pour garantir une marge significative et pérenne entre les niveaux des référentiels et des niveaux du noyau dur, l'IRSN considère nécessaire qu'EDF vérifie que le dimensionnement des protections du noyau dur ne serait pas remis en cause par une hausse de la CMS de l'ordre de 0,5 m<sup>36</sup> sur les sites pour lesquels l'application des scénarios « noyau dur » ne conduit pas à envisager des débits supérieurs à ceux du scénario REB.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a présenté des éléments justificatifs sur ce point. L'IRSN estime que ces éléments sont satisfaisants.

### **4.2.1.2.2 Crue de bord de mer majorée**

#### **4.2.1.2.2.1 Rappel des conclusions des GPE de 2011**

Dans le cadre des ECS, une majoration forfaitaire de 1 mètre a été retenue, pour les sites maritimes ou en estuaire, par rapport au scénario de CMS (cumul de la marée maximale et de la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% de la surcote millénale). Les niveaux ECS ainsi calculés conduisaient à une inondation d'environ 1,50 m des plateformes du Blayais et de Gravelines tandis que les plateformes de Flamanville, Paluel et Penly restaient hors d'eau. L'IRSN a considéré que la majoration de 1 m de l'aléa CMS retenue par EDF permettait d'aller significativement au-delà des niveaux de crue maritime actuellement pris en compte pour ses sites, et répondait en ce sens aux demandes du cahier des charges des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) de

---

36 Valeur proposée forfaitairement par l'IRSN

2011. Cependant, l'IRSN estimait que cette majoration permettait essentiellement de couvrir de manière prudente les incertitudes sur l'évaluation des surcotes extrêmes, liées aux horsains dans les séries de mesure.

De plus, concernant la prise en compte de la houle, EDF a indiqué qu'il envisageait de mener des études, pour les sites qui ne seraient pas inondés par la crue majorée, afin de confirmer la tenue des digues de protection sous l'effet de la CMS augmentée de 1 m, associée à une houle d'occurrence centennale. **Ceci a fait l'objet de l'engagement RECS-INO13 [38, 39].**

#### *4.2.1.2.2 Eléments présentés par EDF pour la protection du noyau dur*

Au cours de l'instruction, EDF a transmis une note présentant les niveaux forfaitaires retenus pour dimensionner les dispositions de protection du noyau dur, en particulier pour les sites maritimes ou en estuaire [40] (voir annexe 6). Pour le dimensionnement des dispositions de protection du noyau dur, EDF maintient un niveau de crue maritime majorée correspondant à la CMS augmentée de 1 m. De plus, en réponse à l'engagement RECS-INO13, EDF présente dans la note méthodologique [57] sa démarche de prise en compte des effets d'une houle centennale associée à la crue maritime majorée, pour l'ensemble de ses sites maritimes.

Pour les sites protégés à l'égard d'un niveau de CMS majorée de 1 m, deux scénarios sont envisagés. Si la houle centennale propagée sur ce niveau conduit à des débordements sur la plate-forme par surverse des ouvrages de protection, les franchissements associés sont évalués. Dans le cas contraire, la tenue des ouvrages de protection à la crue maritime majorée combinée à la houle centennale est vérifiée, selon des formules empiriques ou une modélisation physique.

Pour les sites inondés par un niveau de CMS majorée de 1 m, le niveau de protection requis pour le noyau dur est déterminé par le cumul du niveau de crue majorée avec la hauteur maximale de houle centennale calculée sur la plateforme, doublée pour tenir compte du phénomène de « run-up »<sup>37</sup>. La houle centennale, propagée depuis le large sur la crue majorée, est soumise au droit de la plateforme à un critère de déferlement correspondant à un fond plat (avec un ratio de 0,35 entre la hauteur significative et la profondeur d'eau). La hauteur maximale des vagues sur la plateforme est déduite de la hauteur significative de la houle résiduelle, par un coefficient d'amplification de 1,6. Un scénario conservatif de « run-up » est ensuite considéré en supposant une réflexion totale au droit des obstacles situés sur la plateforme. A ce jour, les applications de cette démarche sur les sites du Blayais et de Gravelines n'a été présentée par EDF qu'oralement [33]. EDF retient un niveau forfaitaire de 3 m pour dimensionner les dispositions de protection du noyau dur de ces sites, ce niveau étant supposé couvrir la crue maritime majorée et la houle centennale associée.

#### *4.2.1.2.3 Analyse de l'IRSN*

L'IRSN rappelle qu'un consensus a été établi, dans le cadre de la préparation du guide inondation, sur le fait que les horsains remettent en cause la justesse des estimations des surcotes extrêmes par les analyses statistiques actuelles (à l'échelle d'un site) et qu'une meilleure prise en compte des surcotes exceptionnelles est nécessaire pour estimer les surcotes millénales [29]. De premiers résultats avec de nouvelles approches tendent à montrer que les surcotes millénales actuelles peuvent être sous-estimées d'une valeur pouvant atteindre jusqu'à 1 mètre sur le littoral atlantique. Considérant que ces nouvelles approches sont prometteuses mais ne sont pas encore robustes à ce jour, l'IRSN estime qu'une majoration forfaitaire de 1 m de l'aléa CMS ne permet alors de couvrir

---

<sup>37</sup> Le run-up correspond à la hauteur maximale, comptée à partir du niveau d'eau au repos, atteinte par une vague sur une pente.

raisonnablement que les incertitudes liées aux horsains [29]. L'IRSN souligne que le guide inondation approuvé par les Groupes permanents d'experts en mai 2012 [14] intègre déjà, pour cette raison, une majoration de 1 mètre de la surcote millénaire. Par ailleurs, en plus d'un niveau CMS augmenté de 1 m, le niveau marin de référence défini dans le guide inondation prend en compte une évolution du niveau marin moyen (extrapolée a minima jusqu'au prochain réexamen de sûreté) et une hauteur de seiche<sup>38</sup> le cas échéant. En particulier sur l'évolution du niveau marin moyen, l'ONERC présente des élévations variant, selon différentes estimations, entre 40 cm et 1 m à l'horizon de 2100 [154]. Ainsi, l'IRSN considère que le niveau de crue maritime majorée retenu par EDF pour la protection du noyau dur (CMS+1m) est en-deçà du scénario de niveau marin défini par le guide inondation pour le dimensionnement. Aussi, l'IRSN a formulé la demande suivante :

**Afin de procurer une marge en regard des niveaux issus de l'application du guide inondation, l'IRSN estime nécessaire de retenir, pour la protection du noyau dur, un niveau de crue maritime significativement supérieur à celui retenu par EDF (CMS+1m).**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que l'application d'un niveau de crue maritime encore supérieur à « CMS+1m » ne remettrait pas en cause le caractère « non inondable » des îlots nucléaires sur des CNPE de Flamanville, Paluel et Penly. Pour les deux autres sites (Gravelines et Blayais), EDF a rappelé qu'il retient un niveau forfaitaire de dimensionnement des protections noyau dur de +3m par rapport à la plateforme et indiqué que ce niveau couvre, avec une marge d'environ 50 cm :

- le niveau statique associé à « CMS+1m » correspondant à +1,6 m / niveau plateforme,
- les effets concomitants d'une houle ou d'un clapot centennal propagés sur la plateforme, arrêtés par un « mur vertical » représentatif par exemple, d'un voile béton ou d'un batardeau (la protection contre tout franchissement impliquant une surélévation de 90 cm par rapport au niveau d'eau moyen).

EDF considère donc que « *l'exigence relative à la protection du noyau dur contre l'inondation présentée pour Gravelines et Blayais* :

- *présente une marge significative forfaitaire par rapport au référentiel applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2012, et répond en cela à la prescription [ECS-1].*
- *va d'ores et déjà au-delà des préconisations du nouveau guide, relatives à la prise en compte des horsains. »*

L'IRSN estime que les éléments présentés par EDF pour les trois sites normands sont suffisants pour écarter le risque d'inondation par la mer des plateformes. Pour les sites de Gravelines et Blayais, ces éléments démontrent que les niveaux forfaitaires qu'EDF a définis couvrent des niveaux marins allant significativement au-delà de la CMS et de la SRI « niveau marin » du guide inondation. Cependant, l'IRSN relève que la position d'EDF ne traite pas de l'effet de la houle propagée sur un niveau marin dépassant le niveau de la CMS+1m. Ces points sont repris ci-dessous, après l'examen des éléments relatifs à la houle.

---

<sup>38</sup> Une seiche est une onde stationnaire qui peut se manifester dans des plans d'eau fermés ou semi-fermés tels qu'un port, un bassin, un lac ou une baie. Dans un bassin maritime semi-fermé, les seiches sont dues à la pénétration d'ondes longues provenant du large. Si la période de la seiche coïncide avec la période de résonance du bassin, elle peut être amplifiée par résonance à l'intérieur du bassin. Ce balancement peut se poursuivre pendant quelques minutes, quelques heures voire plusieurs jours même lorsque le phénomène initiateur a disparu.

Concernant la prise en compte des effets de la houle centennale, l'IRSN relève que la méthodologie développée pour des plateformes inondées reprend la démarche adoptée dans la méthode REX Blayais (pour l'étude du clapot en cas d'inondation par la crue fluviale millénaire), sans apporter plus de conservatismes. Cependant, la houle étant propagée sur un niveau marin qui est majoré, les hauteurs de vagues sont significativement amplifiées. De plus, l'IRSN considère qu'EDF devra vérifier que les dispositions de protection mises en œuvre seront en mesure de faire face aux effets dynamiques associés.

**Ainsi, l'IRSN estime que la démarche présentée de prise en compte des effets de la houle est acceptable, sous réserve de propager les vagues sur un niveau de crue maritime significativement supérieur à celui retenu par EDF (CMS+1m), ainsi que les effets dynamiques induits par la houle.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que les chargements dynamiques induits par la houle seront pris en compte dans le dimensionnement des équipements valorisés dans la protection du noyau dur contre l'inondation.

L'IRSN considère que la réponse d'EDF ne traite pas l'ensemble de la demande. L'IRSN souligne que les conditions de houle retenue par EDF n'apparaissent adaptées que dans la mesure où les vagues seraient propagées sur un niveau marin dépassant significativement la « CMS+1m ». Aussi l'IRSN formule la recommandation suivante :

**Recommandation de l'IRSN :**

**L'IRSN recommande qu'EDF réévalue le niveau marin retenu au titre du noyau dur de façon à ce qu'il soit significativement supérieur au niveau correspondant à la « CMS + 1 m » et prenne en compte ce niveau réévalué pour tenir compte des effets des vagues.**

#### **4.2.1.2.3 Inondation induite par un séisme majoré conduisant à la ruine d'une digue de canal jouxtant le site**

Dans la note d'avancement [57], EDF rappelle que ces études doivent être transmises à l'ASN pour la fin 2013 (cf. prescription ASN [ECS-11] concernant Fessenheim et Tricastin) et indique ne pas disposer d'éléments d'application à présenter à l'heure actuelle. EDF indique néanmoins retenir la démarche d'expertise fondée sur les actions suivantes :

- amélioration de la connaissance de la constitution des digues, en particulier afin de définir des profils plus réalistes qui seront ensuite étudiés. A cette fin, des reconnaissances géotechniques seront conduites sur les digues,
- modélisation du comportement des digues lors d'un séisme allant au-delà du référentiel, avec des hypothèses réalistes qui seront fondées sur les résultats des reconnaissances géotechniques. En première approche, la vérification serait conduite vis-à-vis du séisme retenu pour le noyau dur (SND),
- en fonction des résultats de la modélisation, la dégradation de la digue sera ensuite caractérisée : perte d'étanchéité, voire brèche (localisation, taille, éventuellement cinétique de formation...). Des hypothèses de débit seront ensuite à définir au droit de ces singularités,
- le cas échéant, sur la base des résultats des étapes précédentes, une modélisation des écoulements sera réalisée et permettra de déterminer les niveaux atteints au droit du CNPE.

A ce stade, ces éléments n'appellent pas de commentaire de la part de l'IRSN. La démarche présentée apparaît adaptée pour l'évaluation de niveaux de protection du noyau dur.

#### 4.2.1.2.4 Ruptures multiples de barrages en amont sous l'effet d'un séisme

Dans le cadre des ECS, EDF a indiqué qu'il réaliserait des études complémentaires sur :

- un séisme initiateur d'une rupture de barrage, pour confirmer que les protections du site contre l'inondation causée par cette rupture de barrage ne peuvent être effacées par le séisme,
- un séisme susceptible d'entraîner plusieurs ruptures de barrages, pour confirmer que les protections du site vis-à-vis de l'inondation sont suffisantes.

Suite à la réunion préparatoire du 24 octobre 2011, EDF a proposé l'action INO 04 qui inclut dans ces études le cas des ruptures de barrages situés dans une même vallée sous l'effet de séismes « au-delà du référentiel ». Ces études devraient être disponibles à la fin de l'année 2012, soit après la réunion du groupe permanent d'expert de décembre 2012.

Au cours de l'instruction [57], EDF a toutefois indiqué que la méthode d'étude s'appuie sur la définition d'une zone circulaire, centrée autour du point où le mouvement sismique est maximal, dans laquelle l'accélération à fréquence infinie dépasse 0,2 g (« critère de défaillance » associée à la ruine des ouvrages concernés). Le rayon du cercle (environ 17 km) est justifié par un niveau de séisme (Magnitude 6,5 et profondeur 6 km) qui ne correspond toutefois pas au séisme « SND » retenu pour dimensionner le noyau dur. Si des possibilités de ruptures de plusieurs ouvrages sont détectées dans ces zones de 34 km de diamètre, des études de propagation des crues résultant des ruptures sont conduites pour évaluer les niveaux d'eau au droit des sites de CNPE. EDF prévoit de retenir dans un premier temps des hypothèses pessimistes qui pourraient être ensuite relaxées.

L'IRSN relève que le « critère de défaillance » est défini par jugement d'expert fondé sur le type de barrages considérés et le retour d'expérience mondial sur le comportement sous séisme de barrages. L'IRSN convient que, dans le cadre de cette étude, le « critère de défaillance » ne peut-être pas être défini par une approche quantitative rigoureuse. La valeur retenue apparaît raisonnable, mais le critère de « 17 km » de rayon en découlant doit être considéré à titre indicatif (typiquement un examen complémentaire serait nécessaire pour des barrages distants, par exemple, de 40 km).

L'IRSN considère que les hypothèses retenues pour le séisme et ces effets traitent de manière adaptée la problématique des séismes « flottants » (que l'on n'associe pas à une faille particulière). Cependant, il apparaît nécessaire de compléter l'étude en examinant les barrages situés à proximité de failles majeures qui pourraient être à l'origine de séismes plus forts et dont la zone d'influence ne serait pas circulaire.

A ce stade, l'IRSN n'a pas de remarques sur les éléments de méthode relatifs aux calculs des ondes résultant des ruptures des barrages.

Enfin, l'IRSN relève qu'EDF conclut dans l'annexe 2 à la note [57] que les études réalisées sur les ruptures multiples dans des vallées parallèles démontrent qu'un tel scénario n'est pas dimensionnant pour la plupart des sites. De plus, des études complémentaires ne seraient nécessaires que pour les sites de Civaux, Nogent, Cruas et Tricastin. Compte tenu du calendrier d'instruction, l'IRSN n'a pas été en mesure d'analyser les démonstrations mentionnées par EDF.

**En conclusion, la démarche d'étude proposée par EDF apparaît satisfaisante, mais nécessite d'être complétée en examinant les barrages situés à proximité de failles majeures qui pourraient être à l'origine de séismes plus forts.**

De plus, l'utilisation de la valeur de 34 km issue de la zone circulaire, centrée autour du point où le mouvement sismique est maximal, dans laquelle l'accélération à fréquence infinie dépasse 0,2 g doit être utilisé avec prudence.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué que la démarche de prise en compte du risque de ruptures multiples de barrages présente d'importants conservatismes. Pour EDF, la prise en compte de séismes de plus forte magnitude (par exemple induits par des failles situées au voisinage de barrages) n'est pas jugée nécessaire dans la mesure où elle pourrait être compensée par la prise en compte d'hypothèses plus réalistes concernant le comportement des ouvrages de retenue ou la propagation des ondes de rupture.

L'IRSN estime qu'EDF n'a pas apporté d'éléments nouveaux par rapport à ceux pris en compte dans l'instruction. L'IRSN souligne que la demande porte sur une vérification fondée sur la cartographie disponible des failles majeures. Il maintient donc l'attendu suivant :

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF analyse les risques de séismes associés à des failles situées à proximité de barrages, afin d'évaluer le risque de rupture de barrages multiples.**

### **4.2.1.2.5 Pluies locales majorées**

#### *4.2.1.2.5.1 Rappel des conclusions des GPE de 2011*

Dans le cadre des ECS, EDF avait retenu deux scénarios :

1. **la pluie de forte intensité (PFI) majorée** : ce scénario consiste à doubler l'intensité de la pluie PFI retenue pour le dimensionnement, sur une durée correspondant au temps de saturation des réseaux pluviaux,
2. **la conjonction de PFI 60 minutes avec le bouchage des avaloirs du réseau pluvial** : ce scénario consiste à considérer une pluie de forte intensité de durée 60 minutes, conjuguée à une obturation complète des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO du site.

Les hauteurs de lames d'eau induites par ces scénarios de pluies (quelques centimètres à quelques décimètres) sont calculées en supposant un étalement du volume de pluie non évacué par le réseau.

L'IRSN avait indiqué que ces deux scénarios allaient effectivement significativement au-delà de la méthodologie REX Blayais. Toutefois, l'IRSN avait souligné que la durée de la PFI retenue dans le scénario PFI x 2 n'est pas *a priori* la plus pénalisante. En effet, compte tenu de la saturation des réseaux pluviaux, il est très probable que des durées de pluies plus longues que les temps de concentration du réseau (de l'ordre de la dizaine de minutes) conduisent à des lames d'eau plus importantes. De plus, l'IRSN avait indiqué que des éléments complémentaires étaient nécessaires pour justifier les hypothèses d'étalement ainsi que les hypothèses hydrauliques retenues dans les études, pour le scénario d'obstruction des avaloirs.

Suite à la réunion préparatoire du 24 octobre 2011, EDF a proposé l'action INO 05 consistant à appliquer pour le 30 juin 2012 la démarche à un ou deux cas tests et à réaliser, pour le scénario majoré forte pluie PFIx2, une étude de sensibilité en retenant une durée de pluie supérieure au temps de concentration du réseau.

#### *4.2.1.2.5.2 Eléments présentés par EDF pour la protection du noyau dur*

En réponse à l'engagement INO 05, EDF a transmis par le courrier [74] trois notes de méthode [54] et d'application au site de Paluel [55] et [56]. Le site de Paluel retenu pour l'étude d'application présente plusieurs spécificités : il est situé en bord de mer et constitue l'exutoire naturel d'un bassin versant d'environ 1 400 ha. Les éléments

présentés aboutissent à des hauteurs de lame d'eau d'une part de 8, 25 et 16 cm respectivement sur les plateformes de la station de pompage (SDP), de la salle des machines (SDM) et de l'îlot nucléaire (IN) pour le scénario d'obstruction du réseau et d'autre part de 12, 42 et 0 cm sur les plateformes de la SDP, de la SDM et de l'IN pour le scénario PFI x 2.

#### 4.2.1.2.5.3 Analyse de l'IRSN

Pour ce qui concerne le scénario de lame d'eau avec bouchage des avaloirs, la méthodologie retenue repose sur des hypothèses d'étalement et de loi de déversement des volumes d'eau des zones les plus hautes vers les zones les plus basses. Les zones de point bas et l'évacuation des volumes vers l'extérieur sont valorisées. Si les voiries sont remplies, une répartition des volumes débordés sur les terre-pleins est calculée.

Une dynamique des écoulements est prise en compte dans la méthode et s'appuie sur un calcul en 4 étapes présentées dans la note [54] ; toutefois, l'étalement instantané des volumes d'eau demeure une hypothèse de base de la méthode. Par ailleurs, l'IRSN considère que le réalisme de ces études repose fortement sur la qualité et la représentativité des données topographiques retenues pour les calculs d'étalement et de déversement. Quelques points méthodologiques n'ont pas pu faire l'objet d'échanges au cours de l'instruction faute de temps et mériteront d'être précisés<sup>39</sup>. Néanmoins, en termes de méthode, les possibilités de calculs hydrauliques analytiques (i.e. sans modélisation numérique) semblent exploitées au maximum. Une meilleure prise en compte de la topographie est possible mais nécessite de recourir à un modèle numérique de terrain (MNT).

L'application au site de Paluel est conforme à la méthodologie. La prise en compte des directions d'écoulement semble réalisée de façon détaillée et issue d'un travail de terrain, ce qui est satisfaisant. Cependant, l'organisation d'une visite sur le site de Paluel n'ayant pas été possible, l'IRSN n'a pas pu évaluer les hypothèses retenues pour décrire les singularités provoquant les déversements d'une plateforme à l'autre du site.

**Compte tenu de ces éléments, la méthode mise en œuvre par l'exploitant sur le site de Paluel doit être comparée avec une méthode alternative permettant une meilleure prise en compte de la topographie (modélisation numérique détaillée) afin de :**

- vérifier la robustesse de la méthode retenue initialement,
- adapter éventuellement cette méthode pour certaines configurations de sites,
- identifier des configurations de sites nécessitant la mise en œuvre d'une approche alternative.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a rappelé les délais très contraints pour la mise en place des dispositions de protections du noyau dur. Dans ce contexte et compte tenu, d'une part de la nécessité de procéder à une campagne de relevés topographiques préalable à la mise en place d'un modèle numérique détaillé, d'autre part de l'incertitude sur le niveau de précision qui pourrait être atteint par la méthode alternative, EDF considère que la comparaison de ces méthodes ne lui paraît pas pertinente.

L'IRSN considère que la mise en œuvre d'une méthode reposant sur un modèle numérique de terrain détaillé est envisageable compte tenu de l'état de l'art actuel dans le domaine. L'IRSN considère qu'une telle étude permettrait de vérifier la robustesse de la méthode de calcul des niveaux d'eaux pluviales d'EDF. L'IRSN souligne que les

---

<sup>39</sup> Quelle prise en compte est faite des eaux de ruissellement des toitures ? Dans l'étape 3, les débits « Qv » et « Qp » apparaissent surestimés car l'étalement sur les terre-pleins n'est pas pris en compte, quelle incertitude sur les coefficients de débitance retenus ? Justification des capacités d'absorption des terrains, etc.



conclusions de la comparaison entre les méthodes seront également utiles dans le cadre de l'application du guide inondation. L'IRSN formule donc l'attendu suivant :

#### Attendu de l'IRSN :

L'IRSN considère que la méthode mise en œuvre par l'exploitant sur le site de Paluel doit être comparée avec une méthode alternative permettant une meilleure prise en compte de la topographie (modélisation numérique détaillée) afin de :

- vérifier la robustesse de la méthode retenue initialement,
- adapter éventuellement cette méthode pour certaines configurations de sites,
- identifier des configurations de sites nécessitant la mise en œuvre d'une approche alternative.

Il convient de noter que les conclusions de cette étude sont susceptibles d'impacter les scénarios relatifs aux « PFI x 2 » et à la « rupture d'ouvrages sur site » qui recourent également à des hypothèses d'étalement des volumes d'eau sur les plateformes.

Par ailleurs, l'IRSN considère qu'un complément d'instruction est encore nécessaire sur les points n'ayant pas pu faire l'objet d'échanges spécifiques à ce jour, notamment l'impact de la prise en compte des eaux de ruissellement des toitures et la justification des capacités d'absorption des terrains.

Pour ce qui concerne le scénario de pluie de forte intensité (« PFI x2 »), EDF n'a pas transmis de note de méthode support. L'analyse effectuée par l'IRSN de la note d'étude [56] l'a conduit à identifier plusieurs choix qui n'apparaissent pas satisfaisants.

En premier lieu, l'étude a été réalisée en considérant au niveau de l'exutoire un niveau de pleine mer moyenne (associée à un coefficient de marée de 70). Cette hypothèse était retenue dans le cadre du REX Blayais car les risques de concomitance entre un niveau marin haut et une pluie étaient étudiés dans le cadre d'une autre conjonction (à savoir, dans le cadre des pluies régulières et continues - PRC). Or le guide inondation ne distingue plus ces notions de PFI et de PRC, mais préconise de retenir un niveau aval décennal pour les sites de bord de mer, afin de tenir compte de la dépendance entre les phénomènes de tempête et de pluie locale. En conséquence, **l'IRSN considère que l'hypothèse d'un niveau aval de pleine mer moyenne n'est pas recevable pour les études visant à définir les niveaux à retenir pour dimensionner les dispositions de protection du noyau dur.**

En second lieu, le hyétogramme<sup>40</sup> de pluie retenue dans l'étude est bien moins pénalisant que celui retenu dans les études associées au REX Blayais. Le site de Paluel est caractérisé par la présence de deux réseaux distincts « SEO Est » et « SEO Ouest ». Chacun de ces réseaux est alimenté par trois bassins versants dont les temps de concentration varient de la dizaine de minutes à plusieurs heures. Dans les études REX Blayais, EDF cumulait (pour chaque bassin) trois pluies différentes, chacune caractérisée par une durée égale au temps de concentration de chaque bassin. Pour chacun des réseaux Est et Ouest, EDF ne retient à ce jour que le temps de concentration de plusieurs heures correspondant au bassin versant amont le plus grand. L'IRSN considère que ce choix permet d'évaluer les risques de débordement du tronçon principal qui reçoit les écoulements provenant du bassin versant amont mais ne permet pas d'évaluer les risques de débordement des réseaux pluviaux de l'îlot nucléaire. En effet, le scénario retenu ne couvre pas les débordements provoqués par les pluies de durées de quelques minutes ou quelques dizaines de minutes qui correspondent au temps de concentration du réseau local. Sur ce sujet, le guide

---

<sup>40</sup> Le hyétogramme donne l'intensité de pluie en fonction du temps.

inondation rappelle l'objectif d'obtenir des scénarios de pluies majorants pour les différentes zones du site comportant des équipements ou locaux à protéger et préconise l'utilisation de formes de pluies de type « Keiffer » ou « double triangle ». Ainsi, l'IRSN considère que les éléments présentés concernant le scénario « 2 x PFI » ne sont pas suffisants pour définir les niveaux à retenir pour le dimensionnement des dispositions de protection du noyau dur sur l'ensemble des plateformes du site, notamment sur la plate-forme de l'îlot nucléaire.

Enfin, l'IRSN relève que le choix du coefficient de ruissellement retenu sur les bassins versants amont (coefficient de ruissellement pris égal à 0,30), qui influence très fortement le débit de ruissellement et le niveau d'inondation, n'apparaît pas tenir compte du comportement du sol lors d'événements pluvieux extrêmes, comme préconisé par le guide inondation. L'IRSN considère qu'une hypothèse de ruissellement supérieure serait plus plausible dans les scénarios extrêmes étudiés. Les niveaux d'inondation induits pourraient être très significativement supérieurs à ceux calculés. En particulier, le calcul d'une hauteur d'eau de 12 cm « seulement » sur la plateforme de la station de pompage est lié à la présence d'un muret de 45 cm de haut, protégeant la station de pompage de la lame d'eau de 42 cm qui serait présente sur la plateforme de la salle de machine. Le dépassement de cette hauteur de 45 cm provoquerait des hauteurs d'eau très importantes sur la plateforme de la station de pompage.

L'IRSN rappelle qu'un certain nombre d'insuffisances avaient été soulignées dès 2007 dans la méthode « REX Blayais » [28].

Compte tenu de ce qui précède, l'IRSN considère que des préconisations du guide inondation relatives à l'étude des pluies locales doivent être retenues dans le cadre des études définissant les niveaux de protection du noyau dur, notamment celles concernant le niveau aval, la forme des pluies de projet et les coefficients de ruissellement.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a proposé une action sur ce sujet : « Dans l'objectif de conforter la suffisance des niveaux forfaitaires retenus pour la protection des ouvrages abritant des fonctions noyau dur, EDF analysera la sensibilité des résultats d'études vis-à-vis de :

- la prise en compte de coefficients de ruissellement plus représentatifs d'effets de saturation des sols, pour les surfaces non imperméabilisées,
- la prise en compte de pluies de projet de type « double triangle »,
- la prise en compte d'un niveau de mer décennal au niveau de l'exutoire des réseaux d'évacuation sur les sites bord de mer. »

L'IRSN considère que ces éléments sont satisfaisants sous réserve que l'analyse proposée soit menée pour chaque site, en justifiant le caractère pénalisant de la ou des durées retenues dans les pluies de projet « double triangle » et en vérifiant la sensibilité au niveau aval préconisé dans le projet de guide inondation pour les autres sites que les sites maritimes.

## 4.2.1.2.6 Inondation induite par un séisme majoré conduisant à la ruine d'ouvrages d'eau situés sur la plate-forme

### 4.2.1.2.6.1 Rappel des conclusions des GPE de 2011

Dans le cadre des ECS, EDF avait retenu deux scénarios :

1. l'« inondation en provenance des bassins SEA » : ce scénario consiste à envisager la perte d'intégrité des bassins d'eau brute SEA situés au sommet de la falaise pour les sites de Flamanville, Penly et Paluel. Les cas de fuite étudiés par EDF sont : la ruine des bassins par séisme, le débordement par vague sismo-induite des bassins SEA et la rupture des canalisations SEI.
2. l'« inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement » : ce scénario consiste à identifier, pour chaque site, les ouvrages présents sur la plateforme ou à son aplomb susceptibles de constituer des sources d'inondation potentielles suite à un séisme d'intensité supérieure au SMS et à considérer leur ruine simultanée.

### 4.2.1.2.6.2 Eléments présentés par EDF pour la protection du noyau dur

Dans le cadre de la réponse à l'engagement INO 05, EDF a transmis avec la fiche [121] deux notes techniques relatives à la méthode retenue [63] et l'application au site de Paluel [121]. Ces notes présentent les hypothèses d'étude retenues (la ruine sous séisme d'un certain nombre d'ouvrages d'eau, les durées de fuite et l'état initial considéré de l'installation), ainsi que la méthodologie d'étude des effets statiques et dynamiques de l'inondation. Pour le site de Paluel, cette étude montre la nécessité de se protéger contre une lame d'eau atteignant 12 cm sur la plateforme de l'îlot nucléaire et 25 cm sur la plateforme de la station de pompage. Concernant la phase transitoire et la prise en compte des effets dynamiques, seules les portes situées sur la façade ouest de l'îlot nucléaire de la tranche 1 sont potentiellement impactées. Il est retenu un niveau forfaitaire minimal de protection pour sept portes. EDF indique cependant que d'autres protections en amont des portes pourraient également être envisagées.

### 4.2.1.2.6.3 Analyse de l'IRSN

Pour ce qui concerne l'étude des effets statiques [63], l'IRSN relève que les principes retenus sont similaires à ceux mis en œuvre pour le scénario d'étude de lame d'eau avec un bouchage des avaloirs [57]. Ce point n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN. De plus, l'IRSN note que l'hypothèse arbitraire consistant à considérer que le réseau SEO est capable d'absorber dans la zone d'étalement 64 % de son débit de dimensionnement est plus pénalisante que celle retenue dans les études REX Blayais afin de tenir compte de l'état usagé du réseau.

Pour ce qui concerne l'étude des effets dynamiques [63], EDF précise que, s'ils ne peuvent pas être écartés, « une étude est réalisée afin de permettre d'estimer la hauteur de la crête de la vague au droit des bâtiments à protéger ainsi que sa vitesse ». L'IRSN considère que cet objectif est satisfaisant dans le principe. Toutefois, l'IRSN relève qu'EDF ne propose aucune méthode de détermination de la vitesse de la vague dans sa méthodologie, bien qu'il l'identifie comme un objectif. Sur ce point, l'IRSN souligne que la vitesse de la vague est un paramètre indispensable à la caractérisation des effets dynamiques et qu'il s'agit d'une composante essentielle pour étudier l'impact de la vague sur les bâtiments, notamment sur leurs accès (force exercée au niveau des portes par exemple) et pour définir, si besoin, des dispositions de protection adaptées.

Par ailleurs, l'IRSN note que la hauteur de la vague calculée est issue d'un calcul « par étalement successif » qui ne rend pas véritablement compte d'un effet de vague. Cependant, l'IRSN convient que cette méthodologie

permet d'identifier les accès les plus vulnérables au risque et, en évaluant sommairement la hauteur d'eau transitoire issue de la rupture de l'ouvrage, permet une première évaluation de la suffisance des protections en place.

En conclusion, la méthode [63] proposée par EDF apparaît acceptable, dans les principes retenus. Toutefois, l'IRSN estime qu'EDF doit préciser la caractérisation des effets dynamiques transitoires.

**La méthode présentée par EDF sur l'étude de l'inondation induite par un séisme majoré ne permet pas à elle seule de caractériser des effets dynamiques, ces derniers étant uniquement caractérisés par une hauteur d'eau au droit des bâtiments à protéger. En conséquence, EDF doit compléter cette méthodologie pour tenir compte de l'ensemble des éventuels effets dynamiques. Dans ce cadre, EDF devra vérifier que les dispositions de protection mises en œuvre seront en mesure de faire face aux effets dynamiques définis.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a proposé une action sur ce sujet. EDF indique en particulier qu'il « *intégrera lors du dimensionnement des ouvrages de protection (par exemple murets permettant de « briser » le flux généré par la rupture), des marges significatives par rapport au chargement statique lié au poids d'eau, qui permettront de couvrir d'éventuelles surcharges dynamiques* ». L'IRSN estime que **cette réponse est adaptée.**

#### **4.2.1.2.7 Dispositions de protection à l'égard des inondations**

Selon la démarche d'EDF, la justification de la robustesse à l'inondation extrême sera associée à la mise en œuvre de protections adaptées visant à garantir la mise hors d'eau des SSC du noyau dur pour les situations d'inondation. Pour protéger les SSC nouveaux du noyau dur, EDF indique que la réalisation de bâtiments étanches disposant d'accès surélevés sera privilégiée si elle est pertinente. Concernant les SSC existants du noyau dur, une protection des bâtiments qui les abritent par rehausse de la protection volumétrique et mise en œuvre de dispositifs d'obturation des accès (ou de seuils selon le niveau d'inondation retenu) est à l'étude.

A cet égard, EDF a indiqué qu'il envisageait la protection des SSC du noyau dur par la mise en place, soit de dispositifs permanents, soit de moyens mobiles. Or l'IRSN estime que, face à une inondation extrême, EDF doit privilégier des dispositifs de protections passifs (surélévation des accès...). En effet, la mise en œuvre de moyens mobiles pourrait se révéler complexe, même pendant la phase d'alerte.

**En conséquence, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF privilégie les dispositions fixes de protection contre l'inondation; en cas de recours à des moyens mobiles pour protéger les SSC du noyau dur à l'égard des inondations extrêmes, EDF devra fournir une étude visant à démontrer leur disponibilité.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué qu'il présenterait une étude relative à la disponibilité des moyens mobiles qui seraient utilisés. Cette action répond à la demande formulée par l'IRSN.

#### **4.2.1.3 Agressions autres que le séisme et l'inondation à considérer pour le noyau dur**

Les ECS se sont concentrées, notamment en France, sur les conséquences potentielles d'une inondation ou d'un séisme de grande ampleur (ou d'agressions climatiques associées aux inondations) qui surviendrait sur les installations. En effet, compte tenu du temps extrêmement court alloué à ces évaluations, le champ couvert a été initialement restreint aux agressions naturelles en lien direct avec la catastrophe de Fukushima.

L'IRSN convient que le noyau dur n'a pas vocation à résoudre toutes les problématiques de sûreté et ne peut constituer l'unique réponse à la question de la robustesse des installations par rapport à l'ensemble des agressions externes. De plus, les questions qui se posent sur la complétude des référentiels associés à certaines agressions internes (tel que l'incendie, l'explosion, les inondations internes...) ne semblent pas devoir être introduites à ce stade dans la définition des exigences à appliquer au noyau dur.

Toutefois, l'IRSN estime qu'il convient de tirer très largement les enseignements de l'accident survenu à Fukushima et, ainsi, de s'assurer de la robustesse des installations par rapport aux agressions extrêmes autres que le séisme et l'inondation et mettre en place des dispositions complémentaires, si besoin.

Les modifications liées au noyau dur étant actuellement en cours de définition et s'avérant conséquentes, il convient de chercher, dès à présent, à couvrir le mieux possible les agressions extrêmes à l'aide de ce noyau. En particulier, même si les SSC permettant de faire face aux agressions extrêmes ne sont pas nécessairement les mêmes pour l'ensemble des agressions, il convient d'identifier au plus tôt les dispositions communes nécessaires pour faire face à des agressions « additionnelles » et à celles « initialement » retenues pour les séismes et inondations extrêmes ; notamment, il convient de s'interroger sur la nécessité de disposer d'un DUS en cas d'agressions extrêmes autres que le séisme ou l'inondation et, dans l'affirmative, de prévoir de dimensionner en conséquence le bâtiment qui l'abrite, les systèmes supports...

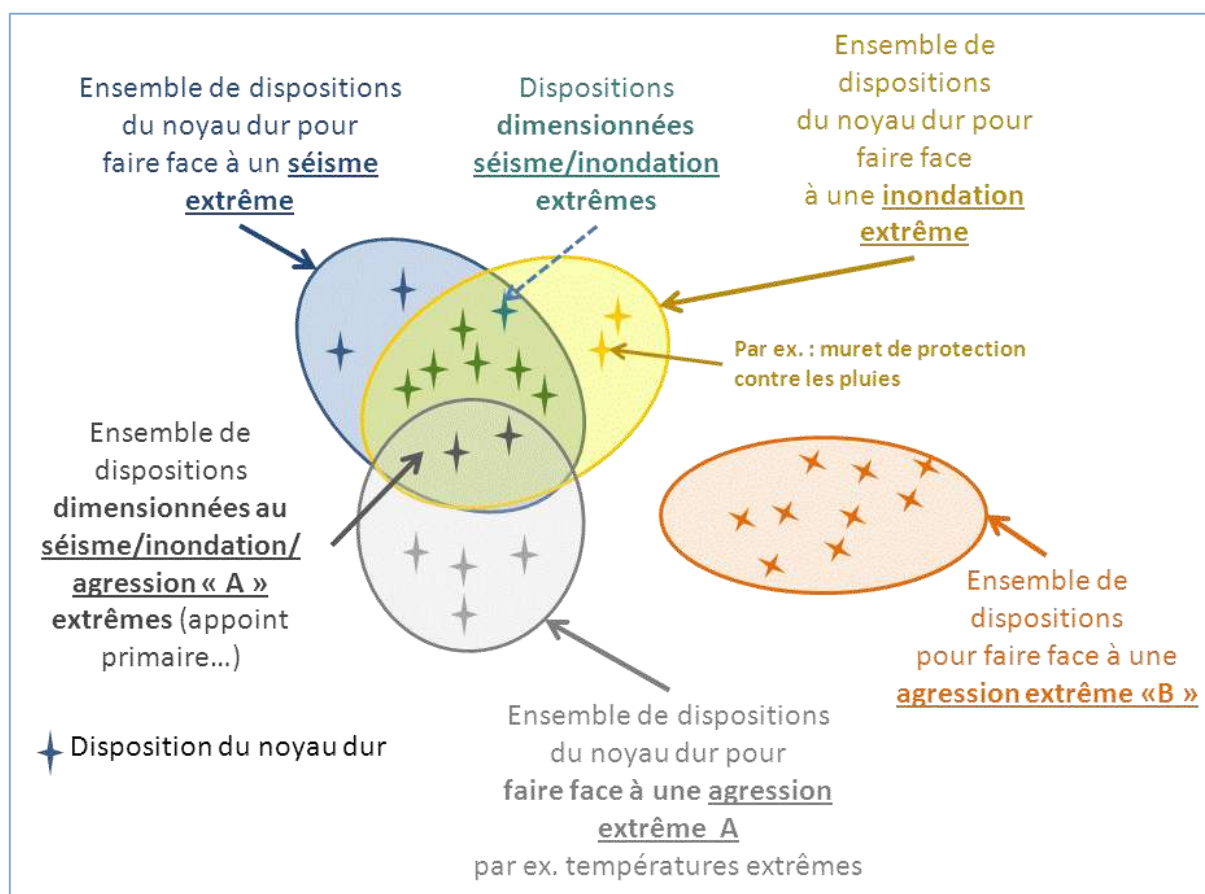


Figure 19: dispositions prévues dans le noyau dur pour faire face aux différentes agressions extrêmes.

L'IRSN souligne qu'il lui paraît envisageable que les dispositions prévues, par exemple, pour faire face à des températures extrêmes, soient différentes de celles prévues en cas de séisme extrême.

**Position IRSN :**

**De façon générale, pour l'ensemble des agressions considérées, l'IRSN estime que le noyau dur doit être en mesure d'assurer les fonctions de sûreté qui lui sont assignées : selon les agressions considérées, il peut être envisagé de mettre en œuvre des SSC différents.**

Afin d'identifier les autres agressions externes susceptibles de conduire à des situations de perte totale de sources électriques ou de la source froide, l'IRSN a examiné simultanément le dimensionnement actuel des installations et le retour d'expérience.

Ainsi, le retour d'expérience montre que la prise en compte des agressions externes à la conception des installations nucléaires n'a pas fait l'objet d'une démarche globale et cohérente. Si certaines agressions externes ont bien été prises en compte dès la conception (telles que les inondations externes, le séisme, les grands vents...), d'autres n'ont pas été retenues de façon explicite (grands chauds, tempêtes, tornades, foudre, ensablement, envasement...). Or, un certain nombre d'événements d'origine naturelle survenus en France ces trente dernières années ont mis en évidence des difficultés de gestion inattendues et ont conduit à s'interroger sur la suffisance des référentiels de sûreté. Ces référentiels ont, par la suite, été progressivement complétés par la prise en compte de nouvelles agressions ou par une réévaluation des niveaux d'aléas à considérer.

A titre d'exemples, sont rappelées deux situations d'agressions naturelles qui n'étaient initialement pas considérées dans les référentiels de sûreté :

- la période de très grands froids survenue en 1987 qui a entraîné, sur le site de Chinon, la prise en glace de la source froide, de nombreuses indisponibilités (y compris sur des systèmes de sauvegarde, conduisant, par exemple, à l'impossibilité de réalimenter la bêche ASG), ainsi que des perturbations sur le réseau électrique : aucun référentiel n'existait et aucune étude sur ces agressions n'avait été alors menée ;
- les divers épisodes de températures élevées et la canicule de 2003, à la suite desquels des études ont été réalisées pour évaluer l'effet sur les centrales nucléaires de périodes de grands chauds : elles vont conduire prochainement à la mise en place d'un référentiel dédié sur les centrales EDF.

Face à ces différents constats et, au gré des réexamens de sûreté, certaines agressions ont été ou sont, peu à peu, introduites dans les référentiels de sûreté (c'est par exemple le cas des tornades introduites par EDF à l'occasion du réexamen de sûreté VD3-1300 actuellement en cours [30]).

Il existe également différents exemples d'agressions pour lesquelles les niveaux initialement pris en compte à la conception des installations ont été très fortement réévalués ; il est possible de citer, à titre d'exemples :

- pour le site de Bugey, le niveau d'aléa sismique pris en compte a été augmenté de 50 % depuis sa mise en service ;
- après l'inondation du site du Blayais, les sources possibles d'inondation ont été complétées et les niveaux ont également été réévalués à la hausse sur l'ensemble des sites EDF, conduisant à de nombreuses modifications.

L'annexe 7 présente de façon succincte et non exhaustive la prise en compte des agressions externes dans le dimensionnement des installations.

L'ensemble du retour d'expérience évoqué de façon non exhaustive dans l'annexe précitée met en évidence les limites des méthodes utilisées pour évaluer les niveaux d'aléa, liées en particulier aux limites de la connaissance et aux fortes incertitudes associées aux phénomènes naturels. Ils mettent tout particulièrement en lumière le fait que, contrairement aux événements internes, il n'est pas possible d'évaluer avec certitude l'intensité maximale des phénomènes naturels, notamment climatiques : dès lors, **la survenue d'un événement d'ampleur supérieure à ceux considérés dans le référentiel actuel des agressions ne peut pas être totalement écartée.**

#### 4.2.1.3.1 Proposition d'EDF

En réponse à la prescription ECS1, EDF propose dans le cadre de la démarche présentée dans la note [40] de retenir, pour le noyau dur, en complément du séisme et de l'inondation :

- des phénomènes naturels pouvant être liés à l'inondation, à savoir :
  - les vents extrêmes,
  - la foudre,
  - la grêle,
- la tornade.

Suite au questionnaire de l'IRSN [133], EDF précise dans son courrier de réponses [134] que, pour la définition du noyau dur :

- il n'envisage pas d'examiner d'autres phénomènes extrêmes que le séisme, l'inondation et la tornade ;
- les valeurs retenues pour la vérification des fonctions du noyau dur aux autres agressions seront les valeurs de dimensionnement actuellement prises en compte.

#### 4.2.1.3.2 Analyse de l'IRSN

##### 4.2.1.3.2.1 Vents extrêmes

Dans le cadre du dimensionnement, il est actuellement considéré que les charges de vent ont un effet uniquement sur les ouvrages métalliques non dimensionnés à l'égard d'une explosion externe. A ce titre, EDF considère que les ouvrages pour lesquels l'agression Vents est dimensionnante sont limités.

Par ailleurs, pour la vérification de la robustesse de ces ouvrages à l'égard du vent, EDF utilise les règles « Neige et Vent ». Sur l'utilisation des valeurs des vitesses de vent de référence de la réglementation, EDF précise dans la note d'étude [87] qu'« *il n'est pas possible d'attribuer une fréquence aux vitesses associées à chaque zone* ». Sur ce point, l'IRSN informe qu'il mène actuellement des travaux sur les règles « Neige et Vent » et Eurocode, afin notamment de clarifier, pour les règles « Neige et Vent », la caractérisation des données de vent utilisées et les probabilités associées.

Dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté menées suite à l'accident de Fukushima, EDF a présenté une méthode statistique permettant de calculer un « vent accidentel » de fréquence d'occurrence  $10^{-4}$ /an [87] [88]. EDF indique que les niveaux décennaux varient entre 126 et 208 km/h selon les sites. Il précise que, compte tenu de la longueur des périodes d'observation (de l'ordre de 30 ans), les niveaux correspondant à des périodes de retour de 1 000 ou 10 000 ans présentent des incertitudes importantes. Toutefois, en regard des vitesses maximales enregistrées par les stations météorologiques représentatives de chaque site, EDF considère

que la vitesse de vent maximale de 200 km/h est raisonnable et suffisante pour l'évaluation des éventuels effets falaise.

Enfin, dans le cadre de la définition du noyau dur, EDF propose de considérer le vent extrême comme phénomène lié à l'inondation. EDF précise que la prise en compte des vents extrêmes pour la définition du noyau dur est enveloppée par celle de la tornade [40].

L'IRSN confirme que les situations de vents extrêmes doivent être considérées pour définir le noyau dur en tant que phénomènes associés aux inondations externes. Néanmoins, étant donné que le vent peut conduire seul à une situation de perte de sources électriques et de perte de source froide, l'IRSN estime que ses caractéristiques extrêmes doivent être évaluées, non seulement en tant qu'événement lié à l'inondation externe mais également en tant que phénomène « isolé ». A ce stade, l'IRSN relève que les valeurs présentées dans l'étude des niveaux de vent extrêmes reposent sur des hypothèses fortes (écrêtement des données d'entrée, représentativité des stations, comportement borné ou non des vitesses de vents extrêmes, etc.) qui n'ont pas pu faire l'objet d'échanges avec l'exploitant compte tenu des délais de l'instruction. Ainsi, afin de prendre position sur les niveaux proposés pour la définition du noyau dur, l'IRSN doit encore mener une évaluation détaillée des hypothèses retenues dans l'étude EDF.

**L'IRSN considère que, en complément de la prise en compte du vent en combinaison avec l'inondation externe, EDF doit examiner cette agression indépendamment des inondations externes et évaluer si les caractéristiques d'un vent extrême, qui ne serait pas associé à une inondation, pourraient conduire à une situation plus pénalisante qu'une tornade (durée plus importante, périmètre touché plus étendu...).**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué qu'il apporterait des compléments de justification sur le caractère enveloppe de la tornade et qu'il vérifiera que les dispositions du noyau dur sont compatibles avec le couple (durée, caractéristiques) associé aux vents extrêmes. Pour l'IRSN, cette action répond dans son principe à la recommandation formulée ci-avant.

#### **4.2.1.3.2 Foudre et interférences électromagnétiques**

Selon l'IRSN, il convient de considérer globalement l'ensemble des phénomènes électromagnétiques, la foudre n'étant que l'un des initiateurs possibles de ce type de perturbations. La suite du texte porte donc sur l'ensemble des agressions susceptibles d'être à l'origine de tels phénomènes.

A la conception des REP du parc en exploitation, la foudre et les interférences électromagnétiques n'apparaissent pas explicitement en tant qu'agressions externes dans les rapports de sûreté (RDS). Toutefois, les risques ont été considérés à la conception des centrales, par l'application du RCC-E.

Pour l'EPR, conformément aux Directives Techniques, la foudre et les interférences électromagnétiques ont en revanche été prises en compte dès la conception pour la protection de l'ensemble des matériels classés.

Depuis, l'arrêté du 31 décembre 1999 (complété par l'arrêté du 15 janvier 2008) a conduit EDF à intégrer l'agression foudre à son référentiel (cf. rapport de sûreté du palier 900 MWe à l'état VD3).

Enfin, l'arrêté INB paru en février 2012 [155] demande dorénavant la prise en considération dans la démonstration de sûreté de la foudre en tant qu'agression externe et des interférences électromagnétiques, non seulement en tant qu'agression interne (article 3.5) mais également en tant qu'agression externe (article 3.6). A ce titre, mais



également en réponse aux prescriptions de l'ASN (article 3 des décisions), l'IRSN note qu'EDF devrait définir prochainement des référentiels dédiés.

Si les phénomènes de perturbations électromagnétiques apparaissent globalement maîtrisés, l'IRSN relève néanmoins plusieurs événements significatifs en lien avec la foudre et les interférences électromagnétiques qui sont survenus ces dernières années sur les centrales nucléaires :

- des arrêts automatiques réacteur consécutifs à des coups de foudre lors de violents orages ; tels qu'à Tricastin en 1993, à Dampierre en 2001, à Cruas en 1994, 2003, 2004, 2009 ;
- des dysfonctionnements d'instrumentation de mesures dus à des perturbations engendrées par des activités de soudage ; à titre d'exemples : Gravelines en 2010, Dampierre en 2008 ;
- le basculement TS/TA, qui généra à Bugey en 2007 des perturbations au niveau des chaînes de niveau source (CNS).

Ainsi, il apparaît que les principaux effets à craindre ne sont pas tant les effets directs mais également les effets indirects liés aux courants induits susceptibles de perturber les réseaux électriques et l'électronique.

Dans la cadre de la définition du noyau dur, EDF propose de considérer une foudre extrême comme phénomène lié à l'inondation externe et précise que les fonctions du noyau dur seront vérifiées en retenant comme caractéristiques pour la foudre, une intensité maximale de 300 kA avec une énergie spécifique de 45 MJ/Ohm et une dérive temporelle de 200 kA/microsecondes.

Dans le principe, étant donnée la connaissance actuelle associée à cette agression, l'IRSN s'interroge sur les moyens de protection qui seront mis en œuvre sur le noyau dur pour se protéger d'un tel niveau d'aléa. A ce stade et en l'absence d'éléments d'EDF sur les moyens de protection envisagés, l'IRSN ne peut que noter l'objectif ambitieux d'EDF de retenir des caractéristiques relatives à la foudre supérieures à celles retenues au titre des règles normatives.

#### Cas particulier des tempêtes solaires

Les éruptions solaires peuvent conduire également à des interférences électromagnétiques sur terre. Le champ électrique entraîne l'apparition de courants géomagnétiquement induits dans les éléments conducteurs de grandes longueurs (lignes électriques, pipelines, tuyauteries métalliques...). Ces courants géomagnétiquement induits ont une composante continue très importante pouvant atteindre 200 A d'après le retour d'expérience, qui peuvent alors amener les transformateurs à saturer, créer des harmoniques et des déséquilibres entre phases.

En première analyse, l'IRSN identifie comme principale vulnérabilité un déclenchement voire une détérioration, par saturation due au courant continu, des transformateurs des CNPE directement connectés au réseau (TP, TS, TA), avec un risque de perte des alimentations électriques externes des installations causé par un délestage du réseau électrique et affectant toutes les installations du site (réacteurs, piscines).

Compte tenu du REX limité (centrale canadienne de Gentilly-2 le 10 mars 1989), il est difficile d'estimer une durée moyenne pour cette perte de réseau. Les informations issues du retour d'expérience de Gentilly-2 peuvent dans un premier temps conduire à considérer une durée de l'ordre d'une dizaine d'heures, qui nécessite cependant d'être confortée.

Au vu de ces éléments, il apparaît que des approfondissements (connaissance des phénomènes, impacts...) sont à prévoir, à moyen terme, pour mieux appréhender ces phénomènes.

**L'IRSN rappelle que, conformément à l'article 3 des prescriptions de l'ASN, EDF devra se positionner avant le 31 décembre 2013 sur la nécessité d'établir un référentiel dédié à cette agression.**

L'IRSN considère qu'EDF devra se positionner sur le risque de perte d'alimentations électriques en cas de tempête solaire extrême.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à examiner cette agression en réponse à l'article 3 des décisions ASN. L'IRSN estime satisfaisante l'action proposée par EDF.

#### 4.2.1.3.2.3 Grêle

Le phénomène de grêle n'est actuellement pas considéré en tant qu'agression externe dans le cadre de la démonstration de sûreté. A ce titre, l'IRSN estime que, conformément à l'article 3 des prescriptions de l'ASN, EDF devra se positionner avant le 31 décembre 2013 sur la nécessité d'établir un référentiel dédié à cette agression.

Dans la cadre de la définition du noyau dur, EDF propose de considérer la grêle comme phénomène lié à l'inondation et précise que les fonctions du noyau dur seront vérifiées en retenant comme caractéristiques pour la grêle un diamètre de 50 mm associée à une vitesse de 32 m/s et une densité de l'ordre de 0,9 g/cm<sup>3</sup>.

A l'instar de l'agression « vents », l'IRSN note que la grêle est un initiateur potentiel à part entière pouvant conduire à une situation de pertes de sources électriques et de pertes de source froide. A ce titre, il doit être retenu non seulement en tant qu'événement lié à l'inondation mais également en tant qu'initiateur.

**L'IRSN considère qu'EDF doit examiner les phénomènes de grêle « extrême » dans le cadre de la définition du noyau dur, indépendamment des inondations externes, en justifiant que les valeurs retenues sont significativement enveloppes des valeurs observées dans le cadre du retour d'expérience.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF n'a pas apporté d'élément complémentaire de justification du caractère enveloppe des hypothèses proposées pour le dimensionnement du noyau dur. Toutefois, il s'est engagé à examiner l'opportunité d'intégrer la grêle « extrême » en réponse à l'article 3 des décisions de l'ASN.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF devra définir, dans le noyau dur, des dispositions permettant de faire face à une grêle extrême. Dans le cadre de sa réponse à l'article 3 des décisions de l'ASN [3], il apportera les justifications associées au niveau proposé.**

#### 4.2.1.3.2.4 Tornades

En France, les tornades n'ont pas été considérées lors de la conception des centrales nucléaires, exception faite des aéro-réfrigérants du circuit SEC de Civaux (à titre expérimental et en vue de l'exportation).

Dans le cadre des études associées au réexamen VD3 du palier 1300 MWe [30], EDF propose un référentiel d'exigences de sûreté associé à la mise en œuvre de la démarche de vérification de la robustesse des centrales nucléaires du palier 1300 MWe aux effets directs d'une tornade [133]. Pour la vérification de la conception ou le dimensionnement des protections, EDF précise que la tornade qu'il prend en compte est classée 3 sur l'échelle de Fujita améliorée (EF), avec un vent d'une vitesse maximale 65 m/s et une probabilité d'occurrence estimée à environ 10<sup>-5</sup> par an. A la demande de l'ASN [7], l'ensemble des éléments présentés par EDF font actuellement l'objet, dans le cadre des études VD3-1300, d'une évaluation de la part de l'IRSN (dont l'avis est prévu pour mars 2013).

En parallèle et dans le cadre de la définition du noyau dur, EDF propose de vérifier les fonctions du noyau dur en considérant les tornades d'intensité EF3. A cet égard, l'IRSN note qu'une tornade de forte intensité pourrait conduire à une situation de perte de source froide ou de sources électriques. Or, l'IRSN note qu'EDF prévoit dans le cadre de la définition du noyau dur une tornade d'intensité équivalente à celle qu'il propose de retenir dans le cadre du référentiel VD3-1300. Indépendamment des résultats de l'évaluation en cours à l'IRSN sur le référentiel VD3-1300, l'IRSN note que la tornade telle que proposée pour la définition du noyau dur n'est pas significativement supérieure à celle proposée dans son référentiel.

L'examen du retour d'expérience montre que des tornades d'intensité EF4 ou EF5 peuvent survenir sur le territoire français. Sont rappelées ci-après les tornades les plus fortes survenues sur le territoire français [134] :

- deux tornades d'intensité EF5 ont été recensées en France :
  - le 24 juin 1967 : tornade EF5 à Palluel (Pas-de-Calais),
  - le 19 août 1845 : tornade EF5 à Montville (Seine-Maritime),
- les tornades d'intensité EF4 sont pour l'instant au nombre total de 12, dont les 3 plus récentes ont été observées :
  - le 3 août 2008 : tornade EF4 à Hautmont (Nord),
  - le 2 juin 1982 : tornade EF4 à Levier (Doubs),
  - le 24 juin 1967 : tornade EF4 à Pommereuil (Nord).

Ainsi, le niveau de tornade retenu par EDF (EF3) pour définir le noyau dur ne correspond à un niveau extrême et ne couvre pas le REX.

**L'IRSN considère que, pour la définition du noyau dur des sites, EDF doit retenir l'occurrence d'une tornade d'intensité supérieure aux valeurs du retour d'expérience.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF a indiqué qu'il vérifiera la robustesse du noyau dur à un vent maximum de tornade correspondant une intensité EF4 sur l'échelle de Fujita améliorée. L'IRSN note que le niveau d'aléa proposé est supérieur à celui actuellement proposé dans le cadre du référentiel VD3-1300 mais ne couvre pas le retour d'expérience observé en France. Compte tenu du retour d'expérience, l'IRSN estime que cette action ne répond pas à sa demande. Il formule donc un attendu.

**Attendu de l'IRSN :**

**L'IRSN considère que, pour la définition du noyau dur des sites, EDF devra justifier le fait de retenir une tornade d'intensité inférieure aux valeurs du retour d'expérience.**

### 4.2.1.3.3 Autres agressions

#### 4.2.1.3.3.1 Températures extrêmes

Pour rappel, les valeurs retenues pour le dimensionnement actuel des réacteurs d'EDF y compris l'EPR, sont :

- pour les grands froids [130] :
  - en dimensionnement de base et en situation de grand froid permanent<sup>41</sup>, une température dite de « longue durée » (qui correspond à un régime permanent) égale à -15 °C ;
  - en régime exceptionnel, c'est-à-dire un Grand Froid de « courte durée » pendant 7 jours (de -20 °C à -28 °C suivant les sites) ou un grand froid « instantané » pendant 6 h pour les matériels de faible inertie (de -26 °C à -33 °C suivant les sites) ;

Ces valeurs sont déterminées avec des périodes de retour de 50 ans ou de 100 ans, auxquelles sont ajoutées des marges de quelques degrés (4 à 5 °C).

- pour les grands chauds :

La conception des équipements sensibles à la température de l'air extérieur prend en compte des températures de l'air de 30 °C à 35 °C en régime permanent. Le référentiel Grands Chauds [131], en cours d'approbation par l'ASN, introduit à l'instar du référentiel Grands Froids les notions de température de l'air en régime établi sur de « longue durée », de température exceptionnelle « instantanée », de température exceptionnelle de « courte durée ». L'ensemble des températures sont déterminées sur la base de périodes de retour de 30 ans ou 100 ans [132] et de méthodes statistiques [32].

L'IRSN note que les périodes de retour actuellement retenues pour les températures extérieures dans le dimensionnement des installations sont largement inférieures à celles retenues pour le séisme et l'inondation.

De plus, il est complexe d'évaluer la période de retour associée à un aléa majoré de quelques degrés. Ainsi, l'IRSN considère qu'il est difficile de qualifier la période de retour « effective » compte tenu des marges prises sur l'aléa pour caractériser ces phénomènes.

Or, à l'instar du séisme et de l'inondation externe, les températures extrêmes apparaissent comme des initiateurs potentiels de pertes de source froide et de pertes de sources électriques. Elles pourraient conduire à une perte du réseau, une perte de l'accès à la source froide et une perte des diesels (liée à l'évolution de la température dans les locaux conduisant, soit à des températures trop élevées, soit au gel du fioul...). A cet égard, l'IRSN rappelle que les moyens de chauffage et de climatisation des locaux des diesels ne sont en général pas secourus.

---

<sup>41</sup> Le dimensionnement comporte :

- Un dimensionnement de base au Froid, pour dimensionner les bâtiments et les systèmes de conditionnement des locaux de façon à maintenir des conditions d'exploitation acceptables dans les locaux. Les circuits de chauffage et de ventilation ou de conditionnement sont dans leur configuration normale de fonctionnement. Ce régime est supposé pouvoir durer indéfiniment ;
- Un dimensionnement au grand froid en tenant compte d'un vent (considéré faible ou nul à -15 °C) et d'un MDTE.

L'IRSN estime qu'EDF doit définir, dans le noyau dur, des dispositions permettant de faire face à des situations de froids et de chauds extrêmes.

A cet égard, EDF devra proposer des niveaux d'aléas significativement supérieurs à ceux issus du retour d'expérience et, en tout état de cause, significativement supérieurs aux valeurs retenues dans les référentiels.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF considère que les températures extrêmes au-delà des niveaux actuellement retenus dans le référentiel des agressions de dimensionnement ont un caractère prévisible et ne sont pas de nature à conduire à des situations redoutées. De plus, EDF estime qu'il dispose actuellement de moyens suffisants (prévention, mitigation) pour y faire face. L'IRSN rappelle qu'il existe un retour d'expérience important démontrant que le caractère « prévisible » de ces agressions n'a pas permis d'éviter de nombreuses perturbations sur les installations nucléaires pour des températures retenues dans le référentiel (mauvaise application des règles particulières de conduite - RPC, défaillance d'équipements...). A ce jour, il n'existe pas de démonstration du bon fonctionnement des installations pour des températures au-delà du référentiel des agressions de dimensionnement.

En conséquence, l'IRSN formule une recommandation.

#### Recommandation de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF doit définir, dans le noyau dur, des dispositions permettant de faire face à des situations de froids et de chauds extrêmes.**

**A cet égard, EDF devra proposer des niveaux d'aléas significativement supérieurs à ceux issus du retour d'expérience et, en tout état de cause, significativement supérieurs aux valeurs retenues dans les référentiels correspondants.**

#### 4.2.1.3.3.2 Neige

Aujourd'hui, le référentiel d'EDF considère qu'un épisode de neige collante peut conduire à une perte du réseau électrique (MDTE) de 7 jours. Ce délai tient compte du temps nécessaire pour réparer les lignes électriques détériorées ou chutées (engagement de RTE de réparer en 5 jours avec l'ajout d'une marge de 2 jours).

A titre d'exemples, sont rappelés succinctement deux événements ayant entraîné une perte du réseau électrique :

- la tempête du verglas en janvier 1998 (d'une durée de 7 jours) dans l'est du Canada et le nord-est des Etats Unis, où plusieurs milliers de kilomètres de lignes électriques ont été rendus inutilisables (chute de pylônes électriques, de fils et de poteaux électriques sous le poids de la neige notamment). Ces régions ont reçu au total 80 millimètres de pluie verglaçante, soit le double des précipitations enregistrées jusqu'à ce jour lors d'une tempête de verglas ;
- l'épisode de neige collante du Massif Central, le 14 décembre 2008, engendrant de gros dégâts sur les réseaux de distribution d'électricité et privant d'électricité jusqu'à 100 000 particuliers.

L'épisode de pluies verglaçantes, rencontré à Paluel en décembre 2005, montre également que de tels événements peuvent être concomitants à un froid extrême.

Actuellement, les effets de la neige sont analysés par la conformité des installations nucléaires à la réglementation « Neige et Vent », c'est-à-dire uniquement sous l'angle de la tenue des bâtiments et des structures.

Les effets de la neige sur une installation nucléaire peuvent être :

- une accumulation de neige sur les structures et ouvrages, avec un risque de surcharge et de détérioration (exemple : le 13 décembre 1990, une accumulation de neige mouillée sur une hauteur de plusieurs dizaines de cm a conduit à l'effondrement de la moitié du toit de la salle des machines de la centrale de Creys-Malville) ;
- un bouchage des prises d'air, avec un risque de dégradation du fonctionnement des systèmes de ventilation ou de confinement et/ou un risque d'indisponibilité des groupes diesels de secours.

La neige peut également avoir des conséquences au niveau de l'environnement d'une installation nucléaire, avec :

- une dégradation des voies de communication, avec un risque d'isolement du site,
- une accumulation de neige collante sur les lignes électriques, avec par conséquent, un risque de perte des alimentations électriques externes (exemple : lors des fortes chutes de neige survenues en Provence en février 2001, plusieurs pylônes d'une ligne d'alimentation électrique du centre de Cadarache sont tombés).

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF se réinterroge sur les niveaux d'aléas de neige correspondant à des situations climatiques extrêmes, évalue la robustesse des installations à ces niveaux extrêmes puis prévoit, si nécessaire, des dispositions pour y faire face au sein du noyau dur.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à examiner l'opportunité de considérer la neige « extrême » en réponse à l'article 3 des décisions de l'ASN [3]. Sur ce point, l'IRSN rappelle qu'au titre de cet article, EDF doit en premier lieu se positionner sur la prise en compte de cette agression dans le référentiel de sûreté.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF devra définir, dans le noyau dur, des dispositions permettant de faire face à des conditions de neige extrême. Dans le cadre de sa réponse à l'article 3 des décisions de l'ASN [3], il définira le niveau à retenir et apportera les justifications associées.**

#### ***4.2.1.3.3 Frasil, prise en glace, arrivée massive de colmatants, plus basses eaux de sécurité, envasement, ensablement***

Actuellement, les référentiels considèrent pour chaque réacteur une perte totale de source froide sur des durées conventionnelles pour ces agressions [135]. Pour certaines d'entre elles (PBES, frasil en période de grands froids...), il est également considéré possible le cumul avec un MDTE d'une durée de 6 heures pour l'ensemble des tranches d'un site.

Pour des niveaux extrêmes, il est possible d'imaginer que ces agressions conduiraient à une perte de source froide de très longue durée (d'une durée supérieure aux durées conventionnelles actuelles, c'est-à-dire au-delà de 100 heures sur un réacteur). Ces situations de pertes de sources électriques et de source froide seront gérées par le noyau dur. Il convient donc de s'assurer que les dispositions du noyau dur, en particulier celles de la source froide ultime, seront robustes à ces agressions.

**L'IRSN estime qu'EDF devra s'assurer, une fois que les dispositions auront été définies pour le noyau dur, qu'elles ne sont pas susceptibles d'être agressées par le frasil, la prise en glace, l'arrivée massive de colmatants, les plus basses eaux de sécurité, l'envasement et l'ensablement.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point ce qui n'appelle donc plus de demande de la part de l'IRSN.

#### 4.2.1.3.3.4 Les agressions liées aux activités humaines

Les agressions externes concernent également les risques associés aux activités humaines, à savoir les risques liés :

- à l'environnement industriel (ICPE, INB, canalisations de transports de matières dangereuses) ;
- aux voies de communication (transports routiers, ferroviaires, fluviales et maritimes de matières dangereuses) ;
- au trafic aérien (chute accidentelle d'avion).

A la différence des phénomènes naturels, les fréquences d'occurrence de ces agressions peuvent être limitées par les exploitants responsables de l'installation « à risque » (dispositions mises en œuvre pour prévenir les risques ou limiter leurs effets) ainsi que par les autorités compétentes (régulation du trafic).

Pour les agressions liées aux voies de communication et au trafic aérien, l'approche issue de l'application des RFS consiste à calculer une probabilité annuelle d'occurrence pour chaque famille<sup>42</sup> de source d'agression ; si cette probabilité est inférieure à  $10^{-7}$ /an, le risque est classé hors dimensionnement. Dans le cas contraire, s'il est avéré que l'agression est susceptible de mener à des conséquences inacceptables, celle-ci doit être traitée pour que le risque soit ramené à une probabilité d'occurrence inférieure à  $10^{-7}$ /an. En regard de ce niveau d'exigences, l'IRSN estime qu'il n'est pas nécessaire dans le cadre de la définition du noyau dur d'aller au-delà de l'approche retenue jusqu'à présent.

Pour les agressions liées à l'environnement industriel, EDF propose, dans le cadre de la définition du noyau dur, de les évaluer en tant qu'effets induits par une agression extrême [136]. L'IRSN estime que la proposition d'EDF est acceptable. Ce sujet est traité au chapitre 4.2.2.1.2.6 du présent rapport.

Toutefois, l'IRSN estime nécessaire de garder à l'esprit ces problématiques lors de la définition du noyau dur, notamment lorsque se poseront les questions d'implantation des SSC du noyau dur ou d'accès aux locaux abritant ces SSC.

#### 4.2.1.3.4 Cumuls d'agressions

Concernant le cumul d'agressions, l'IRSN estime qu'EDF devra examiner les cumuls possibles entre ces agressions afin de définir les chargements à considérer pour les dispositions du noyau dur, compte tenu de l'ensemble des agressions à prendre en compte,

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point ce qui n'appelle donc pas de recommandation de la part de l'IRSN.

---

<sup>42</sup>Par « famille » d'agression, on entend :

- pour les risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communication, la RFS 1.2.d distingue **3 familles** : installations industrielles fixes, canalisations de transport et trafics routier, ferroviaire, fluvial et maritime
- pour les risques liés à la chute d'avion, la RFS 1.2.a distingue **3 familles** : aviation générale, aviation commerciale et aviation militaire

Concernant la gestion post-accidentelle, l'IRSN note qu'EDF ne considère pas, lors de la phase long terme suivant une agression extrême, la survenue d'une agression indépendante du phénomène naturel à l'origine de la situation extrême [40]. Or, l'IRSN estime que, à long terme, la survenue d'une agression du référentiel des agressions de dimensionnement, ne peut pas être exclue.

**L'IRSN recommande qu'EDF vérifie que les dispositions matérielles du noyau dur nécessaires à la gestion de la phase long terme continueront d'assurer leur fonction en cas d'agression retenue dans le référentiel des agressions de dimensionnement.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à vérifier « *que les dispositions matérielles du noyau dur nécessaires à la gestion de la phase long terme continueront d'assurer leur fonction en tenant compte des aléas raisonnablement envisageables durant cette phase* » ce qui ne répond pas de façon complète à la demande de l'IRSN. L'IRSN formule donc un attendu sur ce point.

#### Attendu de l'IRSN :

**L'IRSN estime qu'EDF devra vérifier que les dispositions matérielles du noyau dur nécessaires à la gestion de la phase long terme continueront d'assurer leur fonction en cas d'agression naturelle retenue dans le référentiel des agressions de dimensionnement.**

## 4.2.2 EFFETS INDUITS

### 4.2.2.1 Agressions induites internes au site

#### 4.2.2.1.1 Démarche retenue par EDF

EDF indique dans la note [40] la liste des phénomènes naturels extrêmes et leurs effets induits, pour lesquels les SSC du noyau dur doivent être robustes. En particulier, « *Les fonctions du noyau dur sont [...] à assurer en tenant compte des éventuels effets induits par ces aléas naturels, y compris ceux liés à l'environnement industriel et aux voies de communication* ». De plus, EDF précise que « *Les éventuels effets induits par les phénomènes naturels considérés, et en particulier le séisme, ne doivent pas compromettre les fonctions du noyau dur. Les effets induits considérés sont les chutes de charges et d'objets, les chocs, les inondations internes, les incendies et les explosions internes.* »

En amont de la transmission début 2013 de la note de présentation de la démarche mise en œuvre pour l'analyse des agressions induites internes au site, EDF a présenté les principales étapes de vérification de la robustesse des fonctions du noyau dur à l'égard de ces effets induits. L'objectif retenu vise prioritairement la prévention des effets induits susceptibles d'endommager les SSC nécessaires à l'accomplissement des fonctions du noyau dur (désignés également par le terme de « cibles »).

Selon EDF, il s'agit d'une démarche « pragmatique », fondée sur l'utilisation d'hypothèses réalistes, dont les principales étapes sont les suivantes :

- l'identification des sources d'effets induits susceptibles d'endommager les SSC « cibles » en fonction :
  - du potentiel d'agression de la source (zone d'effet du phénomène physique potentiellement engendré) et de l'implantation des SSC cibles (localisation géographique, distance à la source...),



- de la vulnérabilité des cibles au phénomène physique qui peut en résulter (nature et robustesse des SSC cibles),
- l'évaluation du caractère plausible du phénomène redouté en fonction :
  - de la robustesse aux phénomènes naturels extrêmes des sources d'effets induits retenues à l'issue de l'étape précédente,
  - de la configuration de l'installation,
- si le risque est avéré, des dispositions seront prises, au cas par cas, prioritairement pour prévenir l'effet induit ou pour protéger les cibles.

Suite à une demande de précision de l'IRSN, EDF a indiqué [137] que la note décrivant précisément la démarche envisagée pour vérifier la robustesse du noyau dur aux effets induits internes au site serait présentée à l'ASN début 2013.

#### **4.2.2.1.2 Analyse de l'IRSN**

L'IRSN constate que, dans son dossier de juin 2012 ainsi que lors de l'instruction, EDF n'a fourni que des principes très généraux de protection des SSC du noyau dur contre les effets induits par les phénomènes naturels extrêmes, les détails de sa démarche ne seront disponibles qu'après la tenue de la réunion du Groupe permanent d'experts de décembre. L'IRSN expose à ce stade dans les paragraphes suivants ses commentaires et attentes relatifs au traitement des agressions internes qui pourraient être induites par les phénomènes naturels extrêmes.

En premier lieu, l'IRSN rappelle que la définition des configurations à couvrir par le noyau dur est fondamentale pour préciser le contour du noyau dur et que la définition des effets induits constitue l'un des paramètres principaux nécessaires permettant d'établir cette liste de situations à considérer. A ce stade, l'IRSN ne peut pas se prononcer sur la démarche proposée par EDF qui reste très préliminaire ; elle apparaît toutefois complexe à mettre en œuvre. L'IRSN considère qu'une autre démarche possible aurait consisté à définir les SSC du noyau dur (retenus, par exemple, en fonction de la sensibilité des locaux dans lesquels ils se trouvent) et à s'engager à les protéger à l'égard des effets induits.

Par ailleurs, l'IRSN relève que l'élimination systématique des sources d'effets induits pour exclure de façon certaine l'agression des cibles n'est pas toujours possible (cheminement de câbles, suppression de charges en hauteur...). En conséquence, l'IRSN estime qu'EDF devrait examiner les possibilités de protection au plus près des SSC du noyau dur dans le cadre de la troisième étape de sa démarche.

##### **4.2.2.1.2.1 Inondations internes**

L'IRSN estime à ce stade que le risque d'inondation interne peut être essentiellement lié à l'inondation externe ou au séisme et à leurs effets induits (ruptures de tuyauteries et de capacités).

En cas d'inondation externe extrême, les dispositions de protection mises en œuvre pour protéger le noyau dur (élévation de la plate-forme, protection volumétrique...) devraient suffire à éviter toute inondation interne induite, dès lors que l'état de l'installation est supposé conforme à son référentiel (les dispositifs passifs, tels que les trémies et les joints entre bâtiments, sont étanches).

Pour ce qui concerne le séisme, l'IRSN considère que les inondations internes induites pourraient avoir des conséquences nettement plus importantes que celles mises en évidence par les études déterministes d'inondation

interne considérées dans le cadre de la démonstration de sûreté actuelle. Ces inondations internes induites pourraient alors remettre en cause la fonctionnalité du noyau dur.

Pour rappel, les sources d'inondation interne retenues actuellement dans la démonstration de sûreté sont :

- la fuite sur une tuyauterie de moyenne énergie, en postulant un débit de fuite conventionnel correspondant à une section de  $eD/4^{43}$ , où  $e$  est l'épaisseur de la tuyauterie et  $D$  son diamètre,
- la rupture guillotine d'une tuyauterie de haute énergie, cumulée avec la rupture des tuyauteries de diamètre inférieur susceptibles d'être agressées par le fouettement de la tuyauterie de haute énergie,
- la rupture d'un réservoir non classé au séisme.

Or, les tuyauteries de moyenne énergie sont dans de nombreux cas non classées au séisme ; c'est par exemple le cas des tuyauteries d'eau déminéralisée qui constituent une source potentielle importante d'inondation. L'IRSN rappelle également que, pour les tuyauteries non classées au séisme, l'hypothèse d'une aire de brèche égale à  $eD/4$ , fondée sur la pratique américaine, n'est pas selon l'autorité de sûreté américaine valable après un séisme : une rupture guillotine doit alors être postulée. De plus, les études réalisées dans le cadre du réexamen de sûreté VD2 1300 MWe [138] ont montré que cette taille de brèche est enveloppe des brèches obtenues suite à la propagation en fatigue d'une fissure initiale, mais cela relève selon l'IRSN d'un mécanisme de rupture différent de ceux rencontrés lors d'un séisme.

De plus, dans les études déterministes, une rupture unique est généralement postulée. Or, le séisme pourrait entraîner des ruptures multiples de tuyauteries et de capacités.

Par ailleurs, l'EPS1 dédiée à l'inondation interne réalisée par EDF dans le cadre de la troisième visite décennale des réacteurs de 1300 MWe (VD3 1300) [27] a montré que la rupture de tuyauteries d'alimentation en eau d'incendie JPI dans le bâtiment « électrique » (BL) était susceptible d'entraîner la perte d'une voie électrique et d'un ou plusieurs tableaux de l'autre voie. Or, la tenue du système JPI est assurée pour un niveau de séisme inférieur au « séisme de dimensionnement » (il est dimensionné au demi séisme de dimensionnement - DSD) sur les paliers des réacteurs de 900 et 1300 MWe. Sa défaillance peut donc survenir sur ces paliers pour le séisme de dimensionnement (SDD) et, a fortiori, pour un niveau de séisme correspondant à ceux retenus pour le noyau dur.

Des risques d'inondation interne dans le BK existent également en cas de séisme de niveau SND : ruptures de tuyauteries, débordement de la piscine associé à l'échauffement de l'eau, débordement de la piscine liée aux « effets de vague » en cas de sollicitation sismique extrême... ; dans ces situations, il conviendra de s'assurer que ces inondations ne sont pas de nature à remettre en cause le bon fonctionnement du noyau dur et notamment de la pompe U3 (susceptible d'être localisée en partie basse du BK pour les réacteurs de 900 MWe) et de ses actionneurs.

Enfin, l'IRSN souligne que la limitation des conséquences des inondations internes repose, dans la majorité des scénarios, sur une détection par des alarmes associées au niveau d'eau dans les puisards présents dans les locaux.

---

<sup>43</sup>Une telle section de fuite est retenue pour toutes les tuyauteries, quel que soit leur diamètre, pour les réacteurs du parc en exploitation et pour les tuyauteries classées de diamètre supérieur à 50 mm pour EPR. Pour les autres tuyauteries sur EPR, de diamètre inférieur à 50 mm ou non classées, il est postulé une rupture guillotine

Or ces alarmes sont générées par des capteurs non classés au séisme. De plus, l'IRSN estime que l'accessibilité après un séisme du niveau SND aux vannes manuelles nécessaires, dans la majorité des cas, à l'isolement des sources d'inondation, n'est pas garantie.

**Compte tenu de l'ensemble des points mentionnés ci-avant, l'IRSN considère qu'EDF doit postuler la rupture de toutes les tuyauteries non robustes à un séisme du niveau SND et doit vérifier que les fonctions du noyau dur peuvent être assurées en dépit de l'inondation résultante.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point ce qui n'appelle donc plus, à ce stade, de demande de la part de l'IRSN.

#### **4.2.2.1.2.2 Ruptures de tuyauteries de haute énergie (RTHE)**

L'IRSN constate que, dans la note, la démarche retenue par EDF pour la définition du noyau dur [40] ne mentionne pas les RTHE parmi les effets induits par les agressions extrêmes.

Pour rappel, les études déterministes des RTHE de la démonstration de sûreté prennent en compte, dans un local donné, les effets suivants :

- la rupture de la tuyauterie à haute énergie elle-même,
- les ruptures de tuyauteries induites par le fouettement de la tuyauterie rompue,
- la perte des câbles et des équipements du local du fait du fouettement de la tuyauterie rompue et de l'effet de jet.

Si EDF souhaite exclure les situations de RTHE induites par un séisme SND, l'IRSN estime que :

- dans les cas où l'exclusion de ruptures induites est apportée par des dispositifs anti-fouettements, EDF doit vérifier leur tenue au SND ;
- dans les cas où la protection contre les conséquences de la RTHE repose sur la fermeture d'un organe, (vanne, clapet) qualifié à la RTHE, EDF doit démontrer que la fonctionnalité de ces organes est maintenue après un séisme de niveau SND, c'est-à-dire que leur qualification à la RTHE est conservée, y compris les matériels de contrôle-commande nécessaires à leur fonctionnement.

En revanche, dans les cas où les dispositions prises dans le local reposent sur l'éloignement par rapport à la tuyauterie rompue, l'IRSN convient que les conséquences ne devraient pas être différentes selon que la RTHE soit ou non induite par un séisme.

Enfin, l'IRSN rappelle que les études déterministes des RTHE se basent sur l'hypothèse d'un initiateur unique. Or, un séisme de niveau SND pourrait induire des RTHE multiples susceptibles de générer des défaillances d'équipements du noyau dur ou de systèmes en interface avec celui-ci.

**L'IRSN estime qu'EDF doit vérifier que les fonctions du noyau dur restent assurées à la suite de RTHE induites par une agression extrême, telle qu'un séisme SND.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé à vérifier les effets de « *fouettement direct sur un composant du noyau dur* » ce qui n'appelle donc pas, à ce stade, de recommandation de la part de l'IRSN.

#### 4.2.2.1.2.3 Chutes de charges

La note EDF [51] présente la démarche de vérification au séisme de niveau SND des matériels de manutention. Celle-ci inclut la vérification, en cas de séisme, de l'absence, d'une part de chute de l'engin ou de l'élément qu'il supporte, d'autre part de lâcher de charge. Les principaux modes de défaillance envisagés par EDF sont :

- la flexibilité de la structure porteuse conduisant à un délogement du pont de ses rails,
- la déformation des rails en raison de tassements au niveau des fondations du bâtiment,
- le manque de maintien vertical pouvant conduire à un soulèvement du pont et une sortie des rails sous sollicitation verticale,
- la chute d'un élément lourd du pont (armoires, moteurs, réducteurs).

A ce stade, l'IRSN n'a pas de commentaire sur les modes de défaillance intrinsèques du pont identifiés par EDF. Toutefois, l'IRSN relève qu'EDF n'a pas identifié la possibilité d'une chute de charge en phase de manutention en cas de survenue d'un séisme de niveau SND. Il convient donc de s'assurer des capacités des systèmes de freinage des charges manutentionnées dans ces situations.

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF s'assure des capacités des systèmes de freinage des charges manutentionnées pour un séisme SND.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF s'est engagé sur ce point. Toutefois, l'IRSN relève que dans sa réponse, EDF mentionne les « *exigences associées aux engins de manutention lourds appartenant au noyau dur* ». L'IRSN précise pour sa part qu'il s'agit bien de vérifier les capacités de freinage de tout engin de manutention susceptible d'agresser des équipements du noyau dur.

Enfin, l'IRSN rappelle que, dans les états d'arrêt, le risque de chute de charges lourdes ou d'objets est accru par les activités en cours dans le bâtiment du réacteur (échafaudages, manutention...).

#### 4.2.2.1.2.4 Incendie interne au site

La méthodologie d'analyse du risque d'incendie induit par un évènement naturel extrême sera présentée par EDF début 2013. L'IRSN estime que les compléments d'ordre méthodologique qui sont attendus à cette échéance devront permettre d'apprécier le caractère atteignable de la démonstration de la robustesse des fonctions du noyau dur en situation d'incendie induit par un évènement naturel extrême.

En parallèle de la transmission de la méthode d'analyse du risque d'incendie induit et conformément à la prescription de l'ASN [ECS-12], l'IRSN rappelle qu'EDF devra transmettre d'ici le 31 décembre 2012 une étude de la tenue au SMS des matériels de la sectorisation incendie, de la détection d'incendie et des systèmes d'extinction fixe. La réponse à cette prescription ne devrait toutefois pas permettre d'apprécier la robustesse des dispositions de protection contre l'incendie en cas de séisme d'une intensité supérieure à celle du SMS.

A ce stade, l'IRSN estime que la méthode d'analyse du risque d'incendie, induit par un évènement naturel extrême et interne aux bâtiments, devra notamment prendre en compte :

- la multiplicité des départs de feu induits par l'évènement naturel extrême ;
- la défaillance des dispositions de protection contre l'incendie dont la robustesse n'est pas démontrée en situation d'évènement naturel extrême (détection, extinction, sectorisation...) ;
- les difficultés d'intervention du fait de la dégradation possible de l'installation, de l'inaccessibilité de certains chemins d'accès internes et la possible indisponibilité des voies externes d'accès à l'installation du fait de l'évènement naturel extrême,
- une analyse des conséquences d'un incendie impliquant l'ensemble des matières combustibles pouvant être présentes dans les locaux ou groupe de locaux indépendamment de toute considération en termes de quantité d'air disponible et de moyens d'extinction éventuellement présents.

**En tout état de cause, l'IRSN estime qu'EDF doit vérifier que les fonctions du noyau dur restent assurées à la suite des incendies induits par une agression extrême considérée pour la définition du noyau dur.**

#### **4.2.2.1.2.5 Explosion interne au site**

La méthode d'analyse du risque d'explosion induite par un évènement naturel extrême sera présentée par EDF début 2013. En préalable à cette transmission, EDF a indiqué au cours de la réunion technique du 12 septembre 2012 que l'analyse du risque d'explosion consistera principalement à vérifier l'étanchéité des canalisations véhiculant des fluides hydrogénés en situation de séisme extrême via la mise en œuvre d'une démarche SMA (« *Seismic Margin Assessment* »).

L'IRSN souligne le caractère difficilement atteignable de l'objectif de démonstration de l'absence de fuite en situation de séisme extrême via la mise en œuvre de cette démarche, notamment en regard des éléments suivants :

- la non-prise en compte du séisme dans la conception initiale d'un certain nombre de canalisations véhiculant des fluides hydrogénés (canalisations du bâtiment du réacteur, salle des machines, tuyauteries externes...) [96] ;
- la difficulté de prise en compte des effets induits par le séisme « extrême » (incendie interne, chute de charge, fouettement des tuyauteries...) dans la vérification de la résistance des circuits de fluides hydrogénés ;
- la multiplicité des canalisations véhiculant des fluides hydrogénés ;
- l'impossibilité de contrôle de certains circuits du fait de leur inaccessibilité.

En regard de ces considérations, l'IRSN estime qu'EDF ne devra pas baser son analyse uniquement sur la prévention du risque d'explosion mais devra également présenter des éléments permettant d'apprécier la résistance du noyau dur ou des protections du noyau dur aux explosions qui pourraient résulter d'un évènement naturel extrême.

Par ailleurs, l'IRSN souligne que l'analyse de l'exploitant devra prendre en compte la défaillance des dispositions de protection contre l'explosion dont la robustesse n'aurait pas été démontrée en situation d'évènement naturel extrême, comme par exemple :

- les dispositions de limitation du volume inflammable en situation de fuite (isolement, ventilation...),

- les dispositions de limitation des conséquences en cas d'inflammation du nuage (événement, éléments de protection...).

De plus, l'IRSN rappelle que l'exploitant doit étudier les risques de fuite d'hydrogène en dehors du bâtiment réacteur en cas de production d'hydrogène lié à la dégradation du cœur. Ces aspects devront être considérés pour évaluer les effets potentiellement induits sur le noyau dur.

#### Attendu de l'IRSN :

**En tout état de cause, l'IRSN estime qu'EDF doit vérifier que les fonctions du noyau dur restent assurées à la suite des explosions induites par une agression extrême considérée pour la définition du noyau dur, ou suite à des fuites d'hydrogène produit dans le bâtiment réacteur.**

#### **4.2.2.1.2.6 Agressions liées à l'environnement industriel interne au site**

La méthode d'analyse des risques liés à l'environnement industriel interne au site induite par un événement naturel extrême sera présentée début 2013 par EDF.

Les attentes de l'IRSN concernant la prise en compte de ces agressions sont les mêmes que celles présentées au chapitre 4.2.2.2.

#### **4.2.2.2 Agressions induites externes au site liées à l'environnement industriel**

##### Démarche proposée par EDF à ce stade :

Dans sa réponse au courrier de l'IRSN [95] et dans sa note d'évaluation des risques générés par les installations industrielles à proximité du CNPE du Tricastin [62], EDF présente succinctement sa démarche de justification de la robustesse des fonctions du noyau dur à l'égard des agressions induites externes. Elle consiste tout d'abord à identifier l'impact de l'environnement industriel spécifique à chaque CNPE sur le noyau dur selon les étapes suivantes :

- **Etape 1 : Identification des installations industrielles (ICPE, INB) à proximité du site**  
Le périmètre de recensement des ICPE retenu par EDF est le suivant : 2 km pour les ICPE soumises à déclaration et à enregistrement, 5 km pour les ICPE soumises à autorisation, 10 km pour toutes les ICPE soumises à autorisation avec servitudes ;
- **Etape 2 : Sélection des installations industrielles susceptibles de constituer un danger pour le site**  
Les installations retenues pour conduire l'analyse des risques liés à l'environnement industriel sont les installations industrielles pouvant être le siège d'effets de surpression, d'effets thermiques, d'effets toxiques aigus, d'effets radiologiques ou les installations pouvant générer des projectiles. De plus, EDF propose d'exclure les installations soumises à déclaration de l'analyse des risques liés à l'environnement industriel dans la mesure où ces installations ont des potentiels de dangers intrinsèques limités en quantité ou en dangerosité ;
- **Etape 3 : Analyse détaillée des risques induits par les installations sélectionnées à l'étape 2**  
Les études de dangers, les PUI ou les études complémentaires de sûreté de chaque installation retenue à l'issue de l'étape précédente sont analysés pour identifier les phénomènes dangereux majorants susceptibles d'être induits par l'agression naturelle extrême ; l'impact potentiel de ces phénomènes dangereux sur le CNPE est déduit de cette analyse ;

▪ Etape 4 : Définition et caractérisation des éventuels impacts sur le noyau dur

Lorsque l'impact sur les équipements du noyau dur le justifie (effets thermiques, effets toxiques, effets de surpression sur le site...), des mesures organisationnelles ou techniques sont alors proposées, au cas par cas.

Analyse de l'IRSN :

La démarche d'évaluation des risques liés à l'environnement industriel externe proposée par EDF n'appelle pas de remarque majeure à ce stade. L'analyse approfondie de la note d'évaluation des risques générés par les installations industrielles à proximité du CNPE du Tricastin [62] sera réalisée ultérieurement par l'IRSN, le cadre de l'instruction n'étant pas encore défini.

L'IRSN rappelle néanmoins que les phénomènes dangereux identifiés dans les études de dangers ou dans les PUI ne couvrent pas nécessairement la totalité des phénomènes dangereux susceptibles d'être induits par une agression extrême naturelle. A cet égard, l'IRSN souligne que l'analyse détaillée des risques présentée à l'étape 3 de la démarche proposée par EDF devra prendre en compte :

- la multiplicité des phénomènes dangereux liés à l'environnement industriel induits par l'évènement naturel extrême ;
- la défaillance des dispositions de maîtrise des risques dont l'opérabilité et l'efficacité ne sont pas démontrées en situation d'évènement naturel extrême ;
- la rupture brutale des équipements contenant des matières dangereuses dont le dimensionnement ne couvre pas la situation d'évènement naturel extrême.

De plus, l'IRSN souligne que la caractérisation des éventuels impacts sur le noyau dur (étape 4) devra prendre en compte le délai s'écoulant entre la survenue de l'agression naturelle extrême et celle des agressions induites identifiées, une agression induite pouvant avoir lieu :

- de manière instantanée après l'occurrence de l'évènement naturel (explosion...) ;
- de manière prolongée dans le temps (fuite de toxique, feu d'hydrocarbure...) ;
- de manière différée dans le temps (boil-over, éclatement d'un réservoir après sollicitation thermique ou mécanique...).

De plus, l'IRSN souligne que, du point de vue de la méthode, le fait qu'une ICPE soit uniquement soumise à déclaration n'est pas un argument suffisant pour l'exclure de l'analyse détaillée des risques (étape 2 de la démarche d'EDF). En effet, les potentiels de dangers de ces installations doivent être étudiés en regard de leurs distances aux cibles sur les installations. A titre d'exemple, une ICPE non soumise à déclaration en raison d'un réservoir de GPL de moins de 50 tonnes, située en bordure de site, pourrait être une source de dangers significative pour le site.

## 4.2.3 METHODES DE JUSTIFICATION - COMPORTEMENT DES STRUCTURES ET DES EQUIPEMENTS

### 4.2.3.1 Dossier d'EDF

#### 4.2.3.1.1 Démarche générale D'EDF

Les différentes typologies de SSC définies par EDF dans le cadre de la démarche de définition du noyau dur ont été présentés au chapitre 2.4.2.1.

##### 4.2.3.1.1.1 Structures et équipements neufs

Par la note [58], EDF indique qu'il privilégie une conception des éléments nouveaux du noyau dur (ND) au niveau sismique du noyau dur (SND) avec les approches de dimensionnement « courantes » de l'ingénierie nucléaire et fondées sur l'utilisation de critères conservatifs. Par ailleurs, compte tenu de la variabilité des niveaux SND et de manière analogue à la démarche « palier » retenue à la conception des réacteurs en exploitation, un regroupement de sites peut être réalisé afin de définir un spectre enveloppe des niveaux SND de sites considérés. EDF précise que ces spectres enveloppes sont définis avec l'objectif d'arriver à un compromis technico-économique en termes de mise en œuvre et de faisabilité.

Toutefois, pour les sites où les niveaux SND sont les plus élevés, EDF indique que, si un dimensionnement conventionnel n'est pas possible dans des conditions technico-économiques acceptables, des méthodes « plus réalistes » pourront être utilisées pour dimensionner les structures et équipements nouveaux du noyau dur.

A titre d'exemple, l'enfoncement des structures et la prise en compte d'un mouvement sismique déconvolué peuvent être valorisés durant la phase de dimensionnement. Cette pratique est cohérente avec le guide ASN 2/01 et permet, selon la nature du sol, de mieux représenter le mouvement imposé par le sol en profondeur pour définir les chargements sismiques applicables aux SSC (matériels et génie civil). De plus, EDF n'exclut pas pour les structures de génie civil de recourir à l'emploi de coefficients de comportement de l'Eurocode 8 ou aux coefficients de ductilité du guide AIEA SR 28 qui peuvent aussi permettre de déterminer de façon plus réaliste la sollicitation sismique et les sections d'aciers associées.

De plus, pour les équipements tels que les tuyauteries, l'utilisation des coefficients de ductilité du guide AIEA SR 28 reste également possible (cf. annexe 8.2).

Enfin, la mise en place de systèmes d'isolation parasismique pour les structures de génie civil et les matériels est une solution permettant de réduire la sollicitation sismique qu'EDF n'exclut pas a priori.

##### 4.2.3.1.1.2 Structures et équipements existants

EDF a transmis la note [51] présentant la démarche générale retenue pour la vérification de la robustesse sismique des SSC du noyau dur et en interface avec le noyau dur afin d'assurer les fonctions du noyau dur définies dans les notes [41] et [42].

Dans cette note, EDF indique que la démonstration de la robustesse des composants du noyau dur sera réalisée sur la base de « critères réalistes au moyen de méthodes d'analyse de la robustesse ». Deux familles de méthodes d'évaluation de robustesse des SSC au-delà du référentiel de dimensionnement ou de réévaluation sont citées : la méthode d'évaluation de marge sismique dite SMA (« Seismic Margin Assessment »), d'essence déterministe, et la méthode d'évaluation probabiliste de sûreté au séisme (EPS Séisme) dite aussi SPSA (« Seismic Probabilistic Safety



Assessment »), d'essence probabiliste. Elles ont été développées, formalisées et mises en œuvre aux USA et dans un certain nombre de pays ; ces méthodes ont par la suite fait l'objet d'un guide de l'AIEA publié en 2009 [153].

La méthode SMA a été mise en œuvre par EDF sur un réacteur du site de Tricastin (palier CP1) dans les années 2000 et dans l'EPS séisme de St Alban en 2010. Ces deux démarches constituent, par ailleurs, des compléments à la vérification au niveau de séisme du référentiel applicable pour les troisièmes visites décennales qui est prévue dans le cadre de la prolongation de la durée de fonctionnement.

EDF propose que la vérification de la robustesse au séisme des SSC existants du noyau dur et en interface avec celui-ci soit réalisée en estimant les capacités sismiques HCLPF<sup>44</sup> des SSC et en vérifiant que ces capacités couvrent le niveau sismique SND de chaque site.

EDF définit ainsi le critère général de vérification de robustesse du noyau dur par :

$$\text{Capacité HCLPF} \geq \text{SND}$$

La vérification de la robustesse selon EDF nécessite tout d'abord de définir des chargements sismiques réalistes appliqués aux SSC issus du niveau sismique SND retenu. Concernant le chargement sismique, EDF retient les considérations suivantes :

- pour les structures peu enterrées et les équipements installés au sol, les spectres de sol correspondant au SND peuvent être directement appliqués ;
- pour l'évaluation de la réponse des structures enterrées, le chargement sismique correspond au signal sismique transmis sous la fondation, compte tenu de l'enfoncement, des caractéristiques mécaniques du sol et de ses éventuelles non-linéarités, pour un chargement correspondant au spectre SND en champ libre ;
- pour les équipements installés dans les structures, le chargement sismique à considérer est obtenu à partir d'une évaluation réaliste de la réponse dynamique de la structure. Cette réponse réaliste peut résulter soit d'une évaluation de marge à partir d'un calcul de référence, soit d'un calcul réaliste de la réponse de la structure ;
- pour le cas des sites avec des sols associés à des niveaux SND élevés, les effets du comportement non linéaire du sol sur la transmission du signal sismique aux ouvrages sont pris en compte.

La capacité HCLPF (terme de gauche de l'inéquation) est fondée sur la définition de courbes de fragilité pour chaque SSC. A cette étape, différents facteurs sont envisagés :

- $F_C$  : facteur de capacité qui vise à quantifier la marge entre les critères de justification et la perte ultime de la fonction ;
- $F_{RE}$  : facteur de réponse de l'équipement qui vise à quantifier les effets dynamiques lors d'un séisme ;
- $F_{RS}$  : facteur de réponse lié à la structure.

Les méthodes déterministe (SMA) et probabilistes (EPS sismique) sont utilisées pour déterminer la capacité HCLPF.

---

<sup>44</sup> La capacité HCLPF (High Confidence of Low Probability of Failure) correspond au niveau d'accélération maximale pour lequel le SSC a une probabilité de défaillance inférieure ou égale à 5% avec un niveau de confiance supérieur ou égal à 95%.

Plus précisément, l'évaluation du facteur  $F_c$  nécessite l'identification des différents modes associés de défaillance. Le mode de défaillance limitant est celui qui conduit à la plus faible capacité sismique. Trois catégories de modes de défaillance sont généralement distinguées :

- Mode de défaillance fonctionnel dans le domaine élastique : c'est la perte de fonctionnalité avant l'atteinte de la limite élastique des matériaux constitutifs du SSC ;
- Mode de défaillance structurel fragile : c'est le cas pour les ancrages notamment ;
- Mode de défaillance structurel ductile : c'est le cas où une dissipation d'énergie par déformation plastique est possible.

Enfin, pour les équipements actifs, EDF opère une distinction entre les modes de défaillance associés à la fonctionnalité après séisme et ceux associés à la fonctionnalité pendant le séisme, ces derniers conduisant généralement à des capacités plus faibles.

La capacité sismique des équipements voisins (agresseurs) ou celle du supportage devra aussi être prise en compte.

#### **4.2.3.1.2 Dimensionnement des structures et des équipements neufs du noyau dur**

##### **4.2.3.1.2.1 Chargement sismique**

Pour le dimensionnement, EDF indique qu'un spectre de réponse du sol au moins enveloppe, au sens du guide ASN 2/01, du spectre SND de site est considéré.

De plus, dans le cadre d'une approche standardisée, EDF envisage de retenir, pour le spectre de réponse du sol, une forme spectrale large bande qui couvre celles des SND. La forme spectrale établie sur l'enveloppe des spectres European Utility Requirements (EUR) pour les trois types de sol en est une et permet de couvrir les spectres SND proposés par EDF. Cette forme spectrale est calée en fonction du niveau d'accélération au sol du standard visé.

Le dimensionnement des nouveaux matériels du noyau dur s'appuiera sur le calcul des spectres de plancher issus de la réponse de la structure pour un spectre au sol cohérent avec celui défini précédemment.

##### **4.2.3.1.2.2 Dimensionnement des structures de génie civil**

Pour les ouvrages fondés sur le sol (ou partiellement enterrés), le chargement sismique considéré par EDF est défini en champ libre.

En cohérence avec le guide ASN 2/01, les méthodes utilisées par EDF pour la détermination de la réponse sismique des ouvrages et l'évaluation des sollicitations sont adaptées aux exigences de comportement qui leur sont attribuées, et sont prises en cohérence avec l'annexe 1A de l'ETC-C.

Le dimensionnement prend en compte une plage de sol suffisamment large pour couvrir les conditions de sol des sites concernés et les incertitudes associées. Les profils de sol homogènes des EUR [151] sont utilisables. Les analyses de site considèrent une gamme de modules de cisaillement comprise dans l'intervalle  $[2/3 ; 3/2]$  conforme au guide ASN 2/01.

L'interaction sol-structure (ISS) est prise en compte. Les méthodes de sous-structuration dynamique ou des ressorts de sol sont applicables. Les effets bénéfiques de l'enfoncement du bâtiment et ceux de la déconvolution peuvent être négligés pour le dimensionnement standard.

Néanmoins, pour les sites où les niveaux SND sont les plus élevés, si un dimensionnement conventionnel n'est pas possible dans des conditions technico-économiques acceptables, l'enfoncement du bâtiment et la prise en compte

d'un mouvement sismique déconvolué peuvent être valorisés en dimensionnement. Cette pratique, cohérente avec le guide ASN, est aussi applicable pour le calcul des spectres de plancher.

Concernant le cas des sols mous associés aux niveaux SND les plus élevés, EDF estime nécessaire de modéliser de manière réaliste le comportement du sol, et notamment les non linéarités qui pourraient apparaître pour un chargement de niveau SND.

#### **Exigences de sûreté des structures de génie civil**

Selon EDF les structures de génie civil doivent permettre de respecter trois exigences principales vis-à-vis du séisme :

- Résistance structurelle et stabilité : le génie civil doit résister aux actions sismiques sans effondrement global ou local et doit ainsi conserver son intégrité structurale. Au titre du séisme événement, l'absence d'interaction préjudiciable avec un ouvrage mitoyen doit être vérifiée.
- Étanchéité : les phénomènes de fissurations dues aux sollicitations sismiques ne doivent pas remettre en cause l'étanchéité relative des structures génie civil lorsque celle-ci est requise.
- Supportage : les phénomènes de fissurations dues aux sollicitations sismiques ne doivent pas remettre en cause la résistance au séisme du supportage des équipements du noyau dur.

Les exigences de sûreté supplémentaires identifiées seront prises en compte au cas par cas.

#### **Méthodes et critères de dimensionnement des structures de génie civil**

Selon EDF les méthodes disponibles (pseudo-statiques ou dynamiques) sont adaptées aux exigences de comportement et sont choisies en cohérence avec l'annexe 1.A de l'ETC-C et le guide ASN 2/01.

Les nouveaux ouvrages de génie civil sont conçus en cohérence avec les règles de l'art de l'industrie nucléaire. Les exigences (résistance, stabilité, étanchéité, supportage, ...) et les cumuls du chargement sismique avec les autres cas de charge sont pris en cohérence avec celles de l'ETC-C et de la note d'exigences du noyau dur.

#### ***4.2.3.1.2.3 Dimensionnement des ouvrages enterrés***

Les ouvrages enterrés sont conçus en cohérence avec les règles de l'art de l'industrie nucléaire. Les exigences de résistance, stabilité, étanchéité, supportage, ... seront identiques à celles des ouvrages de génie civil de surface.

Selon EDF les principes de dimensionnement retenus doivent être cohérents avec ceux proposés par le guide ASN 2/01. Ces ouvrages sont, de manière générale, vérifiés au séisme pour les conditions de sol du site. Les méthodes de dimensionnement utilisées prennent en compte les effets inertiels et les effets de la déformation résultant de la propagation des ondes sismiques.

Les effets de traction et de compression (dans les aciers et le béton) dus à la déformation imposée pourront être calculés soit en considérant que la galerie ou la canalisation suit parfaitement la déformation du sol, soit en modélisant l'interaction entre l'ouvrage enterré et le sol. La tolérance aux déplacements différentiels devra en outre être vérifiée. Pour les galeries enterrées, les déformations dans le plan de la section droite seront à considérer.

Les méthodes et critères de vérification de la tenue au séisme s'appuient sur ceux présentés par EDF dans la note [61].

#### ***4.2.3.1.2.4 Dimensionnement des équipements***

Pour le dimensionnement des équipements, EDF distingue les nouveaux équipements implantés dans des structures neuves et les nouveaux équipements installés dans les structures existantes.

Pour les premiers, EDF retient un dimensionnement classique sur la base de spectres transférés obtenus en cohérence avec les principes du guide ASN 2/01 [6].

Pour les seconds localisés dans des structures existantes, la vérification est effectuée sur la base de spectres de planchers (ou plus généralement les sollicitations sismiques au niveau des planchers) recalculés pour un séisme de niveau au moins égal au SND.

EDF indique que l'ensemble des nouveaux équipements mécaniques du noyau dur (hors tuyauteries) doivent demeurer intègres au niveau SND. Dans le cas des composants passifs, la capacité fonctionnelle est requise. Pour les composants actifs, l'opérabilité est requise.

Le tableau ci-dessous récapitule par typologie d'équipements les exigences de conception, les méthodes et critères de dimensionnement retenus par EDF :

Equipements	Exigences de conception	Méthodes	Critères de dimensionnement	Pratiques de conception
Tuyauteries	Capacité fonctionnelle	Règles du RCC-M	Niveau C	Amortissement de 2 à 5% en fonction de la fréquence
Réservoirs	La capacité fonctionnelle est acquise si l'intégrité est garantie	Règles du RCC-M	Niveau D	
Robinetterie	Opérabilité	Règles du RCC-M et qualification	Niveau B	
Pompes	Opérabilité	Qualification	Niveau B	
	Intégrité	Règles du RCC-M	Niveau C ou D	
Chemins de câbles	Résistance et stabilité du supportage des câbles	Analyse pseudo statique ou analyse dynamique	Cahiers des Spécifications Techniques	- Favoriser des configurations de montage permettant aux pendants de bénéficier d'un comportement ductile
Equipements de ventilation	Intégrité	Analyse dynamique ou pseudo-statique (ou essai sur table vibrante)	Cahiers des Spécifications Techniques	- Bonnes pratiques d'installation permettant de se prémunir de défaillances en cas de séisme (problèmes de déplacements différentiels, de sollicitation excessive des supports...).
	Composants passifs : capacité fonctionnelle requise (pas de déformation permanente)			
	Composants actifs : opérabilité requise			

Equipements	Exigences de conception	Méthodes	Critères de dimensionnement	Pratiques de conception
Matériels électriques	Fonctionnalité pendant et/ou après le séisme	Qualification sismique		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mettre en place un dispositif d'isolation parasismique sous certains équipements,</li> <li>- Favoriser des matériels plus rigides.</li> <li>- Favoriser l'implantation des matériels à des niveaux de plancher bas</li> <li>- Rechercher des bancs d'essais de plus grande capacité.</li> </ul>
	Absence d'interaction avec des SSC mitoyens			

*Tableau 1 : exigences fonctionnelles retenues par EDF pour les SSC neufs du noyau dur*

#### 4.2.3.1.2.5 Dimensionnement des ancrages

EDF rappelle que les dispositifs d'ancrage doivent permettre d'assurer un supportage adéquat des équipements pour le chargement sismique associé au SND. Le matériel supporté doit être capable d'assurer l'exigence qui lui est attribuée.

Dans le cas des équipements installés dans des structures nouvelles, EDF privilégie la mise en place d'ancrages pré-scclés à tête. Les méthodes de dimensionnement de ces ancrages sont cohérentes avec l'ETC-C.

#### 4.2.3.1.3 Evaluation de la robustesse des structures et des équipements existants

EDF propose de réaliser une évaluation de la robustesse des SSC en deux étapes :

- un diagnostic dit de premier niveau, qui consiste à identifier les éléments les plus robustes ne nécessitant pas d'analyse détaillée, afin de concentrer l'effort d'analyse du diagnostic de second niveau sur les éléments sensibles ;
- un diagnostic de second niveau, qui correspond à l'évaluation détaillée de la capacité des éléments sensibles sélectionnés lors du diagnostic de premier niveau.

##### 4.2.3.1.3.1 Diagnostic de premier niveau

###### Structures de génie civil

EDF propose d'évaluer la capacité d'une structure par une analyse d'ensemble du bâtiment pour identifier les éléments structuraux principaux les plus critiques, c'est-à-dire ceux de capacité plus faible. Ce diagnostic s'effectue principalement sur la base d'une analyse de la documentation existante, complétée éventuellement par des inspections dédiées sur site.

###### Equipements

Selon EDF, le retour d'expérience est globalement bon pour les équipements. Les principaux points délicats sont la tenue des ancrages et les risques d'interaction sismique. Le diagnostic s'appuie sur une inspection sismique permettant d'évaluer la robustesse des équipements en regard des enseignements des précédentes études d'EDF.

Les ancrages seront particulièrement regardés. L'inspection permet ainsi d'identifier :

- les équipements les plus robustes auxquels des capacités sismiques supérieures au SND peuvent être attribuées d'après le retour d'expérience post-sismique et expérimental, et pour lesquels il n'est pas nécessaire de recourir à des analyses détaillées de capacité ;
- les configurations les plus défavorables parmi une liste d'équipements similaires afin de réaliser une analyse enveloppe sur ces configurations ;
- le ou les mode(s) de défaillance crédible(s) prépondérant(s) pour l'analyse de capacité détaillée de ces configurations enveloppes.

#### ***4.2.3.1.3.2 Diagnostic de second niveau : évaluation détaillée des capacités sismiques des structures et des équipements***

L'évaluation détaillée de la capacité HCLPF passe par l'identification des marges (et d'incertitudes) au moyen de facteurs de marges élémentaires associées aux différentes étapes de la chaîne de calcul, le facteur de marge globale étant le produit de l'ensemble des facteurs de marges élémentaires.

##### **Structures de génie civil**

Pour les éléments de structure les moins robustes identifiés lors de la première étape, les facteurs de résistance et de ductilité sont évalués par EDF pour définir les facteurs de marge entrant dans le calcul de capacités HCLPF.

EDF identifie également les méconnaissances géotechniques qui pourraient affecter la robustesse du Noyau Dur. En particulier, l'établissement d'un niveau de capacité pour une structure nécessite de vérifier au préalable qu'il n'existe pas pour ce niveau de séisme de risque significatif d'instabilité du sol qui mettrait en cause la robustesse de la structure.

Les principaux sujets qu'EDF propose d'investiguer sont le risque de liquéfaction, les tassements différentiels induits par le séisme, le risque de glissement de terrain et la rupture de digues en terre. Ces problématiques et leurs conséquences potentielles sur la fonctionnalité du Noyau Dur nécessitent des analyses spécifiques à chaque site.

##### **Equipements**

Pour les équipements passifs, les évaluations se concentrent sur l'intégrité structurelle et la résistance des ancrages. EDF présente par typologie d'équipements les actions à mener pour établir la capacité de ces équipements. EDF évalue cette capacité générique à partir d'une analyse détaillée sur un « *échantillon enveloppe* ». Il s'agit de la partie de l'équipement jugée la plus critique. Le tableau ci-dessous présente une synthèse du retour d'expérience de différents équipements passifs, des problèmes associés (causes de ruine, modes de défaillance, point faibles de conception) et des actions qui pourraient être menées pour identifier des sources de marges. Ces sources de marges permettront selon le cas de définir des facteurs  $F_c$  ou  $F_{re}$  évoqués plus haut.

Retour d'expérience	Causes/modes de défaillance à analyser	Actions à mener sur l'échantillon enveloppe
<p><b>TUYAUTERIES</b></p> <p>Très grande robustesse des lignes de tuyauteries en acier</p> <p>Rares cas de perte d'intégrité de l'enveloppe sous pression</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mouvements différentiels appuis,</li> <li>- Interactions sismiques,</li> <li>- Forte corrosion</li> <li>- Supports fortement chargés</li> <li>- Connexions avec différence de rigidité</li> </ul>	<p>Evaluation conservatrice de la réponse dynamique de ligne de tuyauterie (calcul transitoire, sollicitations réelles aux appuis, modélisation complète, amortissement réaliste)</p>
<p><b>CONDUITS de VENTILATION</b></p> <p>Grande robustesse, éventuellement remise en cause en cas de dispositions de construction sensibles (ruine du supportage)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Déplacements différentiels</li> <li>- Liaisons entre gaines inadéquates</li> <li>- Connexions avec matériels inadéquates</li> <li>- Supportage inapproprié ; défaillance fragile (ruine des ancrages) ou ductile (plastification du support)</li> <li>- Agressions par d'autres matériels</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimisation de la réponse dynamique du réseau de ventilation, voire calculs plus réalistes</li> <li>- Optimisation de la capacité de la gaine et des supports (mode de défaillance prépondérant)</li> </ul>
<p><b>CHEMINS de CABLES (CdC)</b></p> <p>Très bon comportement</p> <p>La perte de fonctionnalité des câbles suppose un effondrement généralisé de la structure porteuse</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Déplacements différentiels bâtiments</li> <li>- Agressions par autres matériels</li> <li>- Frottements (coupures, dégradations)</li> <li>- Non-conformités (ancrages mal fixés, pièces mécaniques sous-dimensionnées) ; ruine par plastification des supports, console)</li> <li>- Ruine au niveau d'une connexion entre deux éléments du supportage</li> </ul>	<p>Optimisation des calculs sismiques (taux de remplissage réel des goulottes...)</p> <p>Valorisation de la dissipation énergie par déformation plastique</p>
<p><b>BACHES</b></p> <p>Sensibles car de faible raideur</p> <p>Ruine « en pied »</p> <p>Ruine au niveau des connexions</p> <p>déformation excessive du fond</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flambement de la virole</li> <li>- Ruine de la liaison entre virole et ancrages</li> <li>- Etirement des ancrages</li> <li>- Décollement du fond de la bâche</li> </ul>	<p>Identification du mode de ruine prépondérant puis analyse détaillée de capacité.</p> <p>Si besoin nouveau calcul dynamique</p>
<p><b>RESERVOIRS et ECHANGEURS</b></p> <p>Plus robustes que les bâches</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Déconnexion du supportage, d' ancrages</li> <li>- Tolérances des lignes connectées aux déplacements différentiels</li> <li>- Tenue mécanique des viroles</li> </ul>	<p>Analyse des calculs de conception ou analyse plus réaliste de la réponse de l'équipement ;</p> <p>Pour ces équipements, l'intégrité implique la capacité fonctionnelle</p>
<p><b>Matériels de MANUTENTION</b></p> <p>Divers désordres observés dus à une mauvaise stabilité des voies de roulement ;</p> <p>Deux cas de chute de pont (structure porteuse trop flexible)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilité excessive de la structure porteuse (délogement du pont des rails)</li> <li>- Tassements des fondations du bâtiment (déformation des rails)</li> <li>- Manque de maintien vertical (pont soulevé qui sort des rails)</li> <li>- Chute élément lourd, mal fixé, du pont</li> </ul>	<p>Evaluation réaliste de la réponse du pont et des rails : évaluation des conservatismes de conception ou nouveau calcul (tenue des voies de roulement, robustesse des fixations des équipements...)</p>

*Tableau 2 : retour d'expérience et sources de marques pour les équipements passifs*

Pour les équipements actifs, l'analyse détaillée de la capacité se base principalement sur les données de qualification et d'essais. Les évaluations examinent en premier lieu l'opérabilité en plus de l'intégrité structurelle et de la résistance des ancrages. EDF présente par typologie d'équipements les actions à mener pour établir la capacité de ces équipements.

Rex post-sismique	Modes de défaillance à analyser	Etablissement de la capacité
<p>ROBINETS</p> <p>Défaillances extrêmement rares (quelques robinets pneumatiques)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Interactions sismiques</li> <li>- Rupture de tuyauteries d'alimentation en air insuffisamment flexible</li> <li>- Dépassement de contrainte ultime dû à un moment fléchissant trop important</li> </ul>	<p>Marge entre le spectre d'essai (SRE) et le spectre de plancher associé au SND</p>
<p>POMPES</p> <p>Rex globalement favorable ; défaillances liées à certaines dispositions constructives</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Désalignement entraînement/pompe du fait d'efforts dus aux tuyauteries connectées suite à déplacements différentiels</li> <li>- Fissurations de volutes liées aux efforts associés aux tuyauteries connectées, insuffisamment supportées ou par affaissement du sol</li> <li>- Ruptures d'ancrages de pompes montées avec des systèmes antivibratoires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pompes qualifiées par analyse : nouveau calcul dynamique</li> <li>identification de mode de ruine prépondérant ; valorisation des marges : caractéristiques des matériaux, critères RCC-M</li> <li>- Pompes qualifiées par essais : marge entre le spectre d'essai (SRE) et le spectre de plancher issu du SND</li> </ul>
<p>AUTRES EQUIPEMENTS MECANIQUES</p> <p>(compresseurs, climatisation, générateurs, ventilateurs)</p> <p>Retour d'expérience positif</p> <p>Quelques défaillances</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risque de défaillance du système antivibratoire</li> <li>- Désalignements ou dégradations par efforts trop importants des lignes connectées insuffisamment supportées</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Equipements qualifiés par analyse : analyse plus réaliste de la réponse</li> <li>- Par essais : marge entre le spectre d'essai (SRE) et le spectre de plancher issu du SND</li> </ul>
<p>EQUIPEMENTS ELECTRIQUES</p> <p>Sensibles</p> <p>Robustesse conditionnée par la qualité du système d'ancrage</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ruine des ancrages</li> <li>- Ruine au niveau des supportages internes</li> <li>- Risque d'interaction spatiale</li> <li>- Ruine de l'enveloppe de l'armoire</li> <li>- Perte de fonctionnalité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analyse du risque d'interaction spatiale</li> <li>- Identification du mode de ruine prépondérant et évaluation réaliste de la réponse de l'équipement</li> <li>- Par essais : marge entre le spectre d'essai (SRE) et le spectre de plancher issu du SND</li> </ul>

*Tableau 3 : retour d'expérience et sources de marges pour les équipements actifs*

Enfin, par la fiche réponse en référence [115], EDF a fourni des critères de justification du noyau dur pour quelques classes d'équipements (tuyauteries, bâches et matériels qualifiés par essais). Ces critères sont récapitulés dans les tableaux en annexe 8.2.



### Ancrages

Pour EDF le retour d'expérience post-sismique souligne l'importance de la qualité des ancrages dans la robustesse sismique des équipements. La ruine des ancrages doit par conséquent être considérée comme un mode de ruine à investiguer pour tous les équipements ancrés à la structure.

La capacité résistante de chaque type d'ancrage est établie sur la base de données réalistes (données expérimentales fournies par le constructeur si disponibles, ou données génériques telles que celles fournies dans les guides EPRI.

L'évaluation réaliste de leur capacité s'appuie sur les données précises recueillies lors de l'inspection sismique menée par EDF concernant la configuration du système d'ancrage (type, nombre, position et excentrement) en complément de la documentation de conception disponible, la qualité d'installation des ancrages, une faible distance aux bords libres, l'état du béton avec fissures importantes, etc.

#### **4.2.3.1.4 Protection des SSC du noyau dur**

Les SSC participant à la protection des SSC du noyau dur contre les phénomènes naturels extrêmes sont également considérés par EDF comme faisant partie des SSC en interface du noyau dur. Ils feront donc l'objet d'une vérification de robustesse aux exigences fonctionnelles associées.

#### **4.2.3.1.5 Vérification de la robustesse des structures et des équipements vis-à-vis des tornades**

La robustesse à l'égard de la tornade et les éventuelles protections associées seront définies par EDF, en lien avec le référentiel proposé par EDF dans le cadre de la VD3 1300MWe.

EDF précise que la vérification de robustesse aux aléas extrêmes concerne les fonctions du noyau dur et non nécessairement l'ensemble de ses SSC. Ainsi, il pourra être envisagé de valoriser plusieurs dispositions matérielles diversifiées pour assurer une fonction pour les aléas extrêmes considérés. Cette orientation pourrait être retenue pour certains équipements nécessaires à la gestion de crise.

### **4.2.3.2 Analyse de l'IRSN**

#### **4.2.3.2.1 Démarche générale de dimensionnement des SSC du noyau dur**

L'IRSN rappelle que le dossier d'EDF traite quasi-exclusivement des méthodes de prise en compte des sollicitations en cas de séisme extrême appliquées au noyau dur. Or il conviendra d'intégrer l'ensemble des chargements correspondant aux agressions à considérer (présentées aux chapitres 4.2.1 et 4.2.2).

Au stade actuel des éléments transmis, l'IRSN ne peut donc pas se prononcer sur l'ensemble des démarches de justification qui seront mises en œuvre.

La suite de ce chapitre est exclusivement consacrée à la prise en compte des sollicitations en cas de séisme extrême.

La démarche retenue par EDF pour justifier le dimensionnement des structures et des équipements du noyau dur et les équipements associés est variée. Elle effectue des distinctions entre les équipements neufs qui seront ajoutés à l'installation, les équipements déjà en place, mais prend aussi en compte les exigences associées et cite également un recours éventuel à des méthodes « *plus réalistes ... dans des conditions technico-économiques acceptables* ». Certaines méthodes évoquées apparaissent tout à fait acceptables pour l'IRSN comme la

comparaison entre le spectre d'essai retenu pour la qualification et le spectre de plancher correspondant au SND ; d'autres sont plus exploratoires comme la définition de facteurs de marge sur la base d'études de type EPS sismique et SMA.

L'IRSN estime en premier lieu que les structures et équipements du noyau dur et en interface avec celui-ci doivent bénéficier d'un véritable dimensionnement selon des critères usuels et reconnus. Cette position était déjà celle de l'IRSN lors de l'examen des ECS par les groupes permanents les 8, 9, 10 novembre 2011. **Les démonstrations apportées à l'époque sur la base de jugements d'experts sur le comportement des structures et équipements pour des niveaux de séisme supérieurs à ceux du référentiel doivent maintenant être confirmées par des dossiers de dimensionnement établis suivant les principes énoncés ci-dessus.**

### **Structures et équipements nouveaux**

Ce principe doit s'appliquer tout d'abord aux structures et équipements nouveaux du noyau dur pour lesquels un dimensionnement devra donc être défini en regard des exigences fonctionnelles requises. En conséquence, les équipements nouveaux du noyau dur devant être opérationnels dans les situations extrêmes retenues dans les ECS devront, à ce titre, être en principe dimensionnés avec les règles et critères applicables aux situations normales.

En effet, une situation extrême au sens des ECS doit être considérée comme une situation normale pour les équipements et structures constitutifs du noyau dur, ceux-ci devant rester opérationnels dans ces conditions. Cette situation dite « normale » peut naturellement ne pas être assimilée à une situation « nominale » compte tenu qu'elle surviendra en nombre d'occurrences unique ou très limité (tenant compte par exemple de la possibilité de répliques sismiques) et pourra être valorisée dans la démarche. C'est donc dans ce sens que doit être compris le terme « situation normale » de la même manière qu'elle est définie pour les systèmes de sauvegarde.

A l'occasion de la réunion d'instruction du 5 novembre 2012, EDF a indiqué sa volonté de privilégier comme exposé ci-dessus un dimensionnement normal des équipements et structures nouveaux. L'IRSN considère donc cette position comme acceptable pour autant que les critères retenus soient en adéquation avec les exigences fonctionnelles définies pour l'atteinte des objectifs de sûreté.

Cette démarche générale, déclinée en fonction des spécificités des équipements et structures, sera traduite en critères de dimensionnement aux paragraphes 4.2.3.2.2 et 4.2.3.2.3.

### **Structures et équipements existants**

Pour les structures et équipements existants inclus dans le noyau dur, compte tenu d'un dimensionnement initial réalisé pour des niveaux d'aléas moins élevés, l'IRSN suggère d'accepter la possibilité d'une démarche graduée dans laquelle pourraient être appliqués des critères de situations exceptionnelles. En effet, ces situations sont celles dans lesquelles l'installation ne devrait jamais être, mais dont on ne peut pas complètement exclure qu'elles se produisent dans la réalité : cette éventualité doit donc être envisagée malgré tout dans la vérification de leur dimensionnement, mais avec des critères moins sévères. L'IRSN considère donc qu'il n'est pas illogique,

pour des SSC existants, de s'autoriser cette approche, tout en veillant à s'assurer de sa robustesse pour se prémunir des effets falaise.

Pour les équipements et structures existants, EDF propose une démarche de vérification de la robustesse des SSC s'appuyant sur les méthodes SMA ou EPS séisme. L'IRSN rappelle que, dans le cadre de la réunion du groupe permanent de mai 2010 relative « aux orientations des études à mener pour le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales », EDF indiquait qu'en l'absence de méthode SMA validée à ce jour, il en visait une application dans le cadre du programme d'extension de la durée de fonctionnement. **L'IRSN avait jugé acceptable la proposition d'EDF d'examiner ce thème dans le cadre du projet d'extension de la durée d'exploitation.**

Dans le cadre de la réunion du GPR de janvier 2012 consacrée aux « *Orientations du programme associé au projet d'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation* », EDF a proposé de compléter la démarche actuelle de réévaluation sismique par une évaluation de la robustesse des installations vis-à-vis de niveaux de séismes potentiellement supérieurs aux niveaux issus de l'application de la RFS 2001-01 avec les méthodes « SMA ou EPS séisme ». EDF envisage la réalisation d'une étude de marges sismiques sur un site pilote du palier 900 MWe, complétée par des analyses partielles sur d'autres sites permettant de couvrir autant que possible l'ensemble des spécificités de sites, ainsi que la réalisation d'une EPS séisme sur un site 900 MWe restant à définir, à l'occasion de la préparation des quatrièmes visites décennales du palier 900 MWe. **L'IRSN avait estimé que, sur le principe, la démarche de robustesse ainsi que le programme de travail proposés par EDF dans la perspective des quatrièmes visites décennales apparaissaient acceptables sous réserve qu'ils soient complétés et instruits.**

Enfin, l'IRSN rappelle que le groupe permanent a souligné l'intérêt de l'exercice EPS « séisme » réalisé par EDF pour la centrale nucléaire de Saint-Alban à l'occasion de sa réunion du 10 mai 2012 sur les EPS de niveau 1. La démarche retenue par EDF pour réaliser cette EPS comporte bien les étapes essentielles à son élaboration. Toutefois, concernant les méthodes mises en œuvre et les données utilisées dans l'étude, *le Groupe permanent a estimé que des analyses complémentaires seraient nécessaires, notamment sur l'évaluation de l'aléa sismique et la définition des différents modes de défaillance des équipements et structures ainsi que des courbes de fragilité tenant compte de ces différents modes.*

*Le dialogue entre EDF et l'IRSN doit se poursuivre pour aboutir à la définition d'une EPS « séisme » qui soit opérationnelle, complémentaire à l'approche par une étude de marges.*

En résumé, l'appropriation de ces méthodes développées dans un contexte international et l'adaptation au parc français où aucun retour d'expérience sismique n'est disponible rendent ces méthodes encore exploratoires et donc non applicables à ce jour.

**L'IRSN estime donc, à ce stade, que les méthodes « SMA ou EPS séisme » et les données retenues pour la vérification de la robustesse sismique des structures et des équipements nécessitent des analyses complémentaires afin de disposer d'une démarche opérationnelle. Une instruction détaillée de ces méthodes et de leur application, sur les réacteurs du parc français, devra être engagée avec EDF en amont des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe pour en apprécier le potentiel.**

Dans le cadre de la vérification de la tenue du noyau dur aux agressions, l'IRSN estime donc nécessaire qu'EDF privilégie, en lieu et place des méthodes « SMA ou EPS séisme », une démarche conventionnelle de dimensionnement des structures et équipements du noyau dur existants et en interface avec celui-ci.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF propose l'action suivante : « *Compte tenu de l'objectif recherché, c'est à dire la vérification de la tenue du noyau dur aux agressions, EDF confirme que pour les SSC existants du noyau dur (ou en interface), la vérification de la tenue sismique sera faite :*

- *pour l'ensemble des équipements et des structures,*
- *pour les configurations enveloppes des réseaux (tuyauteries, ventilations, chemins de câbles).*

*EDF ne réduira donc pas le périmètre des vérifications aux seuls éléments jugés les plus critiques, comme habituellement prévu dans la première phase de screening de la méthode SMA (Seismic Margin Assessment).*

*La vérification elle-même sera basée sur des méthodes déterministes qui exploitent les marges des études de conception par rapport aux modes de défaillance sismiques, selon l'approche CDFM (Conservative Deterministic Failure Margin) décrite dans la méthode SMA.*

*Cette approche permet de mettre en évidence dans un premier temps, des marges par des analyses approfondies qui seraient utilisables dans une démarche de conception selon le guide ASN (optimisation des calculs dynamiques, valorisation des caractéristiques matériaux et des marges de ferrailage). Lorsque les marges ainsi identifiées sur les matériels existants sont insuffisantes, et pour les SSC ductiles qui nécessiteraient des travaux de renforcement complexes (c'est à dire plus particulièrement les éléments de génie civil, les réseaux dans les zones encombrées), EDF utilisera des coefficients de comportement. EDF se basera sur la documentation technique internationale et sur l'expérimentation pour définir de manière prudente, selon la situation, les valeurs de ces coefficients qui garantissent le maintien des fonctions recherchées et l'absence d'effet falaise.*

*La mise en œuvre de cette démarche devrait permettre, sous réserve des capacités industrielles d'EDF et des contraintes dosimétriques, de réaliser les vérifications dans des délais compatibles avec le déploiement du noyau dur. »*

L'IRSN note qu'EDF n'appliquera pas complètement la démarche SMA mais ne privilégie toujours pas une démarche conventionnelle de dimensionnement qui permettrait d'identifier les déficits des SSC en cas de situations extrêmes.

De plus, l'IRSN ne juge pas acceptable, lorsque les marges seraient insuffisantes sur les structures et matériels existants, de recourir à l'emploi de coefficients de comportement pour justifier la robustesse de ceux-ci. En conséquence, l'IRSN maintient sa recommandation (cf. paragraphe 4.2.3.2.4).

#### **4.2.3.2.2 Déclinaison aux ouvrages de génie civil**

L'IRSN a examiné les propositions d'EDF présentées au paragraphe 4.2.3.1. Les principales conclusions de l'analyse de l'IRSN sont détaillées ci-dessous.

L'IRSN rappelle que la garantie de l'opérabilité du noyau dur repose sur la robustesse des méthodes de justification. Aussi, l'IRSN considère que ces justifications doivent reposer sur des méthodes éprouvées.

Les exigences attribuables aux ouvrages de génie civil dont l'analyse de comportement est requise au titre du noyau dur peuvent être diverses : résistance, étanchéité, absence d'agression, maîtrise de la géométrie... En tout état de cause, elles doivent être cohérentes avec l'objectif d'opérabilité visé pour les équipements du noyau dur.

Pour les ouvrages de génie civil, ces exigences se déclinent de façon graduée et sont associées à des critères plus ou moins sévères en fonction de cet objectif.

A titre d'exemple, les exigences fondamentales des ouvrages en béton armé (résistance et étanchéité) sont présentées ci-dessous, par ordre de sévérité croissante :

Exigences de résistance et de non-agression :

Exigences de sûreté	Eléments structuraux	Exigences de comportement
Non-agression	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ouvrage</li> <li>• partie d'ouvrage</li> </ul>	<p>Absence d'interaction (déplacements limités)</p> <p>Absence d'effondrement (partiel ou généralisé)</p>
Stabilité d'ensemble	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ouvrage</li> <li>• partie d'ouvrage</li> </ul>	<p>Déplacement d'ensemble limité</p> <p>Décollement limité de la fondation</p>
Stabilité des éléments	<ul style="list-style-type: none"> <li>• radier</li> <li>• voiles, poteaux</li> <li>• planchers</li> </ul>	<p>Etat fissuré acceptable</p> <p>Limitation des déplacements et déformations</p>
Supportage des équipements	<ul style="list-style-type: none"> <li>• radier</li> <li>• voiles, poteaux</li> <li>• planchers</li> </ul>	<p>Limitation des déformations</p> <p>Limitation de la fissuration</p>

Exigences d'étanchéité :

Exigences de sûreté	Eléments structuraux	Exigences de comportement
Clos et couvert (ouvrages abritant des équipements du noyau dur)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• radier</li> <li>• voiles</li> <li>• planchers</li> </ul>	<p>Etat fissuré acceptable</p> <p>Limitation des déplacements et déformations</p>
Rétention (liquides, effluents)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• radier</li> <li>• voiles</li> <li>• planchers</li> </ul>	<p>Limitation des déformations</p> <p>Limitation de la fissuration</p>
Confinement (gaz, aérosols)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• enceinte</li> <li>• Enveloppe externe des locaux de gestion de crise</li> </ul>	<p>Comportement réversible des dispositifs d'étanchéité (revêtements), de la précontrainte ou des armatures passives</p>

Selon cette démarche, l'IRSN considère que la démonstration de la fonctionnalité des équipements du noyau dur ou en interface avec celui-ci doit s'appuyer, pour ce qui concerne les ouvrages de génie civil, sur la justification :

- des ouvrages du noyau dur,
- des ouvrages en interface avec le noyau dur,
- des ouvrages abritant ou protégeant les équipements du noyau dur,
- des ouvrages pouvant agresser les équipements ou les ouvrages du noyau dur.

A cet égard, il convient de distinguer deux catégories d'ouvrages : les ouvrages neufs et les ouvrages existants. La démarche de justification se traduit, pour les ouvrages neufs, en méthodes de dimensionnement cohérentes avec le guide ASN2/01 et, pour les ouvrages existants, en méthodes de vérification cohérentes avec celles des réévaluations sismiques des installations mises en œuvre dans le cadre des réexamens de sûreté. Pour l'IRSN, cela signifie que, sous l'aspect opérationnel :

- a) les ouvrages neufs doivent être dimensionnés avec les règles et critères de l'ETC-C en retenant le SND ;
- b) les ouvrages existants pour lesquels les accélérations spectrales du SND sont couvertes par celles du SDD sont a priori justifiés (sous réserve de la vérification des critères associés aux exigences attribuées à ces ouvrages et de la compatibilité des dispositions de construction en place.
- c) les ouvrages existants pour lesquels les accélérations spectrales du SND excèdent celles du SDD doivent être vérifiés en appliquant dans la mesure du possible les règles et critères du référentiel (RCC-G) ; si nécessaire, les conservatismes identifiés, quantifiés et fiabilisés par des justifications spécifiques peuvent être exploités en cohérence avec le guide ASN 2/01.

Une analyse comparative des niveaux sismiques de dimensionnement (SDD) des îlots nucléaires en regard des niveaux SND retenus par EDF, a été réalisée par l'IRSN sur la base de sa connaissance du parc et est présentée en annexe 8.4.

L'IRSN souligne que :

- pour les ouvrages cités aux paragraphes a et b, il n'apparaît pas a priori de difficulté particulière pour ce qui est de la justification du dimensionnement du génie civil,
- pour les ouvrages cités au paragraphe c, la position de l'IRSN sur les conservatismes évoqués est détaillée ci-après.

D'une façon générale, la démarche générale préconisée par l'IRSN est synthétisée sous la forme d'un logigramme en annexe 8.3.

Par ailleurs, l'IRSN rappelle que, lors d'un séisme, les bâtiments d'un îlot nucléaire connaissent des mouvements d'ensemble dus aux déformations du sol de fondation et aux déformations des structures de ces bâtiments. Ces mouvements sont possibles du fait qu'un espace libre (ou joint) est disposé entre les bâtiments. La largeur de ce joint est généralement égale à 100 mm (Fessenheim et Bugey exceptés, les joints inter-bâtiments sont d'épaisseur moindre).

A titre d'exemple, les déplacements horizontaux du sommet d'un bâtiment du réacteur ou d'un bâtiment du combustible soumis à un SDD seraient de l'ordre de 50 mm (cf. RDS du palier 900 MWe). Pour un séisme supérieur au SDD et dans le cas où les mouvements de bâtiments contigus seraient en opposition de phase, l'espace libre entre ces bâtiments pourrait être insuffisant. En conséquence, le risque d'entrechoquement des bâtiments pour un séisme de type SND doit être considéré :

- compte tenu du caractère massif des structures de génie civil, il est licite d'estimer qu'un entrechoquement ne se traduirait que par des endommagements localisés de ces structures ; ils devront néanmoins faire l'objet d'une analyse spécifique en regard des exigences qui leur sont associées ;

- en tout état de cause, pour l'analyse du comportement des équipements supportés par le génie civil, les vibrations induites par un possible entrechoquement des bâtiments seraient à considérer concomitamment au mouvement sismique.

Enfin, les déplacements différentiels entre bâtiments en cas de séisme SND sont à prendre en compte dans la vérification des parties d'équipements du noyau dur ou en interface du noyau dur situées entre deux bâtiments, comme c'est par exemple le cas du tube de transfert.

### Ouvrages neufs

L'IRSN estime satisfaisante la proposition d'EDF [115] de dimensionner les ouvrages neufs sur la base d'un comportement élastique suivant les règles et critères de l'ETC-C.

### Ouvrages existants

Concernant les ouvrages existants abritant ou supportant des systèmes et composants du noyau dur et ouvrages existants pouvant constituer des agresseurs des SSC du noyau dur, l'IRSN rappelle que ces ouvrages n'ont pas été dimensionnés pour des séismes dont le spectre de réponse dépasse celui du SDD, mais estime que dans les vérifications à mener, les règles et critères du référentiel (RCC-G) sont à appliquer en premier lieu. Les conservatismes pris en compte lors de la conception et du dimensionnement d'origine, dans la modélisation de l'interaction dynamique sol-structure (effet de l'enfoncement des ouvrages dans le sol et sous-estimation de l'amortissement radiatif en le divisant par 2), pourront être mis à profit, conformément aux préconisations du guide ASN 2-01, dans la mesure où une meilleure caractérisation du sol aura été effectuée et une modélisation cohérente de l'interaction dynamique sol structure serait adoptée.

L'IRSN préconise, pour les cas où les dispositions précédentes seraient insuffisantes, que soit appliquée une démarche déterministe, réaliste et fiable.

Les calculs doivent être déterministes dans la mesure où les dispositions de détection, de prévention et de limitation des conséquences du « noyau dur » doivent être opérationnelles lors du scénario accidentel considéré, en particulier pendant ou après le séisme caractérisé par un spectre de réponse de sol en champ libre donné.

Les calculs doivent être réalistes parce que les structures, quand elles sont préexistantes, sont a priori sollicitées au-delà de leur niveau de dimensionnement : la réponse mécanique des structures doit pouvoir être analysée sur la base d'un comportement post élastique (fragile ou ductile) qui ait un sens physique pour que les mouvements résultants puissent être quantifiés, en termes de déplacements d'ensemble et de spectres de réponse de plancher. Les données d'entrée et les résultats de ces calculs doivent être fiabilisés (i.e. les valeurs numériques doivent être établies avec un degré de confiance satisfaisant), dans la mesure où :

- les modélisations nécessaires au calcul imposent une simplification et une réduction des structures réelles,
- les lois physiques utilisées dans les calculs, tant dans la chaîne causale des actions que celle des réponses, ne sont que des idéalizations du comportement des structures et du sol les supportant,
- les caractéristiques mécaniques des matériaux constituant les structures et le sol et qui entrent dans ces lois ne sont connues qu'approximativement.

Les méthodes d'obtention des résultats doivent être éprouvées, robustes et simples à mettre en œuvre. Ces méthodes, cohérentes avec les bonnes pratiques d'ingénierie, sont mises en œuvre classiquement pour les

ouvrages exceptionnels ou à risque, comme les ponts ou les barrages par exemple. Leur fiabilité devra reposer sur l'identification des paramètres d'intérêt, sur une étude de sensibilité à ces paramètres et sur la prise en compte, par enveloppe par exemple, des effets de ces variations de paramètre sur les résultats devant être soumis à critère. La plage de variation des paramètres d'intérêt et la concomitance de leurs variations devra conserver aux matériaux (sol compris) un comportement cohérent et réaliste, l'étendue de cette plage devra être suffisante pour obtenir une assurance raisonnable de non dépassement du critère.

Ces principes, appliqués à la vérification du dimensionnement du noyau dur, devront être déclinés par EDF.

**Pour les ouvrages existants dont la vérification du dimensionnement ne pourra pas être acquise sur la base des codes de dimensionnement du référentiel (RCC-G), l'IRSN estime que la robustesse de la démonstration doit reposer sur des méthodes déterministes, réalistes et fiables.**

La réponse d'EDF à la demande figurant en page 218 couvre cette demande.

Dans la fiche de synthèse [115], EDF propose un certain nombre de critères de vérification de la robustesse des structures existantes. Compte tenu de la fourniture tardive (en projet le 31 octobre) de ces éléments, ces critères n'ont pas fait l'objet d'une instruction. Il y est cependant fait mention d'une déformation maximale admissible caractérisée par une distorsion (« drift ») entre étages du bâtiment de 0,5%. L'IRSN rappelle que ces déformations induisent des déplacements horizontaux d'ensemble, relatifs et aussi absolus, des différents planchers (toiture comprise) et que ces déplacements sont à cumuler aux déplacements horizontaux d'ensemble dus aux translations et basculements de la fondation.

Le risque d'entrechoquement des ouvrages (notamment ceux de l'îlot nucléaire) conduit à définir un critère sur les déplacements ainsi obtenus niveau par niveau. Ces limites en déplacement sont identifiées par l'IRSN comme étant structurantes dans la justification du noyau dur: les déplacements doivent être compatibles avec les dimensions des espaces libres entre les bâtiments. L'IRSN souligne que cette analyse n'est pas présentée dans le dossier transmis par EDF. Pour les équipements du noyau dur, en cas d'entrechoquement, seules doivent être ajoutées aux sollicitations dues au séisme les sollicitations provenant des chocs : l'IRSN rappelle que les accélérations d'entrechoquement sont difficilement quantifiables et que l'état de l'art est d'éviter l'entrechoquement des ouvrages.

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF considère le risque d'entrechoquement des structures de génie civil pour justifier les dispositions matérielles du noyau dur et les SSC en interface.**

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF propose l'action suivante : « ***EDF considèrera le risque d'entrechoquement des structures de génie civil et ses conséquences sur les spectres de plancher pour la vérification des SSC du noyau dur et en interface.*** »

Cette action d'EDF est jugée satisfaisante par l'IRSN.



### 4.2.3.2.3 Déclinaison aux équipements

#### Équipements neufs

Comme mentionné au paragraphe 4.2.3.2.1, EDF a indiqué sa volonté de privilégier un dimensionnement « normal » des équipements neufs.

Sur cette base, l'IRSN a analysé les propositions d'EDF synthétisées dans le tableau 1 relatif aux équipements neufs. L'IRSN émet les remarques suivantes :

L'emploi de critères de niveau C ou D pour des tuyauteries ou des bâches suivant les exigences de conception n'est pas acceptable pour un dimensionnement normal. Pour des équipements neufs, seuls des critères de niveau B au sens des codes de type RCC-M ou équivalents devraient être retenus.

En particulier, pour les bâches, EDF retient des critères de niveau D tant pour « l'intégrité » que pour la capacité fonctionnelle. Pour l'IRSN ceci n'est pas acceptable. En effet, non seulement, les principes de la démarche de dimensionnement susmentionnée ne sont pas appliqués, mais l'exigence de capacité fonctionnelle n'est en aucun cas garantie par ces critères.

De plus, ces composants sont particulièrement sensibles au séisme comme mentionné dans le REX post-sismique, que ce soit au niveau de l'ancrage, des piquages ou même de l'enveloppe elle-même.

**L'IRSN estime nécessaire qu'EDF retienne des critères de niveau B pour les équipements neufs du noyau dur.**

#### Équipements existants

Pour les équipements existants du noyau dur et en interface avec celui-ci, EDF a proposé des critères pour la justification de la robustesse de quelques classes d'équipements (tuyauteries, bâches et matériels qualifiés par essais).

L'IRSN a alors analysé ces propositions d'EDF qui sont synthétisées dans les tableaux 2, 3 et l'annexe 8.2 où des critères de justification du noyau dur sont fournis pour quelques classes d'équipements (tuyauteries, bâches, matériels qualifiés par essais...).

Même si la règle fondamentale de sûreté RFS IV-2-a « *Exigences à prendre en compte dans la conception des matériels mécaniques classés de sûreté, véhiculant ou contenant un fluide sous pression, et classés de niveau 2 et 3* » n'est plus d'application, l'IRSN considère en cohérence avec la démarche « graduée » sus-mentionnée que l'application des critères de niveau C au sens des codes tels que RCC-M vaut en règle générale démonstration de :

- l'intégrité des matériels pour des situations exceptionnelles (dans lesquelles peut se trouver le matériel dans des circonstances accidentelles très peu probables);
- la capacité fonctionnelle des matériels mécaniques statiques.

Dans l'annexe 8.2, EDF propose pour les tuyauteries et bâches de vérifier le dimensionnement avec des critères de niveau D tout en utilisant des méthodes dites « réalistes » pour l'évaluation du comportement sismique.

Pour l'IRSN, ces méthodes dites « réalistes », dont la démarche et les critères associés devront a minima être instruites et validées avant leur utilisation, ne devraient être utilisées que lorsque le dimensionnement avec des critères de niveau C ne peut pas être acquis y compris en envisageant des renforcements.

En conséquence, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF privilégie dans sa démarche de vérification du dimensionnement des SSC existants du noyau dur (ou « en interface » avec le noyau dur) l'utilisation de règles de dimensionnement de niveau C du RCC-M. Ces règles devront être utilisées systématiquement pour les SSC dont la défaillance entraîne un effet-falaise.

En tout état de cause, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF n'utilise des méthodes dites « réalistes » et acceptées que lorsque les critères de dimensionnement ne pourraient pas être respectés ou que des renforcements adéquats ne seraient pas envisageables.

Au cours de la réunion préparatoire à la réunion du GPR et dans le courrier formalisant ses positions et actions [144], EDF précise, en réponse aux deux projets de recommandations précédents, qu'il prendra en compte les exigences fonctionnelles des équipements mécaniques du noyau dur pour déterminer les niveaux des critères RCC-M à appliquer selon les principes de la RFS IV-2-a.

L'IRSN estime en premier lieu que les structures et équipements du noyau dur ou en interface doivent bénéficier d'un véritable dimensionnement selon des critères usuels et reconnus. De plus, l'IRSN rappelle que ces SSC doivent rester opérationnels en situations extrêmes pour assurer les fonctions de sûreté visées, ce qui exige de recourir à des critères de dimensionnement renforcés. En conséquence, l'IRSN n'estime donc pas acceptable d'appliquer strictement les principes de la RFS IV-2-A en cas de situations extrêmes.

Pour les équipements actifs, l'IRSN considère comme acceptable la position d'EDF de valoriser la marge, quand celle-ci existe, entre le spectre d'essai (SRE) retenu pour la qualification et le spectre de plancher adéquat correspondant au SND.

#### 4.2.3.2.4 Conclusion

Suite à l'examen des positions et actions d'EDF relatives aux méthodes de justification de robustesse du noyau dur, l'IRSN formule la recommandation suivante :

##### Recommandation de l'IRSN :

**Pour la conception des équipements nouveaux du noyau dur, l'IRSN recommande qu'EDF applique des critères de niveau B, les situations d'agressions extrêmes devant être considérées, pour ces équipements, comme des situations normales.**

**Pour la vérification du dimensionnement des structures et équipements du noyau dur (ou « en interface » avec le noyau dur) existants, l'IRSN recommande qu'EDF privilégie, en lieu et place des méthodes « SMA ou EPS séisme », une démarche déterministe conventionnelle. En particulier :**

- **pour les ouvrages de génie civil existants dont la vérification du dimensionnement ne pourra être acquise sur la base des codes de dimensionnement du référentiel (RCC-G), l'IRSN recommande que la robustesse de la démonstration repose sur des méthodes déterministes, réalistes et fiables ;**
- **pour les équipements existants, l'IRSN recommande qu'EDF privilégie l'utilisation de règles de dimensionnement avec des critères de niveau C du RCC-M et n'utilise des méthodes dites « réalistes » et acceptées que lorsque ces critères de dimensionnement ne pourraient être respectés ou que des renforcements adéquats ne seraient pas envisageables. Toutefois, pour les équipements dont la défaillance peut entraîner un endommagement du combustible et des rejets radioactifs importants, les critères de niveau C devront être systématiquement utilisés.**

## **5 CONCLUSION**

Suite aux évaluations complémentaires de sûreté menées en 2011, l'ASN a demandé [3] à EDF la mise en œuvre d' « un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à :

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

et la définition des exigences associées.

Le présent rapport présente les conclusions de l'IRSN suite à l'analyse des éléments transmis par EDF en réponse à la prescription précitée, conformément à la saisine de l'ASN. Cette analyse a porté sur :

- « les objectifs associés au noyau dur et son périmètre fonctionnel, définis en réponse à la prescription ECS1,
- les initiateurs considérés pour la définition du noyau dur et leurs niveaux,
- les choix retenus pour la prise en compte des événements induits par ces initiateurs sur l'installation et le noyau dur,
- les conditions de mise en œuvre du noyau dur notamment les états de l'installation permettant son utilisation,
- les exigences associées aux équipements du noyau dur (exigences fonctionnelles, exigences de conception, de vérification...),
- les méthodes et critères retenus pour démontrer l'atteinte de ces exigences,
- la prise en compte des facteurs organisationnels et humains pour la mise en œuvre des dispositions du noyau dur,
- les dispositions de gestion de crise prévues pour répondre aux exigences du noyau dur. »

Tout d'abord, l'IRSN souligne les délais extrêmement courts dans lesquels EDF a dû définir un noyau dur pour l'ensemble des réacteurs en exploitation et en construction. En l'absence d'études détaillées du comportement des installations en cas d'agressions naturelle extrême ou d'agression interne potentiellement induite par ces agressions (incendie, explosion, chute de charge...), il s'agit, en effet, d'un exercice particulièrement complexe. La démarche itérative retenue par EDF pour définir le noyau dur n'a pu être menée à son terme et la proposition soumise le 30 juin 2012 est faite, selon ses termes, « sous réserve de l'aboutissement des vérifications de faisabilité techniques et opérationnelles ».

EDF a fourni tout au long de l'instruction, jusqu'à début novembre, des éléments complémentaires à son dossier initial qui montrent que les réflexions se poursuivent sur les démarches à mettre en œuvre sur certains aspects non ou peu traités dans le dossier remis le 30 juin 2012 (phénomènes induits dans l'installation, facteurs organisationnels et humains, exigences de conception, de réalisation et d'exploitation associées aux dispositions matérielles du noyau dur) ou pour valider la faisabilité de certaines options.

Aujourd'hui, Il apparaît donc essentiel, compte tenu de l'approche retenue en France de définition d'un noyau dur permettant de gérer les conséquences d'agressions allant très au-delà des référentiels de sûreté en vigueur, que

les différents acteurs intervenant dans la définition du noyau dur, dans sa mise en œuvre et dans son analyse puissent avoir le temps nécessaire à la réflexion. La robustesse de la solution finale qui sera déployée sur les installations repose sur un examen approfondi, ne devant pas laisser de place aux approximations qui remettraient en cause la robustesse même du noyau dur.

### Les réacteurs du parc en exploitation

Pour les réacteurs du parc en exploitation, il peut être noté qu'EDF a proposé des objectifs, des principes de définition, un périmètre de noyau dur et des exigences associées qui forment un ensemble cohérent. Cet ensemble appelle pourtant des réserves fortes de la part de l'IRSN, sur le plan des objectifs visés, des principes fondamentaux associés au concept de noyau dur et, au final, sur les solutions techniques retenues. La réunion du GPR doit permettre de statuer sur ces différents points.

En effet, le noyau dur proposé par EDF consiste à retenir une ligne de défense ultime unique, visant à éviter des conséquences durables d'un accident grave affectant une ou plusieurs tranches d'un même site, dans l'environnement. Cette ligne de défense, qui, d'après les informations disponibles aujourd'hui dans le dossier d'EDF, ne permet pas d'éviter la fusion du cœur dans les états en puissance, consiste à refroidir le cœur par une procédure de « gavage-ouvert » primaire et à évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement par l'utilisation du dispositif d'éventage et de filtration « U5 ». L'IRSN estime que cette proposition n'est pas satisfaisante, à plusieurs titres :

- la demande des Groupes permanents d'experts reprise par l'ASN de disposer de deux lignes de défense, visant, d'une part à prévenir la fusion du cœur, d'autre part à limiter les rejets en cas d'accident grave, n'est pas satisfaite ;
- le maintien de l'intégrité des barrières interposées entre le combustible et l'environnement n'est pas recherché ;
- la stratégie de conduite retenue conduit à réaliser, dans la phase court terme de l'accident, des actions irréversibles qui pourraient compliquer la gestion de la situation à plus long terme (risque de bipasse du confinement...).

Plus globalement, l'IRSN estime que l'objectif retenu pour le noyau dur, d'absence d'« effets durables dans l'environnement », tel que proposé par EDF, n'est pas assez ambitieux. Il doit a minima être complété par un objectif de limitation des rejets pendant la phase d'urgence ; plus globalement, les objectifs radiologiques associés au noyau dur devront, à terme, du point de vue de l'IRSN, être cohérents avec ceux déjà retenus pour les réacteurs du parc en exploitation à l'échéance des prochains réexamens de sûreté, ainsi que pour l'EPR. Par ailleurs, l'argumentaire d'EDF de limitation des rejets dans l'environnement repose sur la démonstration du maintien du cœur en cuve ; au vu des connaissances actuelles sur les accidents graves, l'IRSN estime que cette démonstration est difficile à établir et qu'il convient de ne pas écarter les cas de fusion totale du cœur pour la définition des dispositions matérielles du noyau dur.

Par ailleurs, pour déterminer le contenu du noyau dur, il convient de s'assurer que les trois fonctions fondamentales de sûreté peuvent être maîtrisées.

- pour ce qui concerne la maîtrise de la sous-criticité, EDF retient, dans le noyau dur, les dispositifs permettant l'arrêt du réacteur. Compte tenu de l'importance de cette fonction, EDF devra démontrer, pour des séismes « extrêmes », que la chute des grappes est assurée. En effet, l'échec de cette fonction

entraînerait l'inefficacité des dispositions du noyau dur. Cette demande est également applicable à l'EPR ;

- pour ce qui concerne le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance hors de l'enceinte de confinement, l'IRSN constate, au vu des calculs qu'il a réalisés sur la base des informations disponibles dans le dossier d'EDF, que la stratégie proposée ne permettrait pas d'éviter la fusion du cœur dans les états en puissance. L'efficacité du dispositif d'éventage/filtration de l'enceinte pour évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte reste, de plus, à établir ;
- pour ce qui concerne la maîtrise du confinement, l'IRSN a noté qu'EDF inclut dans le noyau dur les équipements permettant l'isolement de l'enceinte de confinement, l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte et la maîtrise des phénomènes énergétiques susceptibles de remettre en cause l'intégrité du confinement. En accord avec EDF, l'IRSN estime que ces équipements doivent faire partie du noyau dur.

Compte tenu de la proposition faite par EDF, l'IRSN suggère de procéder en deux temps.

Dans un premier temps, l'IRSN considère qu'EDF doit compléter les dispositions matérielles du noyau dur afin d'assurer la prévention de la fusion du cœur. A cet égard, dans les états de fonctionnement du réacteur où le circuit primaire est pressurisable, l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur doit être incluse dans le noyau dur. En effet, cette disposition permet, dans la continuité de la stratégie de conduite « habituelle » connue des opérateurs, d'éviter l'ouverture de la deuxième et de la troisième barrière de confinement.

Par ailleurs, pour les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'IRSN considère que la solution proposée par EDF est recevable, compte tenu de l'absence de solution alternative à ce jour.

De plus, l'IRSN considère que certaines dispositions proposées par EDF peuvent être valorisées dans le noyau dur, au titre de la limitation des rejets radioactifs en cas de fusion partielle ou totale du cœur. Toutefois, ces dispositions ne permettent pas d'atteindre les objectifs radiologiques qui, selon l'IRSN, devraient être assignés au noyau dur.

Aussi, dans un second temps, l'IRSN recommande que le noyau dur inclue les dispositions envisagées dans le cadre de la démarche en cours de révision des objectifs radiologiques associée aux réexamens de sûreté (e.g. filtration améliorée du dispositif d'éventage, possibilité d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans ouverture du bâtiment réacteur, dispositions permettant d'éviter le percement du radier).

### Le réacteur EPR Flamanville 3

Le réacteur EPR a bénéficié, dès sa conception, de dispositions supplémentaires par rapport aux réacteurs en exploitation pour prévenir la survenue de situations de perte totale des sources froides et des sources électriques ainsi que pour la gestion d'un accident grave. Il est également mieux protégé des agressions externes que sont le séisme et l'inondation. La proposition de noyau dur faite par EDF pour l'EPR FA3 répond globalement aux principes retenus par l'IRSN et permet de ramener les conséquences radiologiques associées à une situation d'accident grave due à une agression extrême à des niveaux cohérents avec ceux visés à la conception. L'IRSN estime cependant souhaitable que, de manière cohérente avec le parc, une fonction de refroidissement pas les générateurs de vapeur soit introduite dans le noyau dur.

### Les piscines des bâtiments du combustible et du réacteur

Pour ce qui concerne les piscines du bâtiment du réacteur (lorsqu'il est ouvert) et du bâtiment combustible, l'IRSN estime qu'en l'absence de solutions techniques permettant de limiter les rejets radioactifs en cas de dénoyage des assemblages de combustible, les démonstrations de résistance structurelle de la fosse d'entreposage aux agressions extrêmes et d'arrêt d'une vidange par siphonage doivent être particulièrement argumentées. Afin de disposer d'un niveau de confiance très élevé dans les dispositions du noyau dur, ces démonstrations devront reposer sur des marges substantielles et sur une diversification des dispositifs d'arrêt d'une vidange par siphonage. A ce titre, l'IRSN considère que des dispositions de maîtrise de ces effets sont envisageables et doivent être mises en œuvre sur les piscines des réacteurs.

L'IRSN estime, de plus, nécessaire que les dispositions du noyau dur permettent de garantir que soient maîtrisées les conséquences d'une vidange importante d'une piscine pouvant aller, pour le compartiment d'entreposage de la piscine BR, jusqu'au seuil bas des portes de communication et, pour le compartiment cuve de la piscine BR, au bas des branches primaires. Ainsi, l'IRSN recommande que des dispositions soient prises afin que les équipements ayant une fonction de préservation de l'inventaire en eau des piscines appartiennent au noyau dur (portes de séparation entre la fosse de chargement et le compartiment d'entreposage pour le palier de 900 MWe et le train P4, porte de séparation entre les compartiments d'entreposage et de transfert...).

### L'instrumentation

En matière d'instrumentation, les propositions d'EDF méritent également d'être complétées. A ce titre, l'IRSN souhaite qu'EDF applique une démarche en partie similaire à celle mise en œuvre dans le cadre de la Conduite Incidentelle Accidentelle. EDF s'est engagé sur ce point. Il s'est également engagé à compléter la liste des informations qui seront prises en compte dans le noyau dur au titre de la gestion de la crise (état de la chaudière, en particulier des barrières, gestion des priorités, mesures radiologiques et météorologiques...).

### Les systèmes « support »

Concernant les systèmes dits « support », EDF s'est engagé à mettre en œuvre sur toutes les tranches du parc en exploitation, un contrôle commande et une distribution électrique dédiés au noyau dur, autant que possible indépendants des moyens existants. L'IRSN estime que cette mesure contribuera fortement à la robustesse du noyau dur. Peu d'éléments ont été fournis pour ce qui concerne les autres systèmes « support » tels que les ventilations, le conditionnement thermique des équipements du noyau dur et des locaux les abritant, les circuits d'air comprimés... Ce point devra faire l'objet d'une attention particulière lors de la poursuite des études relatives à la définition du noyau dur.

### Dispositions organisationnelles et humaines

Indépendamment des dispositions matérielles, la capacité du noyau dur à faire face à une situation d'agression extrême repose sur la capacité des moyens organisationnels et humains à gérer la situation et à décider des actions qui sont de la responsabilité de l'exploitant.

A ce titre, il convient qu'EDF veille à :

- la disponibilité d'informations fiables relatives à l'état des installations et de leur environnement,
- la disponibilité de ressources humaines en adéquation avec les besoins pour la mise en œuvre du noyau dur et la prise de décision (disponibilité, compétence...), tant pour ce qui concerne la conduite des installations que pour la protection du personnel présent sur le site et des populations,

- la mise à disposition de modes opératoires (stratégie de conduite, guide de gestion des accidents graves, délai pour les opérateurs) adaptés aux conditions extrêmes auxquelles devront faire face les équipes de conduite, ainsi que de moyens logistiques performants.

Le dossier remis par EDF le 30 juin 2012 apporte peu d'éléments sur ces aspects. Des éléments complémentaires devraient être apportés en réponse à des prescriptions de l'ASN spécifiques à ces sujets, d'ici le 31 décembre 2012. L'IRSN a néanmoins formulé un certain nombre d'attendus à cet égard.

En matière de gestion de crise, EDF a fait des propositions qui seront complétées à la fin de l'année 2012. L'IRSN souligne la décision d'EDF de construire un bâtiment de grande résistance (appelé « Centre de Crise Local ») destiné à la gestion de crise. Pour ce qui concerne les moyens d'alerte, l'instrumentation nécessaire à la gestion de la crise, les moyens de communication et de report d'informations vers les centres locaux et nationaux de crise ou encore la protection des personnes présentes sur le site, EDF s'est engagé à répondre aux demandes formulées par l'IRSN dans le cadre de la définition d'un « Référentiel de Crise Post Fukushima (RCPF) » en cours d'élaboration. A ce titre, le déploiement de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) sur un site accidenté et l'interface avec l'organisation de crise mise en œuvre au niveau local seront précisés.

#### Exigences associées aux dispositions matérielles du noyau dur

L'IRSN souligne l'importance de définir au plus tôt un référentiel d'exigences associé au noyau dur présentant, de façon détaillée, les exigences de conception, de réalisation, de contrôle, de qualification et de suivi en exploitation. A ce titre, l'IRSN a formulé un certain nombre d'attendus visant à garantir un niveau de confiance élevé dans les dispositions du noyau dur.

Pour ce qui concerne la résistance du noyau dur aux agressions, l'IRSN s'est intéressé, d'une part aux agressions extrêmes à considérer et à leur niveau, d'autre part aux méthodes retenues pour justifier du caractère opérationnel du noyau dur dans les conditions envisagées.

Pour ce qui concerne les niveaux retenus pour le séisme, EDF a proposé des niveaux forfaitaires, sans indiquer les objectifs qu'il vise en termes de phénomènes ou de fréquence de dépassement à couvrir. Pour l'IRSN, les aléas retenus pour le noyau dur doivent aller nettement au-delà de ce qui est retenu dans le référentiel des agressions de dimensionnement : en particulier, la fréquence de dépassement visée doit être significativement inférieure à  $10^{-4}$  par an et les scénarios sismiques associés aux failles connues doivent être considérés. La proposition faite par EDF pour ce qui concerne les séismes n'est pas jugée suffisante par l'IRSN.

Pour ce qui concerne l'inondation, la proposition faite par EDF repose sur des situations forfaitaires qui ont été, autant que possible, associées à des fréquences de dépassement significativement inférieures à  $10^{-4}$  par an. Cette proposition apparaît donc globalement satisfaisante, bien qu'elle nécessite quelques compléments notamment sur les niveaux marins.

L'IRSN s'est interrogé plus largement sur les enseignements à tirer de l'accident de Fukushima et sur l'opportunité de disposer d'un noyau dur permettant de faire face à des situations de perte totale de la source froide, des alimentations électriques ou d'accident grave pouvant résulter d'agressions extrêmes autres qu'un séisme ou une inondation. Le noyau dur pourrait alors inclure d'autres dispositions que celles initialement prévues pour faire face aux séismes et aux inondations extrêmes. A cet égard, EDF a reconnu qu'il convient d'examiner plus globalement cette question mais propose de mener cette réflexion dans un second temps. Il a d'ailleurs d'ores et déjà retenu la tornade dans la liste des agressions pour dimensionner le noyau dur. L'IRSN insiste sur l'importance d'engager

cette réflexion au plus tôt afin de compléter, si nécessaire, les exigences retenues pour les SSC neufs prévus pour faire face à un séisme ou à une inondation extrême (certains appels d'offres doivent être lancés dès le début de l'année 2013). Pour les agressions finalement retenues, il conviendra de définir des niveaux significativement supérieurs à ceux observés dans le cadre du retour d'expérience et, en tout état de cause, supérieurs aux valeurs retenues dans le référentiel des agressions de dimensionnement actuellement en vigueur. L'IRSN souligne que la prise en compte de conditions climatiques extrêmes pour la définition du noyau dur a été recommandée par l'ENSREG dans le cadre des tests de résistance menés, au niveau européen, après l'accident de Fukushima.

Enfin, EDF a transmis de premiers éléments concernant la prise en compte des effets induits (incendie, explosion interne, chute de charge...) par une agression extrême sur les installations. A ce stade, l'IRSN ne peut pas se prononcer sur la démarche proposée par EDF qui reste très préliminaire. L'IRSN rappelle toutefois que la définition des effets induits constitue l'un des paramètres principaux nécessaires pour établir la liste des situations à considérer pour définir le noyau dur. De plus, l'IRSN souligne que l'élimination systématique des sources d'effets induits, proposé par EDF pour exclure de façon certaine l'agression des équipements du noyau dur par ces effets induits, n'apparaît pas toujours possible (cheminement de câbles, suppression de charges en hauteur...). En conséquence, l'IRSN estime qu'EDF devrait examiner les possibilités de protection au plus près des équipements du noyau dur à l'égard de ces effets.

Concernant les méthodes de justification de la tenue des dispositions matérielles du noyau dur, l'IRSN considère que les propositions faites par l'exploitant ne sont pas justifiées eu égard aux objectifs de robustesse assignés au noyau dur. L'IRSN estime que la démarche à appliquer doit privilégier une approche déterministe, conformément à ce qui est mis en œuvre dans le cadre du dimensionnement ou lors des réexamens de sûreté ; si nécessaire, pour certains sites, d'autres méthodes de justification pourront être analysées au cas par cas.



## Liste des annexes

- Annexe 1** Liste des prescriptions post-Fukushima prises par l'ASN le 26 juin 2012
- Annexe 2** Liste des demandes ASN et des positions/actions prises par EDF dans le cadre de l'instruction des ECS dont les réponses ont été traitées dans le cadre de la présente instruction
- Annexe 3** Calendrier de déploiement du noyau dur post-Fukushima
- Annexe 4** Synthèse des résultats de calculs SOFIA - ASTEC réalisés par l'IRSN - Conduite « noyau dur » proposée par l'IRSN
- Annexe 5** Evaluations sismiques sur le site de Fessenheim : comparaison au SND proposé par EDF
- Annexe 6** Inondation
- Annexe 7** Retour d'expérience d'agressions externes sur les CNPE - RFS applicables
- Annexe 8** Méthodes de justification
- 8.1 Représentation de la démarche d'EDF pour la vérification de la robustesse des SSC existants
  - 8.2 Synthèse des critères de justification du noyau dur pour les structures de génie
  - 8.3 civil Logigramme de démarche générale de justification du noyau dur préconisée par l'IRSN
  - 8.4 Analyse comparative des niveaux sismiques de dimensionnement (SDD) des îlots nucléaires en regard des niveaux SND retenus par EDF

## Annexe 1 - Liste des prescriptions post-Fukushima prises par l'ASN le 26 juin 2012 [3]

### Prescriptions ASN post-Fukushima

L'ensemble des prescriptions prises par l'ASN pour les REP en exploitation et l'EPR Flamanville 3 suite à la réunion des GPE des 8, 9 et 10 novembre 2011 est rappelé ci-dessous. La numérotation générique des prescriptions est reprise ci-dessous sachant qu'à cette numérotation correspond une numérotation spécifique par CNPE (ex. [EDF-NOG-2]). Les prescriptions s'appliquent à l'ensemble des sites par défaut. Lorsque certaines prescriptions ne sont applicables que pour certains sites ou que certaines ne s'appliquent pas que quelques sites particulier, les noms des sites concernés sont spécifiés.

#### [ECS-1]

I. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant proposera à l'ASN un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à :

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

II. Dans le même délai, l'exploitant soumettra à l'ASN les exigences applicables à ce noyau dur. Afin de définir ces exigences, l'exploitant retient des marges significatives forfaitaires par rapport aux exigences applicables au 1er janvier 2012. Les systèmes, structures et composants (SSC) faisant partie de ces dispositions doivent être maintenus fonctionnels, en particulier pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. Ces SSC sont protégés des agressions internes et externes induites par ces situations extrêmes, par exemple : chutes de charges, chocs provenant d'autres composants et structures, incendies, explosions.

III. Pour ce noyau dur, l'exploitant met en place des SSC indépendants et diversifiés par rapport aux SSC existants afin de limiter les risques de mode commun. L'exploitant justifie le cas échéant le recours à des SSC non diversifiés ou existants.

IV. L'exploitant prend toutes les dispositions nécessaires pour assurer le caractère opérationnel de l'organisation et des moyens de crise en cas d'accident affectant tout ou partie des installations d'un même site.

A cet effet, l'exploitant inclut ces dispositions dans le noyau dur défini au I. de la présente prescription, et fixe en particulier, conformément au II de la présente prescription, des exigences relatives :

- aux locaux de gestion des situations d'urgence, pour qu'ils offrent une grande résistance aux agressions et qu'ils restent accessibles et habitables en permanence et pendant des crises de longue durée, y compris en cas de rejets radioactifs. Ces locaux devront permettre aux équipes de crise d'assurer le diagnostic de l'état des installations et le pilotage des moyens du noyau dur ;
- à la disponibilité et à l'opérabilité des moyens mobiles indispensables à la gestion de crise ;

- aux moyens de communication indispensables à la gestion de crise, comprenant notamment les moyens d'alerte et d'information des équipiers de crise et des pouvoirs publics et, s'ils s'avéraient nécessaires, les dispositifs d'alerte des populations en cas de déclenchement du plan particulier d'intervention en phase réflexe sur délégation du préfet ;
- à la disponibilité des paramètres permettant de diagnostiquer l'état de l'installation, ainsi que des mesures météorologiques et environnementales (radiologique et chimique, à l'intérieur et à l'extérieur des locaux de gestion des situations d'urgence) permettant d'évaluer et de prévoir l'impact radiologique sur les travailleurs et les populations ;
- aux moyens de dosimétrie opérationnelle, aux instruments de mesure pour la radioprotection et aux moyens de protection individuelle et collective. Ces moyens seront disponibles en quantité suffisante avant le 31 décembre 2012.

**[ECS-4] - Blayais, Bugey, Cruas, Dampierre, Gravelines, Penly, Saint Laurent**

L'exploitant réalise, avant le 31 décembre 2014 (St Laurent/31 décembre 2013), les travaux permettant de protéger les installations contre l'inondation, mentionnés dans la note ETD0IL080038 G susvisée.

**[ECS-5] - hors Flamanville 3**

Au plus tard le 30 juin 2012, l'exploitant réalise les remises en conformité de la protection volumétrique mentionnées dans la note D4550.31-12/1367- Indice 0. L'exploitant met en œuvre l'organisation et les ressources telles que décrites dans le document D4550.31-06/1840 indice 0 du 12/10/2007 susvisé pour s'assurer que la protection volumétrique conserve dans le temps l'efficacité qui lui est attribuée dans la démonstration de sûreté.

**[ECS-6]**

Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant présentera à l'ASN les modifications qu'il envisage en vue de renforcer, avant le 31 décembre 2017 la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2012, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique, en vue de se prémunir de la survenue de situations de perte totale de la source froide ou des alimentations électriques, pour les scénarios au-delà du dimensionnement, notamment :

- pluies majorées,
- inondation induite par la défaillance d'équipements internes au site sous l'effet d'un séisme.

**[ECS-7] - Cruas, Tricastin (sites isolables)**

Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant justifiera auprès de l'ASN qu'il a mis en place une organisation et des ressources permettant de faire face à l'isolement du site en cas d'inondation.

**[ECS-8]**

Avant le 30 septembre 2012, l'exploitant vérifiera la conformité de ses installations vis-à-vis des dispositions de la règle fondamentale de sûreté I.3.b dont l'application est prévue par le rapport de sûreté. L'exploitant remettra à l'ASN un bilan exhaustif de cet examen et des écarts corrigés, complété d'un plan d'actions listant pour les écarts résiduels les échéances de correction.

#### **[ECS-9]**

Au plus tard le 31 décembre 2012, l'exploitant prend les dispositions nécessaires pour prévenir l'agression, par d'autres équipements, de matériels dont la disponibilité est requise par la démonstration de sûreté à la suite d'un séisme.

L'exploitant présentera à l'ASN, avant le 31 décembre 2013 un bilan d'application de cette démarche, ainsi qu'un bilan intermédiaire avant le 30 juin 2013.

#### **[ECS-10]**

Avant le 30 juin 2012, l'exploitant transmettra à l'ASN un programme de formation des équipes de conduite permettant de renforcer leur niveau de préparation en cas de séisme. Ce programme doit notamment comprendre des mises en situations régulières. Ce programme doit avoir été suivi par le personnel de conduite du réacteur en charge de la baie sismique et des mesures d'exploitation associées au plus tard le 31 décembre 2012. Les autres équipes de conduite du site doivent recevoir une information au 31 décembre 2012 et avoir suivi l'ensemble du programme au plus tard le 31 décembre 2013.

#### **[ECS-11] - Fessenheim, Tricastin**

Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant remettra à l'ASN une étude indiquant le niveau de robustesse au séisme des digues et autres ouvrages de protection des installations contre l'inondation et présentant selon ce niveau de robustesse :

- les conséquences d'une défaillance de ces ouvrages,
- les solutions techniques envisagées pour protéger les équipements du noyau dur objet de la prescription [ECS-1] ci-dessus.

Pour les digues, cette analyse devra préciser la constitution réelle (stratigraphie et caractéristiques des matériaux) des digues et sa possible variabilité, les singularités locales et leur rôle potentiel dans des mécanismes de dégradation des digues.

#### **[ECS-12] - non applicable pour Civaux**

Avant le 30 décembre 2012, l'exploitant présentera à l'ASN :

- une étude évaluant la tenue au séisme majoré de sécurité des structures et matériels contribuant à la sûreté nucléaire de la sectorisation incendie, la détection d'incendie et les systèmes d'extinction fixes, soumis à un requis de tenue au demi-séisme de dimensionnement,
- pour les éléments dont la tenue au séisme majoré de sécurité ne pourrait être justifiée, un programme de modifications pour garantir la protection des fonctions de sûreté contre l'incendie en cas de séisme majoré de sécurité.

#### **[ECS-13]**

Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant remettra à l'ASN une étude des avantages et inconvénients liés à la mise en place d'un système d'arrêt automatique de ses réacteurs sur sollicitation sismique qui permettra de replier le réacteur dans l'état le plus sûr, en cas de dépassement du niveau de séisme correspondant au spectre d'amplitude moitié du spectre de dimensionnement du site.

#### **[ECS-14]**

I. Au plus tard le 31 décembre 2013, l'exploitant complète ses études actuelles par la prise en compte du risque créé par les activités situées à proximité de ses installations, dans les situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, et en relation avec les exploitants voisins responsables de ces activités (installations nucléaires, installations classées pour la protection de l'environnement ou autres installations susceptibles de présenter un danger). A cette échéance, l'exploitant propose les éventuelles modifications à apporter à ses installations ou leurs modalités d'exploitation résultant de cette analyse.

II. Au plus tard le 31 décembre 2013, l'exploitant prend toutes les dispositions, par exemple au moyen de conventions ou de systèmes de détection et d'alerte, pour être rapidement informé de tout événement pouvant constituer une agression externe envers ses installations, pour protéger son personnel contre ces agressions et pour assurer une gestion de crise coordonnée avec les exploitants voisins.

#### **[ECS-15]**

Avant le 30 juin 2012, l'exploitant réalisera et remettra à l'ASN une revue globale de la conception de la source froide vis-à-vis des agressions ayant un impact sur l'écoulement et la qualité de l'eau et du risque de colmatage de la source froide.

#### **[ECS-16]**

I. Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les modifications en vue d'installer des dispositifs techniques de secours permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle du réacteur et de la piscine d'entreposage des combustibles en cas de perte de la source froide. Ces dispositifs doivent répondre aux exigences relatives au noyau dur objet de la prescription [ECS-1] ci-dessus. Dans l'attente de la mise en service des moyens d'alimentation électrique d'ultime secours mentionnés à l'alinéa II de la prescription [ECS-18], ces dispositifs devront être maintenus fonctionnels en cas de perte totale prolongée des alimentations électriques en recourant, au besoin, à des moyens électriques temporaires.

II. Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les modifications qu'il envisage en vue de l'installation, avant le 30 juin 2013 sauf justification particulière, de dispositifs assurant l'injection d'eau borée dans le cœur du réacteur en cas de perte totale d'alimentation électrique du site lorsque le circuit primaire est ouvert.

Avant le 30 juin 2013, l'exploitant proposera à l'ASN les exigences définitives pour ces dispositions et leur appartenance éventuelle au noyau dur.

#### **[ECS-17]**

Au plus tard le 31 décembre 2013, l'exploitant examine les exigences assignées aux matériels nécessaires à la maîtrise des situations de perte totale de la source froide ou de perte totale des alimentations électriques, en matière de tenue en température, de résistance aux séismes, aux inondations et aux effets induits sur l'installation par ces agressions

Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant remettra à l'ASN le bilan de cet examen accompagné des propositions d'évolution du référentiel de sûreté et de renforcement des installations en découlant pour faire face à ces situations, en particulier dans les scénarios de longue durée.

### **[ECS-18]**

I. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les modifications qu'il envisage en vue d'augmenter notablement, avant le 31 décembre 2014, l'autonomie des batteries utilisées en cas de perte des alimentations électriques externes et internes.

II. Au plus tôt compte tenu des contraintes de déploiement sur le parc et, en tout état de cause, avant le 31 décembre 2018, l'exploitant met en place, sur chacun des réacteurs du site, un moyen d'alimentation électrique supplémentaire permettant notamment d'alimenter, en cas de perte des autres alimentations électriques externes et internes, les systèmes et composants appartenant au noyau dur objet de la prescription [ECS-1] ci-dessus.

Ces dispositifs doivent répondre aux exigences relatives au noyau dur objet de la prescription [ECS-1] ci-dessus.

III. Dans l'attente et au plus tard le 30 juin 2013, l'exploitant met en place un dispositif temporaire sur chaque réacteur permettant d'alimenter :

- le contrôle commande nécessaire en cas de perte des alimentations électriques externes et internes,
- l'éclairage de la salle de commande.

### **[ECS-19] - Hors Flamanville 3**

I. Au plus tôt compte tenu des contraintes de déploiement sur le parc et, en tout état de cause, avant le 31 décembre 2016, l'exploitant met en place dans le puits de cuve des moyens redondants permettant de détecter le percement de la cuve et dans l'enceinte des moyens redondants permettant de détecter la présence d'hydrogène.

Une instrumentation permet de signaler en salle de commande le percement de la cuve par le corium.

II. Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant proposera à l'ASN les exigences définitives pour ces dispositions et leur appartenance éventuelle au noyau dur.

### **[ECS-20] - hors Flamanville 3**

I. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les modifications à apporter permettant de mesurer d'une part l'état de la piscine d'entreposage du combustible (température et niveau d'eau de la piscine de désactivation) et d'autre part l'ambiance radiologique du hall du bâtiment combustible.

II. Dans l'attente de leur mise en œuvre :

Au plus tard le 31 décembre 2012, l'exploitant met à disposition de son organisation nationale de crise des abaques donnant, en fonction de la puissance résiduelle du combustible entreposé dans la piscine de désactivation, les délais d'atteinte de l'ébullition en cas de perte totale du refroidissement.

Au plus tard le 31 décembre 2013, l'exploitant rend disponible la mesure de niveau en cas de perte totale des alimentations électriques.

### **[ECS-21] - Bugey - Fessenheim**

Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant remettra à l'ASN une étude des conséquences d'un accident de chute d'emballage de transport de combustible usé en intégrant les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. Avant le 30 juin 2013, une étude des dispositions complémentaires envisageables pour prévenir ou limiter les conséquences de cette chute sera présentée.

### **[ECS-22] - Hors Flamanville 3**

Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les modifications à apporter à ses installations visant à renforcer la prévention du risque de vidange accidentelle de la piscine du bâtiment combustible :

- dispositions permettant d'éviter une vidange complète et rapide par siphonnage de la piscine en cas de rupture d'une tuyauterie connectée
- automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement;

Les dispositions permettant d'éviter une vidange complète et rapide par siphonnage de la piscine en cas de rupture d'une tuyauterie connectée seront réalisées avant fin mars 2014.

L'automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement sera réalisée avant le 31 décembre 2016.

### **[ECS-23]**

Avant le 30 juin 2012, l'exploitant remettra à l'ASN une étude des dispositions envisageables, en cas de perte totale des alimentations électriques et de vidange accidentelle, pour mettre en position sûre un assemblage de combustible en cours de manutention dans le bâtiment combustible avant que les conditions d'ambiance ne permettent plus d'accéder aux locaux.

### **[ECS-24]**

Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant remettra à l'ASN une étude de l'évolution temporelle du comportement du combustible et de l'eau présents dans la piscine de désactivation du combustible dans des situations de vidange et de perte de refroidissement. L'exploitant y évalue notamment l'ambiance radiologique en situation d'ébullition de la piscine ainsi que les concentrations d'hydrogène par radiolyse potentiellement atteintes en situation de perte de la ventilation du hall du bâtiment combustible. A cette échéance, l'exploitant propose, en les justifiant, les dispositions pouvant être mises en œuvre.

### **[ECS-25] - Hors Flamanville 3**

I. Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant remettra à l'ASN une étude des modifications matérielles ou des conditions d'exploitation envisageables pour prévenir le dénoyage des assemblages en cours de manutention, résultant d'une brèche du tube de transfert situé entre les piscines des bâtiments réacteur et combustible ou des tuyauteries de vidanges des compartiments.

II. Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant présentera à l'ASN des modifications matérielles ou des conditions d'exploitation envisageables pour prévenir, avant le 30 juin 2013, la perte rapide d'inventaire en eau au-dessus des assemblages entreposés, résultant d'une brèche du tube de transfert situé entre les piscines des bâtiments réacteur et combustible ou les tuyauteries de vidanges des compartiments.

### **[ECS-27] - Hors Flamanville 3**

I. Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant transmettra à l'ASN une étude de faisabilité en vue de la mise en place, ou de la rénovation, de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à s'opposer au transfert de contamination radioactive vers les eaux souterraines et, par écoulement souterrain, les eaux superficielles, en cas d'accident grave ayant conduit au percement de la cuve par le corium.

II. Avant le 30 juin 2013, l'exploitant remettra à l'ASN une mise à jour de la fiche hydrogéologique du site, regroupant les données géologiques et hydrogéologiques actuelles.

### **[ECS-28] - Flamanville 3**

Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les systèmes prévus par le rapport préliminaire de sûreté ou les systèmes éventuellement à ajouter devant faire partie du noyau dur pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte de confinement en cas d'accident grave. Dans le même délai, l'exploitant transmettra à l'ASN une étude des avantages et inconvénients des différents systèmes possibles.

### **[ECS-29] - Hors Flamanville 3**

Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant remettra à l'ASN une étude détaillée sur les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage filtration U5, en prenant en compte les points suivants :

- résistance aux agressions,
- limitation des risques de combustion d'hydrogène,
- amélioration de la filtration des produits de fissions, en particulier des iodes,
- conséquences radiologiques de l'ouverture du dispositif, notamment sur l'accessibilité du site, et l'ambiance radiologique des locaux de crise et de la salle de commande.

### **[ECS-30]**

I. L'exploitant vérifie que les locaux de gestion des situations d'urgence résistent à une inondation en cas d'atteinte de la cote majorée de sécurité. Avant le 30 juin 2012, il présente à l'ASN les conclusions de cette vérification et les modifications envisagées si nécessaires. Avant le 30 juin 2013, il réalisera, le cas échéant, les travaux de renforcement nécessaires.

L'exploitant vérifie que les locaux de gestion des situations d'urgence résistent au séisme majoré de sécurité. Avant le 30 juin 2012, il présente à l'ASN les conclusions de cette vérification et les modifications envisagées si nécessaire. Avant le 30 juin 2013, il réalisera, le cas échéant, les aménagements nécessaires.

II. Au plus tard le 30 juin 2012, l'exploitant met en place des moyens de communication autonomes permettant un contact direct du site avec l'organisation nationale de crise visée dans la directive interministérielle du 7 avril 2005.

III. Au plus tard le 30 juin 2013, l'exploitant stocke ses moyens mobiles nécessaires à la gestion de crise dans des locaux ou sur des zones adaptées résistant au séisme majoré de sécurité et à une inondation en cas d'atteinte de la cote majorée de sécurité.



**[ECS-31]**

Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant transmet à l'ASN un dossier présentant les modifications prévues en vue d'assurer sur son site, en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'éventage-filtration (U5), la conduite et la surveillance de l'ensemble des installations du site jusqu'à l'atteinte d'un état sûr durable, ainsi que le calendrier de déploiement associé.

**[ECS-32]**

Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant renforcera ses dispositions matérielles et organisationnelles pour prendre en compte les situations accidentelles affectant simultanément tout ou partie des installations du site.

**[ECS-34]**

L'exploitant veille à la mise à jour tous les 5 ans des conventions qu'il passe avec les centres hospitaliers voisins. Ces conventions sont testées régulièrement lors d'exercices de crise.

**[ECS-35]**

I. Au plus tard le 31 décembre 2012, l'exploitant définit les actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans les évaluations complémentaires de sûreté. Il vérifie que ces actions sont effectivement réalisables compte tenu des conditions d'interventions susceptibles d'être rencontrées dans de tels scénarios. Il prend notamment en compte la relève des équipes de crise et la logistique nécessaire aux interventions. Il précise les adaptations envisagées sur le plan matériel ou organisationnel. A la fin de cette échéance, l'exploitant transmettra le bilan de ce travail et les mesures envisagées. Au 30 juin 2012, l'exploitant transmettra à l'ASN un point d'étape.

II. Avant le 31 décembre 2012, l'exploitant transmettra à l'ASN la liste des compétences nécessaires à la gestion de crise en précisant si ces compétences sont susceptibles d'être portées par des entreprises prestataires. L'exploitant justifiera que son organisation assure la disponibilité des compétences nécessaires en cas de crise, y compris en cas de recours à des entreprises prestataires.

III. Avant le 30 septembre 2013, l'exploitant assure au personnel concerné une formation et une préparation visant à les mobiliser et à les faire intervenir au cours d'une situation accidentelle particulièrement stressante. Il s'assure que les entreprises prestataires susceptibles d'intervenir dans la gestion de crise adoptent des exigences similaires concernant la préparation et la formation de leurs personnels.

IV. Avant le 30 septembre 2013, l'exploitant définit des dispositions de prise en charge sociale et psychologique des équipiers de crise, en prenant en compte l'environnement familial, mises en œuvre en cas de situation accidentelle particulièrement stressante pour assurer des conditions de travail permettant une gestion de la crise aussi efficace que possible.

### [ECS-36]

I. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera à l'ASN les mesures qu'il prévoit afin de disposer d'équipes spécialisées capables d'intervenir pour assurer la relève des équipes de quart et mettre en œuvre des moyens d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures après leur mobilisation. Ce dispositif peut être commun à plusieurs sites nucléaires de l'exploitant.

Ces équipes doivent être dimensionnées pour intervenir sur l'ensemble des réacteurs du site et disposer d'outils de mesures pouvant être déployés à leur arrivée. L'exploitant précisera l'organisation et le dimensionnement de ces équipes, et notamment :

- les critères d'activation,
- les missions qui leur incombent,
- les moyens matériels et humains dont elles disposent,
- les équipements de protection individuelle,
- le système mis en place pour assurer la maintenance de ces moyens matériels ainsi que leur opérabilité et disponibilité permanentes,
- les formations de leurs personnels et le processus de maintien des compétences.

II. Au 31 décembre 2012, ce dispositif est projetable pour intervenir sur un réacteur du site. Il aura une capacité d'intervention simultanée sur l'ensemble des réacteurs du site fin 2014.

III. Avant le 30 juin 2012, l'exploitant présentera également les dispositions permettant d'adapter le dispositif à des interventions simultanées sur plusieurs de ses sites nucléaires.

## Annexe 2 - Liste des demandes ASN et des positions/actions prises par EDF dans le cadre de l'instruction des ECS dont les réponses ont été traitées dans le cadre de la présente instruction

L'instruction menée dans le cadre de la préparation de la réunion du Groupe Permanent pour les réacteurs nucléaires du 13 décembre s'appuie sur les réponses apportées par EDF aux prescriptions suivantes [3] :

- [ECS-1] sur la définition du noyau dur post-Fukushima,
- [ECS-18] (I et II) relative à l'extension de la durée de vie des batteries (l'ASN a demandé à ce que les dispositifs retenus répondent aux exigences du noyau dur),
- [ECS-20] (I) portant sur les modifications à apporter pour « *mesurer d'une part l'état de la piscine d'entreposage du combustible (température et niveau d'eau de la piscine de désactivation) et d'autre part l'ambiance radiologique du hall du bâtiment combustible* »,
- [ECS-22] relative à la prévention du risque de vidange accidentelle de la piscine du BK,
- [ECS-23] sur la mise en position sûre d'un assemblage combustible en cours de manutention,
- [ECS-28] relative à Flamanville 3, portant sur « *les systèmes éventuellement à ajouter devant faire partie du noyau dur pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte de confinement en cas d'accident grave* » et un bilan de leurs avantages/inconvénients,
- [ECS-30] (II) sur les moyens de télécommunications entre le site et l'organisation nationale de crise,
- [ECS-36] (I et III) relative à la FARN.

Certains sujets repris dans les prescriptions ayant des échéances au-delà de la date de tenue de la réunion du GPR sont en interface forte avec la définition du périmètre et des exigences du noyau dur post-Fukushima. Il s'agit par exemple de la prescription [ECS-35] sur la définition des actions humaines pour la gestion des situations extrêmes et la vérification des conditions d'intervention associées ou encore de la prescription [ECS-31] sur les modifications prévues « *en vue d'assurer sur [le site], en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'événage-filtration (U5), la conduite et la surveillance de l'ensemble des installations du site jusqu'à l'atteinte d'un état sûr durable* ». EDF a transmis les éléments dont il disposait, y compris parfois des notes en projet, sans attendre l'échéance du 31 décembre 2012, pour permettre de faire avancer l'instruction.

Par ailleurs, EDF a pris un certain nombre de « *positions & actions* » préalablement à la réunion du GPR relative aux ECS, en novembre 2011 [38, 39]. Certaines positions ou actions étaient à échéance du 30 juin 2012 et concernaient le noyau dur post-Fukushima. Les éléments de réponse, utiles aux éléments traités dans la saisine du GPR de décembre 2012, ont également été considérés dans l'analyse.

La liste des P&A concernées est la suivante :

- [INO-5] relative à la prise en compte des paramètres influents (durées de pluies, capacité d'absorption et capacités d'évacuation) au-delà du référentiel vis-à-vis de la vérification de protection des équipements du noyau dur, la définition et la justification des différentes hypothèses retenues, l'application de cette démarche à un ou deux cas test ;
- [INO-9] relative à une étude statistique permettant de vérifier le comportement borné des vitesses de vent exceptionnelles et de confirmer la vitesse de vent maximale à prendre en compte pour l'évaluation des éventuels effets falaise ;

- [ENV-1] portant sur un plan d'action proposé par EDF pour mi-2012 pour étudier et traiter, en cas de situation extrême, les risques liés à l'environnement industriel interne et externe au site et pour vérifier la robustesse du noyau dur et des moyens de gestion de crise vis-à-vis d'une agression liée à l'environnement industriel ;
- [H-1] relative à l'utilisation, pour les sites de 900 MWe, de la pompe de test pour alimenter les joints des pompes primaires des tranches jumelées (suffisance des débits - fin du 1<sup>er</sup> trimestre 2012). Un programme d'essais de robustesse des joints à technologie améliorée installés sur les réacteurs du parc devait être défini en avril 2012 et une position plus globale sur le sujet était attendu à la fin du 1<sup>er</sup> semestre 2012 ;
- [H-3] portant sur l'étude thermohydraulique permettant de confirmer les caractéristiques nécessaires pour la pompe d'appoint au circuit primaire en situation d'Ouverture Directe Cuve avec le couvercle de cuve desserré ;
- [H-4] concernant les stratégies de repli des tranches en cas de situation accidentelle sur une ou plusieurs tranches d'un site ;
- [PISC-2] visant notamment à identifier, pour les réacteurs existants, les configurations de structures potentiellement moins robustes soutenant les piscines de désactivation, de façon à cibler les études complémentaires de tenue au séisme à réaliser ;
- [PISC-17] portant sur les études de faisabilité associées à la sécurisation d'un assemblage combustible par les opérateurs présents dans le bâtiment réacteur ou le bâtiment combustible, alors que les conditions d'ambiance sont encore acceptables ; cette action a été reprise en partie sous la forme d'une prescription par l'ASN ([ECS-23]) ;
- [AG-2] relative à l'étude de faisabilité concernant le développement de dispositions permettant de garantir le délai de fermeture du TAM, notamment en situation de perte totale des sources électriques ;
- [AG-14] qui rappelle l'étude du risque hydrogène due au titre du réexamen de sûreté VD3 1300, dans l'espace entre-enceintes ;
- [AG-15] pour ce qui concerne l'évaluation des débits de dose en salles de commande, au BDS et sur site en cas d'ouverture d'U5 sur une des tranches du site ;
- EPR [H-9] relative à l'étude et au renforcement de la robustesse de la source froide ultime SRU en mode « diversification » en cas de séisme ou d'inondation au-delà du référentiel (études visant à démontrer qu'un débit SRU suffisant est assuré via la diversification suite à un séisme au-delà du référentiel) ;
- EPR [AG-24] portant sur la faisabilité d'un système permettant de garantir, en cas de situation de perte totale des alimentations électriques le caractère basique de l'eau du réservoir IRWST.

## ANNEXE 3 : Calendrier de déploiement du noyau dur post-Fukushima

Le noyau dur post-Fukushima sera déployé, pour l'ensemble des tranches du parc, à une échéance annoncée aujourd'hui par EDF aux environs de 2025 (cette date restant à confirmer [44]) et pour l'EPR Flamanville 3, à l'échéance de sa mise en service.

Pour les réacteurs en exploitation, des dispositions transitoires sont prévues par EDF. Les exigences associées n'ont pas fait l'objet de prescriptions particulières de l'ASN. L'examen de ces dispositions est mené au travers de l'instruction des demandes de modification déposées au titre de l'article 26 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire et se limite à une analyse de non-régression en termes de sûreté des installations.

Plus précisément, le déploiement des modifications est prévu par phases, chaque phase permettant, selon EDF, un gain significatif et progressif vis-à-vis des référentiels de sûreté actuels, notamment vis-à-vis des risques de rejets radioactifs importants :

- Phase 1 (2012 - 2015) : l'objectif poursuivi est de couvrir à court terme des situations de perte totale d'alimentations électriques (H3) et de source froide (H1) plus pénalisantes que celles considérées jusqu'à présent dans la démonstration de sûreté, à savoir des situations cumulées (H1+H3), multi-tranches et de longue durée par :
  - ❖ des Moyens Locaux de Crise et des Moyens Mobiles de Sûreté (pompes, groupes électrogènes (GE), flexibles...),
  - ❖ des moyens provisoires de conception (piquages pour les pompes H3.2<sup>45</sup>, Groupe Electrogène provisoire fixe par tranche, points de raccordements pour l'eau, l'air, l'électricité, la réalimentation électrique d'un stat de niveau piscine combustible...),
  - ❖ des mesures organisationnelles, la FARN et les moyens de gestion de crise (télécommunications, gestion de crise dans des locaux non sensibles au séisme...).
  
- Phase 2 (2015 - 2020 environ) : l'objectif est de compléter les moyens de la phase 1 pour une meilleure couverture des situations H1 ou H3 et pour prendre en compte les agressions extrêmes. EDF envisage dans cette phase de mettre en œuvre des moyens définitifs de conception et d'organisation robustes aux agressions extrêmes et constituant ainsi les premiers éléments fondamentaux du noyau dur :
  - ❖ pour ces situations, la reprise de l'alimentation électrique de certaines fonctions requises en situation H1+H3 par un Diesel d'Ultime Secours (DUS) et la mise en œuvre d'un appoint ultime fixe pour les utilisateurs des systèmes ASG et PTR et la piscine BK, à partir d'une source d'eau dédiée (nappe phréatique, nouveaux réservoirs, bassins...);
  - ❖ le déploiement progressif de certains éléments du noyau dur, présentant une robustesse accrue aux agressions (dont le DUS et l'appoint ultime évoqués à l'alinéa précédent, mais aussi l'instrumentation, le contrôle-commande associés...);
  - ❖ la réalisation de protections contre des inondations extrêmes;

---

<sup>45</sup> Pompe H3.2 : motopompe thermique permettant un appoint au circuit primaire depuis la bache PTR dans les situations de perte totale d'alimentations électriques dans les états « circuit primaire non pressurisable ».

- ❖ la construction d'un centre de crise local (CCL), sur chaque site ;
  - ❖ le grément et le déploiement des ressources humaines sur les CNPE pour être en capacité de piloter les situations extrêmes étudiées dans les ECS sur toutes les tranches d'un CNPE.
- Phase 3 (2019 - 2025 environ) : l'objectif consiste à couvrir les situations les plus extrêmes considérées dans les ECS allant significativement au-delà des référentiels de sûreté actuels : il s'agit du déploiement des moyens du noyau dur non encore déployés au titre de la phase 2.

EDF précise que « l'échéance 2025 est affichée sous toute réserve. Le calendrier ne pourra être précisé qu'ultérieurement, après définition du périmètre définitif des modifications de la phase 3 et des études associées ».

La figure ci-dessous [44] met en perspective les trois phases successives de déploiement du noyau dur proposées par EDF pour les tranches du parc en exploitation.

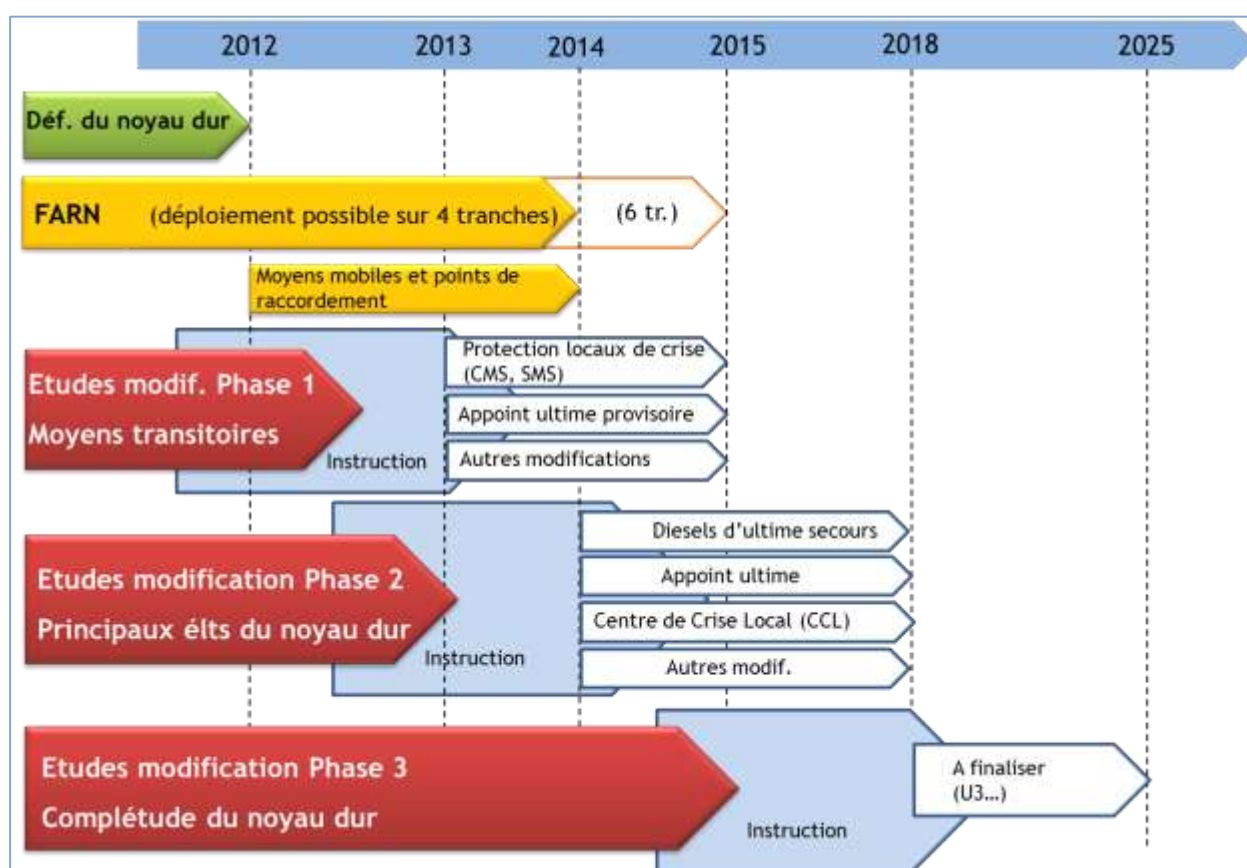


Figure 20 : Calendrier prévisionnel de déploiement des modifications post-Fukushima pour les tranches du parc en exploitation (schéma issu du dossier EDF)

**Annexe 4 - Synthèse des résultats de calculs SOFIA - ASTEC réalisés par l'IRSN -  
Conduite « noyau dur » proposée par l'IRSN**

Palier	CPY	1300 MWe	EPR
Hypothèses	Pression de la pompe U3 : 10 bar (1 ISBP)  Calcul SOFIA : blocage des SEBIM ouvertes à 100 % après passage en « gavé-ouvert »	Pression de la pompe U3 : 25 bar (1 ISBP)	Pompes « ND » : 2 RIS- BP
Indisponibilité des GV (critère APE sur le niveau GV GL)	0 h 35 (ASTEC) 0 h 33 (SOFIA)	1 h 09 (ASTEC)	1 h 26 (ASTEC) 1 h 19 (SOFIA)
GV vides (i.e. instrumentation niveau GV 0 % GL)	1 h 02 (ASTEC) 1 h 01 (SOFIA)	1 h 44 (ASTEC)	1 h 39 (ASTEC) 2 h 08 (SOFIA)
Ouverture des LDP (critère APE sur la température TRIC)	1 h 22 (ASTEC) 1 h 16 (SOFIA)	2 h 01 (ASTEC)	ouverture à 330°C : 1 h 48 (ASTEC) ouverture à 340°C : 2 h 10 (critère 330°C atteint à 1 h 57) (SOFIA)
Dénoyage du cœur	1 h 37 à 100 bar (ASTEC) 1 h 32 à 87 bar (SOFIA)	2 h 30 à 120 bar (ASTEC)	1 h 53 à 77 bar (ASTEC) 2 h 20 à 74 bar pendant 4 mn (SOFIA)
Début d'oxydation des gaines (10 kg d'hydrogène)	1 h 41 à 78 bar (ASTEC)	2 h 34 à 95 bar (ASTEC)	- (ASTEC)
Début de décharge des accumulateurs (40 bar)	1 h 45 (ASTEC) 1 h 41 (SOFIA)	2 h 43 (ASTEC)	1 h 55 (ASTEC) 2 h 23 (SOFIA)
Passage en AG (critère APE sur la température TRIC)	3 h 39 (ASTEC)	2 h 48 (ASTEC)	- (ASTEC) - (SOFIA)
Début de l'injection par l'appoint « Noyau	3 h 55 à TRIC = 2092°C et 7 % de cœur	3 h 10 à TRIC = 1556°C et 3 % de cœur	2 h 25 (SOFIA)

Palier	CPY	1300 MWe	EPR
Dur >	disloqué (ASTEC)	disloqué (ASTEC)	
1 <sup>ère</sup> coulée de corium en fond de cuve	SEBIM « actuelles » : 6 h 21 à P = 11 bar, 30 % de cœur fondu et 50 % de cœur disloqué ; SEBIM « modifiées » à ouverture BP : pas de coulées en fond de cuve  (ASTEC)	-  (ASTEC)	-  (ASTEC)
Pression maximale atteinte dans l'enceinte	SEBIM « actuelles » : 3,6 bar à 3 h 23 ; SEBIM « modifiées » à ouverture BP : 4,0 bar (à 5 h 15, lors de l'arrêt du calcul, en augmentation) (ASTEC)	4,3 bar à 6 h 12  (ASTEC)	3,5 bar à l'ouverture des VAG puis 4,5 bar à la perte RIS-BP à 7 h 30 - calcul effectué sans valorisation de l'EVU  (ASTEC)



Palier	CPY	1300 MWe	EPR
Fin du transitoire simulé	<p>SEBIM « actuelles » : Rupture de la cuve à 9 h 02 ; 398 kg d'hydrogène produit et 34 t de corium en fond de cuve ;</p> <p>SEBIM « modifiées » à ouverture BP : arrêt du calcul à 5 h 15 mn, stabilisation « précaire » de la masse d'eau liquide dans la cuve (environ 40 tonnes), pression primaire oscillant entre 8 et 14 bar, environ 20 kg d'hydrogène produit, température de l'eau dans les puisards 92°C (en augmentation)</p> <p>(ASTEC)</p>	<p>Arrêt du calcul à 6 h 40 ; 210 kg d'hydrogène produit, TRIC = 191°C, P primaire = 16 bar</p> <p>(ASTEC)</p>	<p>Arrêt du calcul : fuite aux VAG compensée par les pompes RIS-BP ; TRIC inférieur à 340°C tout au long du transitoire</p> <p>(SOFIA)</p> <p>Résultats cohérents avec SOFIA dans la première phase ; calcul poursuivi sans valorisation de l'EVU conduisant à la perte du RIS-BP consécutive à l'échauffement de l'IRWST</p> <p>(ASTEC)</p>

## Annexe 5 - Evaluations sismiques sur le site de Fessenheim : comparaison au SND proposé par EDF

A titre d'illustration, les constatations sont illustrées pour le site de Fessenheim. Sur la Figure 21, sont comparés les spectres calculés des enregistrements de séismes réels dont les caractéristiques sont représentatives des questionnements scientifiques sur l'aléa sismique à Fessenheim (e.g. translation ou non d'un séisme de type Bâle aux abords de l'INB) et le spectre « noyau dur » proposé par EDF. On constate que le mouvement sismique peut être très variable, il convient donc d'en tenir compte dans la définition des exigences applicables au noyau dur. Sur cet exemple, le spectre « noyau dur » ne couvre pas la valeur médiane des observations au-delà de 7 Hz, ni la valeur médiane plus un écart-type sur la gamme de fréquences 0.5-34 Hz.

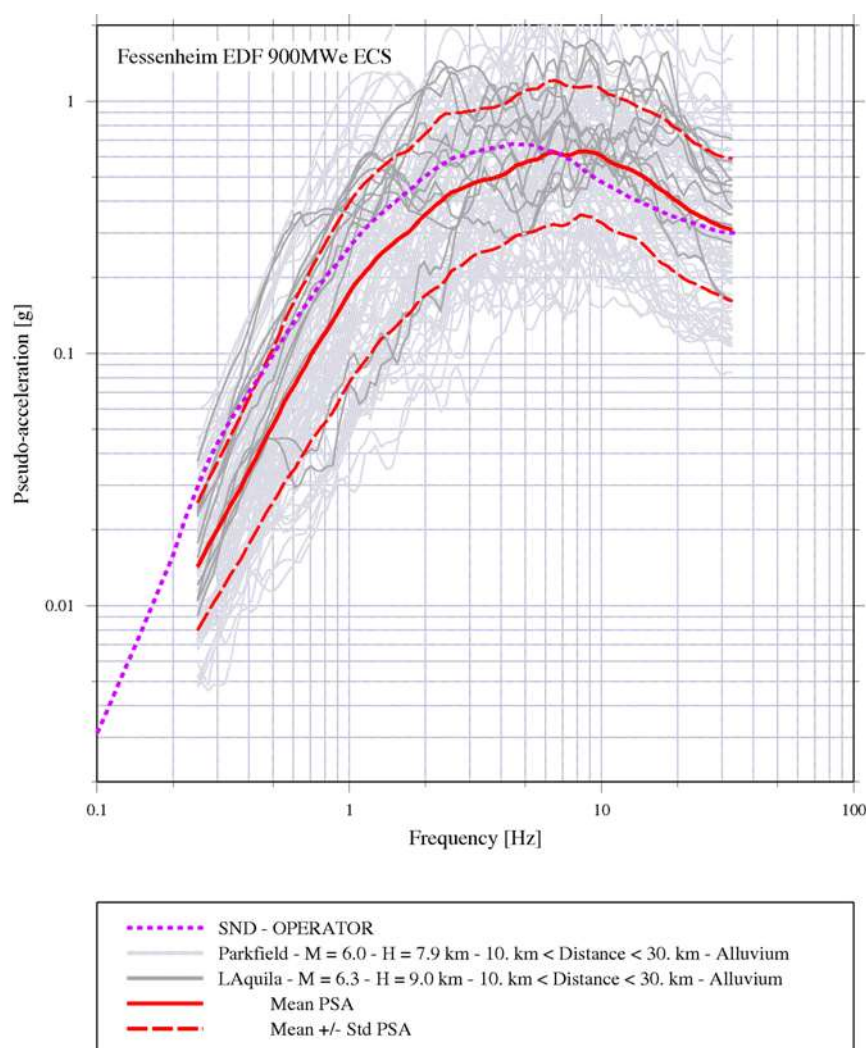


Figure 21 : Illustration pour le site de Fessenheim (contexte transtensif) de l'effet de la variabilité du mouvement sismique en s'appuyant sur les enregistrements des séismes de Parkfield (contexte décrochant, Etats-Unis) et de L'Aquila (contexte extensif, Italie). Les magnitudes de ces événements encadrent l'estimation d'EDF pour le séisme de Bâle (M6,2). La gamme de distances auxquelles les enregistrements ont été obtenus rend compte des débats techniques autour des structures tectoniques à l'origine du séisme de Bâle. Compte tenu des structures présentes aux abords du site de Fessenheim (cf. Figure 22), de tels scénarios sismiques sont tout à fait plausibles et ne constituent pas une borne haute.

En complément, on peut examiner le potentiel des failles dans l'environnement proche du site de Fessenheim. La publication récente de Nivière et al. (2008) fait état de segments de faille actifs jusque dans la plaine alluviale alsacienne, avec potentielle rupture de surface (Figure 22). Les segments les plus proches du site sont:

- Le segment sud de la faille du Rhin, de 35 km de long au moins, capable de générer un séisme d'une magnitude ~ 6,5 ;
- Le segment nord de la faille du Rhin, lui aussi de 35 km de long ;
- La faille rhénane, longue de près de 78 km, capable de générer un séisme de magnitude ~7.

La faille rhénane est la faille géologique principale qui a commandé la subsidence du fossé au Tertiaire/Quaternaire. C'est une faille active au Quaternaire même si l'association à une sismicité instrumentale n'est pas démontrée (le séisme de Waldkirch en 2004, tout proche, a été généré par une faille WNW-ESE à quelques km à l'est). Cette faille se prolonge jusqu'aux faubourgs orientaux de la ville de Bâle et la possibilité d'une relation avec le grand séisme de 1356 n'est pas totalement exclue. Les 2 segments de faille les plus proches du site (à 7 km) appartenant à la faille du Rhin ont une signature morphologique notable et, selon Nivière et al. (2008), montreraient une activité quaternaire. Les sections sismiques dont l'IRSN dispose à ce jour montrent que l'enracinement dans le socle de cette faille est une hypothèse très plausible, validée par les données pétrolières existantes qui indiquent clairement l'existence de structures similaires (orientation, longueur) à la base du Tertiaire (donc sous le niveau salifère de décollement). La segmentation proposée permet d'envisager une rupture simultanée des 2 segments dans l'hypothèse d'un scénario de type SMPP, ce qui conduirait à une magnitude de l'ordre de 7. Les spectres associés ont été construits en testant deux profondeurs (7 km et 15 km). La Figure 23 montre que le spectre « noyau dur » proposé par EDF se situe dans la borne inférieure des hypothèses testées.

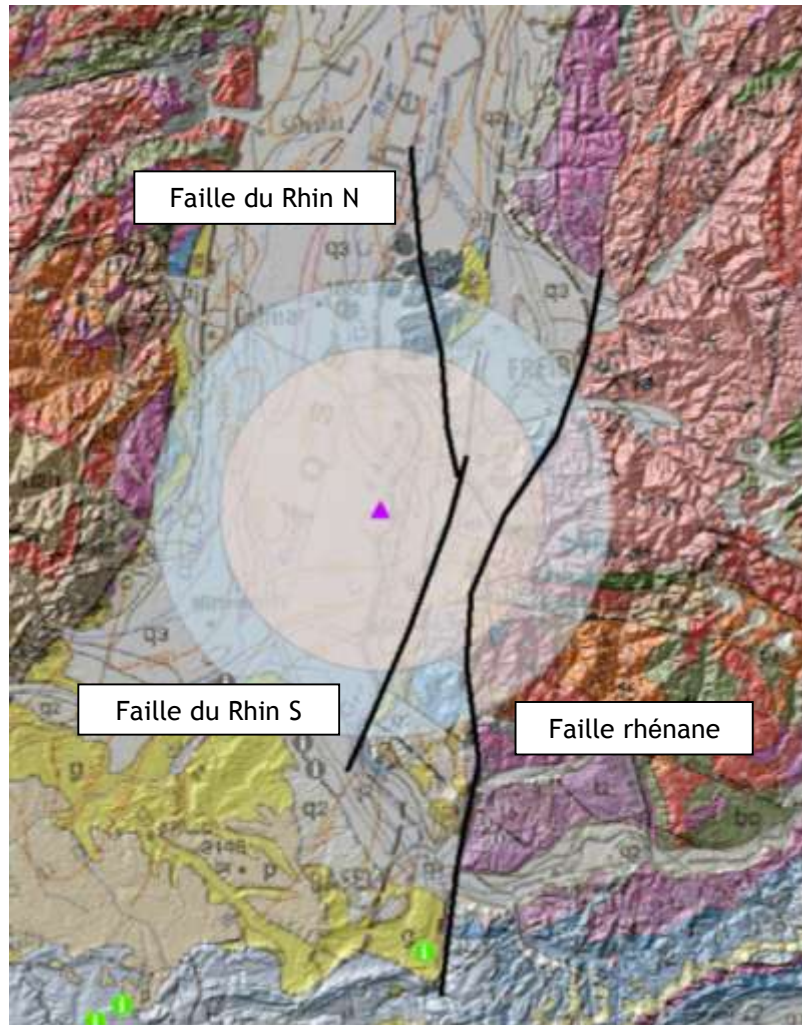


Figure 22 : Les scénarios sismiques déduits de la dimension des failles correspondent à des séismes de magnitude  $\sim 6.5$  dans l'hypothèse où seul un segment (Sud ou Nord) de la faille du Rhin romprait. Dans l'hypothèse où les segments Sud et Nord de la faille du Rhin ou la faille Rhénane rompraient, la magnitude du séisme pourrait dépasser 7.

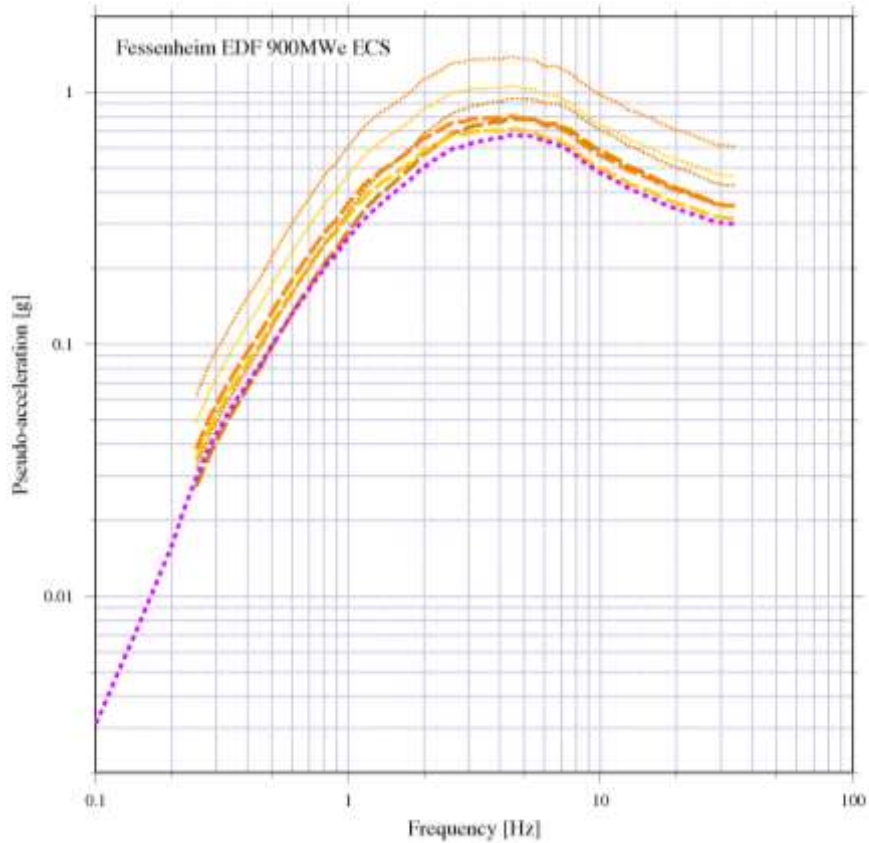


Figure 23 : Illustration pour le site de Fessenheim des spectres associés à des scénarios basés sur la dimension des failles situées dans l’environnement du site. Les spectres associés ont été construits en testant deux profondeurs (15 km et 7 km, hypothèses dites a et b) et en retenant une prédiction du mouvement sismique médiane.

## Annexe 6 - Inondation

### 6.1. Inondations induites par une montée de niveau de la source froide

Nota : les niveaux présentés sont exprimés en valeur relative par rapport au niveau 0m de la plateforme du site considéré.

Site	Phénomène d'inondation dimensionnant	Evaluation de niveau présentée dans le RECS	Niveau forfaitaire de dimensionnement des protections « noyau dur »	Cinétique d'inondation	Inondation induite par un séisme proche	Commentaires
Gravelines	Crue marine majorée CMS + 1m	1,6 m	3 m	Prévisible (délai d'alerte 12h)	Non	Niveau de protection visant à se prémunir des effets d'une houle ou d'un clapot centennal concomitant au phénomène de surcote. L'évaluation du niveau ECS est consolidée.
Blayais	Crue estuaire majorée CMS + 1m	1,6 m	3 m	Prévisible (délai d'alerte 12h)	Non	Niveau de protection visant à se prémunir des effets d'une houle ou d'un clapot centennal concomitant au phénomène de surcote. L'évaluation du niveau ECS est consolidée.
Fessenheim	Crue fluviale, débit CMM + 30%	2,2 m	3 m	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire réalisée à partir du modèle hydraulique 2D CMS. A conforter à partir de l'analyse d'impact de la crue augmentée sur le comportement des digues du GCA.  Dans l'attente des conclusions définitives des études de tenue des digues du GCA au SND, le scénario de rupture de digue sous l'effet d'un séisme « au-delà du référentiel » n'est pas retenu sur la base de la note CIH réf. [5] (avis d'expert formalisé), qui indique que la stabilité serait assurée pour une accélération de l'ordre de 0,5g
Saint Laurent B	Crue fluviale, débit CMM +30%	3 m	3 m	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire menée par extrapolation à partir des calculs CMS existants, jugée conservative. Une mise à jour du modèle est engagée pour consolidation des résultats.

Site	Phénomène d'inondation dimensionnant	Evaluation de niveau présentée dans le RECS	Niveau forfaitaire de dimensionnement des protections « noyau dur »	Cinétique d'inondation	Inondation induite par un séisme proche	Commentaires
Belleville	Crue fluviale, débit CMM +30%	2,1 m	2,5 m (1)	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire réalisée en utilisant le modèle hydraulique 2D CMS. L'évaluation du niveau ECS est consolidée.  (1) Les résultats de l'étude de consolidation (cf. §5.1.1.) conduisent à une légère diminution du niveau de dimensionnement des protections, par rapport à celui initialement indiqué dans la note[6] (3 m)
Cruas	Crue fluviale, débit CMM + 30%	1,2 m	2 m	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire réalisée en utilisant le modèle hydraulique 2D CMS.  Sensibilité vis-à-vis du risque de ruptures multiples de barrages à dédouaner (cf. annexe 2)
Dampierre	Crue fluviale, débit CMM + 30%	1,5 m	2 m	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire menée par extrapolation à partir des calculs CMS existants, jugée conservative. Résultats à consolider par calcul 2D avec simulation du passage en charge des ponts.
Tricastin	Rupture digue de Donzère  Crue fluviale, débit CMM + 30%	Non évalué  Pas de débordement sur plateforme (3)	NC	Non prévisible (2)	Oui (2)	(2) Dans l'attente des conclusions des études de robustesse des digues vis-à-vis d'un séisme « au-delà du référentiel », on considère qu'un séisme pourrait être initiateur d'une rupture de digue (3) l'étude des conséquences du scénario « CMM + 30% » est à reprendre : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise à jour du modèle 2D pour adaptation au débit majoré</li> <li>- Prise en compte du comportement des ouvrages de l'aménagement hydraulique en fonction de la hauteur de surverse et des éventuels points de fragilité (Position/action INO 2).</li> </ul>

Site	Phénomène d'inondation dimensionnant	Evaluation de niveau présentée dans le RECS	Niveau forfaitaire de dimensionnement des protections « noyau dur »	Cinétique d'inondation	Inondation induite par un séisme proche	Commentaires
Golfech	Crue fluviale, débit CMM +30%	0,5 m	1,5 m (3)	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	(3) Le niveau de dimensionnement des protections intègre une marge significative, destinée à couvrir les limites de l'évaluation préliminaire basée sur une extrapolation des résultats des études CMS effectuées sur un modèle physique relativement ancien. La création d'un modèle hydraulique 2D est engagée pour consolider l'évaluation du niveau atteint en cas de CMM+30%.
Chinon B	Crue fluviale, débit CMM +30%	0,9 m	1 m	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire réalisée à partir du modèle hydraulique 2D CMS.  L'évaluation préliminaire est jugée conservatrice car ne considérant pas d'écrêtement en limite de modèle. Cette évaluation est consolidée.
St Alban	Rupture ou Effacement de Barrage (REB) (1)	< Niveau plateforme	1 m (2)	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	(1) Les résultats du scénario « CMM+30% » sont à consolider en intégrant le comportement des ouvrages hydrauliques (réf. [3], position action INO2).  (2) Dans l'attente des résultats d'études, le niveau de dimensionnement des protections intègre une marge significative, destinée à couvrir l'influence potentielle du comportement des ouvrages hydrauliques sous l'effet de la crue augmentée
Bugey	Crue fluviale, débit CMM +30%	0,6 m	1 m	Prévisible (délai d'alerte supérieur à 24h)	Non	Evaluation préliminaire réalisée à partir du modèle hydraulique 2D CMS Cette évaluation est consolidée.



Site	Phénomène d'inondation dimensionnant	Evaluation de niveau présentée dans le RECS	Niveau forfaitaire de dimensionnement des protections « noyau dur »	Cinétique d'inondation	Inondation induite par un séisme proche	Commentaires
Civaux	Rupture ou Effacement de Barrage (REB)	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Débit CMM+30% < Débit REB Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.  Les résultats du scénario « CMM+30% » sont à consolider en intégrant le comportement des ouvrages hydrauliques (position/action INO2)  Sensibilité vis-à-vis du risque de ruptures multiples de barrages à examiner.
Paluel	Crue Marine CMS + 1m	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.
Flamanville	Crue Marine CMS + 1m	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.
Nogent	Rupture ou Effacement de Barrage (REB)	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Débit CMM+30% < Débit REB Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.  Sensibilité vis-à-vis du risque de ruptures multiples de barrages à examiner.
Chooz	Crue fluviale, débit CMM + 30%	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Evaluation préliminaire réalisée à partir du modèle hydraulique 1D CMS.  Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.
Penly	Crue Marine CMS + 1m	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.

Site	Phénomène d'inondation dimensionnant	Evaluation de niveau présentée dans le RECS	Niveau forfaitaire de dimensionnement des protections « noyau dur »	Cinétique d'inondation	Conjonction avec séisme	Commentaires
Cattenom	Crue fluviale, débit CMM + 30%	< Niveau plateforme	Sans Objet	Sans Objet	Non	Evaluation préliminaire menée par extrapolation à partir des calculs CMS existants.  Site dont la plate-forme est considérée non inondable par débordement de la source froide.

## 6.2. Inondation par déversement direct sur la plate-forme (pluies majorées et inondation induite par un séisme)

Site	Niveau théorique de la plate-forme IN	Seuil d'accès le plus bas à l'IN	Phénomène prépondérant lame d'eau	Niveau obtenu par analyse préliminaire (majorant sur les trois scénarios)	Commentaires / justification du niveau forfaitaire retenu	Niveau forfaitaire retenu (par rapport au niveau théorique PF)
Fessenheim	205,50 NN	205,47 NN	PFI doublées	205,57 m NN	Données topographiques du site à consolider *	20 cm
Bugey	197 m NGFO	196,92 m NGFO	PFI doublées SEO bouché	197,10 m NGFO	Données topographiques du site à consolider*	20 cm
Tricastin	52 m NGFO	51,85 m NGFO	PFI doublées SEO bouché	52,18 m NGFO	Site sensible en raison notamment de la forte intensité de pluie	25 cm
Gravelines	5,54 m NGFN	5,51 m NGFN	Inondation induite par un séisme	5,56 m NGFN	/	10 cm
Dampierre	125,50 m NGFO	125,46 m NGFO	Inondation induite par un séisme	125,56 m NGFO	/	15 cm
Blayais	4,50 m NGFO	4,41 m NGFO	PFI doublées SEO bouché	4,55 m NGFO	/	15 cm
Chinon	37,20 m NGFO	37,22 m NGFO	Inondation induite par un séisme	37,25 m NGFO	/	15 cm

Site	Niveau théorique de la plate-forme IN	Seuil d'accès le plus bas à l'IN	Phénomène prépondérant lame d'eau	Niveau obtenu par analyse préliminaire (majorant sur les trois scénarios)	Commentaires / justification du niveau forfaitaire retenu	Niveau forfaitaire retenu (par rapport au niveau théorique PF)
Cruas	80,50 m NGFO	80,46 m NGFO	PFI doublées SEO bouché	80,57 m NGF O	Données topographiques du site à consolider* Site sensible en raison notamment de la forte intensité de pluie	25 cm
Saint-Laurent	83,70 m NGFO	83,58 m NGFO	PFI doublées SEO bouché	83,70 m NGF O	/	10 cm
Flamanville	12,40 m NGFN	12,34 m NGFN	PFI doublées SEO bouché	12,48 m NGF N	Données topographiques du site à consolider*	20 cm
Saint-Alban	147 m NGFO	147,06 m NGFO	SEO bouché	147,07 m NGF O	Données topographiques du site à consolider*	20 cm
Belleville	141,60 m NGFO	141,73 m NGFO	SEO bouché	141,66 m NGF O	Seuils d'accès déjà surélevés par rapport à la plate-forme	10 cm
Cattenom	171 m NGFN	170,9 m NGFN	PFI doublées SEO bouché	171,04 m NGF O	Données topographiques du site à consolider*	20 cm
Golfech	62,25 m NGFN	62,17 m NGFN	Séisme HD SEO bouché	62,37 m NGF O	/	20 cm
Nogent	68,20 m NGFN	68,05 m NGFN	SEO bouché	68,25 m NGF N	Données topographiques du site à consolider*	20 cm

Site	Niveau théorique de la plate-forme IN	Seuil d'accès le plus bas à l'IN	Phénomène prépondérant lame d'eau	Niveau obtenu par analyse préliminaire (majorant sur les trois scénarios)	Commentaires / justification du niveau forfaitaire retenu	Niveau forfaitaire retenu (par rapport au niveau théorique PF)
Paluel	25,30 m NGFN	25,27 m NGFN	SEO Bouché	25,46 m NGF N sur PF îlot nucléaire (1) (PFI + obstruction SEO)	<p>Topographie du site complexe : 3 plateformes situées à des altimétries différentes</p> <p>Réseau du site recueillant les apports de bassins extérieurs de grande dimension</p> <p>(1) Une lame d'eau maximale de 25 cm a été déterminée spécifiquement pour la plateforme de la station de pompage, dans le cadre de l'étude du scénario d'inondation sismo-induite « au-delà du référentiel ». Ce résultat implique de retenir un niveau de dimensionnement supérieur pour la protection des accès à la station de pompage.</p> <p>Cette évaluation est consolidée</p>	20 cm (1)
Penly	12 m NGFN	11,97 m NGFN	PFI doublée	Etudes complémentaires nécessaires pour une estimation réaliste des lames d'eau générées	/	20 cm
Chooz	114,70 m NGFN	114,65 m NGFN	SEO bouché	114,77 m NGF N	Données topographiques du site à consolider*	20 cm
Civaux	76,70 m NGFN	76,77 m NGFN	SEO bouché	76,71 m NGF N	Seuils d'accès déjà surélevés par rapport à la plate-forme	10 cm

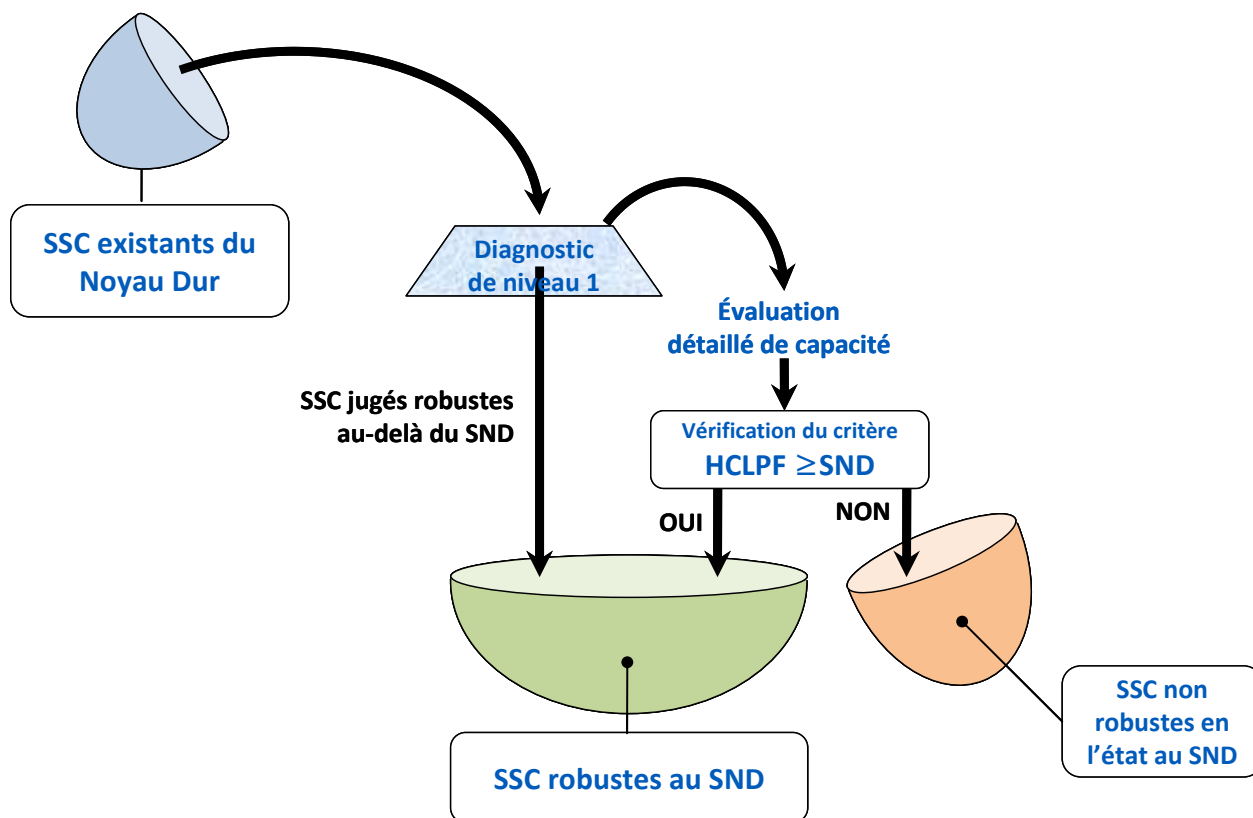
## Annexe 7 - Retour d'expérience d'agressions externes sur les CNPE - RFS applicables

Agressions externes	Bases de conception	REX significatif sur des INB	Evolution du référentiel
Séisme	RFS 1.2.c	/	RFS 2001.01
Agressions liées à l'environnement industriel et aux voies de communication	RFS 1.2.d (REP) RFS 1.1.b (hors REP)	/	/
Chutes d'avion	RFS 1.2.a (REP) RFS 1.1.a (hors REP)	/	/
Inondations externes	REF 1.2.e (REP)	<b>27/12/99 : Blayais</b>	Guide inondation toutes INB
Grands froids	<i>Absence de référentiel</i>	<b>1987 : Prises en glace à Chinon et Saint-Laurent</b>	Référentiel Grands froids (à partir de 1988 pour le parc et utilisé à la conception pour le palier N4)
Grands vents et neige	Règles « Neige et Vents »	<b>Tempête de 1999</b> : Vulnérabilité des alimentations électriques externes  <b>30 décembre 2005 - Paluel</b> : températures négatives + fort vent → formation de glace sur les isolateurs des postes 400 kV ⇒ amorçage d'arc électrique au niveau des transformateurs : <ul style="list-style-type: none"> <li>• tranches n° 1, 3 et 4 : ilotage</li> <li>• tranche 2 : passage en état de repli (alimentation par les diesels).</li> </ul>	
Grands chauds	<i>Absence de référentiel</i>	<b>2003 : Canicule</b>	Référentiel Grands chauds - REP : <i>en cours d'approbation</i> - EPR : <i>instruit en 2005</i>

Agressions externes	Bases de conception	REX significatif sur des INB	Evolution du référentiel
Feux de forêts	/	<b>12/05/2000 - USA</b> : plusieurs bâtiments de <b>Los Alamos</b> atteints par les violents feux de forêts ravageant la région - Menace en juin 2011 <b>Août 1989 - CEA Cadarache</b> : menace suite aux feux de forêts environnants	/
Foudre	Normes constructives	Arrêts automatiques réacteur à Tricastin en 1993, Dampierre en 2001, Cruas en 1994, 2003, 2004, 2009	Arrêté du 31/12/1999 Arrêté du 15/01/2008
Interférences Electromagnétiques	/	<b>10/03/1989 - Centrale canadienne de Gentilly</b> - MDTE consécutif à une tempête solaire	Arrêté INB du 07/02/2012
Dérives de nappes d'hydrocarbures	/	<b>2002 : Gestion de crise au Blayais et à Gravelines</b> suite aux naufrages du Prestige et du Tricolor	2004 : mise en œuvre par EDF d'une doctrine d'exploitation « Gestion du risque hydrocarbure pour les sites en bord de mer
Tornades	/	<b>19/09/1999 - Marcoule</b> : - Usine MELOX : Algecos et toitures de bureaux envolés - Site de Phénix : Voiture retournée	Référentiel VD3-1300 - <i>en cours d'évaluation</i> -

## Annexe 8 - Méthodes de justification

### Annexe 8.1 : Représentation de la démarche d'EDF pour la vérification de la robustesse des SSC existants



Résumé de la démarche d'EDF pour la vérification de la robustesse des SSC existants



## Annexe 8.2 : Synthèse des critères de justification du noyau dur pour les structures de génie civil

Catégorie de SSC	Exigence fonctionnelle	Critère de conception	Vérification de robustesse		
			Exigence de comportement pour garantir l'exigence fonctionnelle	Critère de vérification de robustesse	
Structures de génie civil	Intégrité	Dimensionnement en comportement élastique selon ETC-C	Limitation de l'endommagement (caractérisé par niveau de déformations)		
	Supportage	Dimensionnement en comportement élastique selon ETC-C	Limitation de l'endommagement (caractérisé par niveau de déformations) pour assurer la capacité des ancrages		
	Etanchéité (piscines BK)	Sans objet	Limitation des déformations pour assurer le non déchirement du liner		
	Confinement (enceinte)	Sans objet	Enceintes avec liner métallique	Intégrité structurelle de l'enceinte sous séisme	Limitation de la déformation : aciers passifs : $s_s < 10^\circ / \infty$ béton : $s_b < s_{cu}$ ( $e_{cu}$ déterminée selon l'Eurocode 2, article 3.1.2, tableau 3.1)
				Confinement requis après séisme -> Intégrité du liner	Limitation de la déformation : aciers passifs : $s_s < 10^\circ / \infty$ béton : $s_b < s_{cu}$ ( $e_{cu}$ déterminée selon l'Eurocode 2, article 3.1.2, tableau 3.1) Liner : Application du §1.5.3 de l'ETC-C en groupe 3
		Enceintes sans liner métallique : maintenir en zone courante un comportement réversible de la structure.	Contraintes dans les aciers de béton armé et de précontrainte inférieures à la limite élastique		

<sup>1</sup> Drift inter étage associé à la capacité de supportage des équipements IPS selon le guide EPRI 130959 et le guide AIEA SR 28; le guide ASCE-43-05 fournit les facteurs de ductilité associés

Synthèse des critères de justification du noyau dur pour quelques classes d'équipements

Catégorie de SSC	Exigence fonctionnelle	Critère de conception	Vérification de robustesse	
			Exigence de comportement pour garantir l'exigence fonctionnelle	Critère de vérification de robustesse
Tuyauteries	Intégrité	RCC-M - critère D	Assurer le non effondrement du réseau de tuyauteries	Vérification selon le document AIEA SR28 « Seismic evaluation of existing nuclear power plants » Critère D avec prise en compte du coefficient $F_{\mu}$ (Annexe III de ce document)
	Capacité Fonctionnelle	RCC-M - critère C	Assurer le débit nécessaire pour accomplir la fonction Noyau Dur requise	Vérification selon le document AIEA SR28 « Seismic evaluation of existing nuclear power plants » Critère D avec prise en compte du coefficient $F_{\mu}$ (Annexe III de ce document)
Bâches	Intégrité	RCC-M - critère D	Assurer le non déchirement de la bâche	critère de conception
	Capacité Fonctionnelle	RCC-M - critère D	Assurer le maintien du volume nécessaire pour accomplir la fonction « noyau dur » (objectif atteint en vérifiant le non déchirement : intégrité = capacité fonctionnelle)	critère de conception

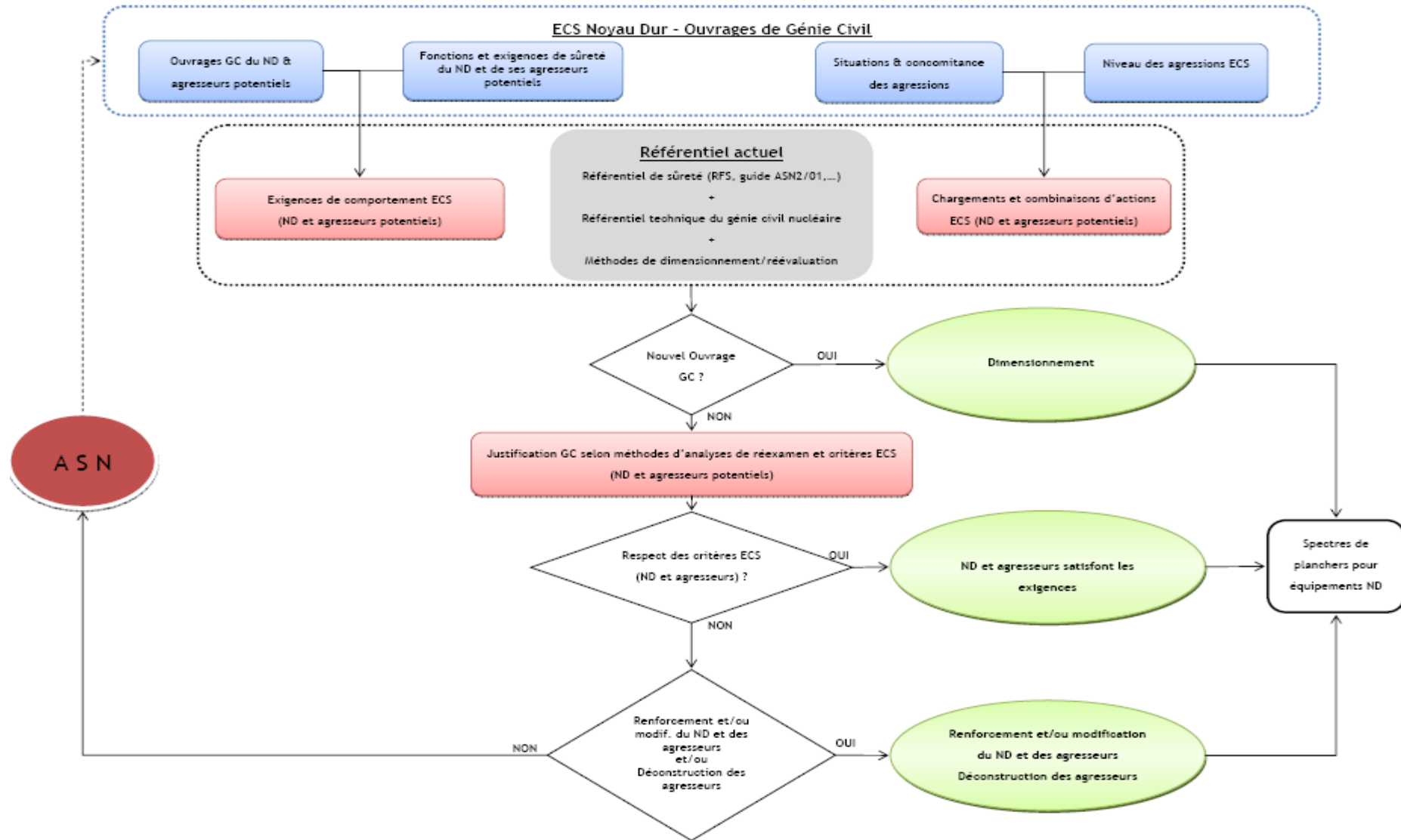
Synthèse des critères de justification du noyau dur pour les ancrages et équipements qualifiés par essai

Catégorie de SSC	Exigence fonctionnelle	Critère de conception	Vérification de robustesse	
			Exigence de comportement pour garantir l'exigence fonctionnelle	Critère de vérification de robustesse
Matériels qualifiés par essai	Intégrité	Dimensionnement des ancrages selon ETC-C	Vérification de la capacité des ancrages (cf. partie Ancrages)	
	Fonctionnalité/opérabilité	Spectre requis <sup>2</sup> < spectre de qualification appliqué à la table sur toutes les fréquences du spectre	Assurer pendant ou après le séisme la fonctionnalité ou l'opérabilité de l'équipement actif	Spectre requis < spectre réellement appliqué par la table aux fréquences d'intérêt de l'équipement
Ancrages	Intégrité	Dimensionnement des ancrages selon ETC-C	Maintien de la capacité des ancrages	Critères du GIP (Annexe C) et DÉRÉSMA (Annexe C)

<sup>2</sup> Le spectre requis correspond :

- Au spectre de plancher pour un équipement ancré au génie civil ou à une structure rigidement liée au génie civil
- Au spectre de plancher transféré pour un équipement monté sur un autre équipement ou une structure souple

Annexe 8.3 : Logigramme de démarche générale de justification du noyau dur préconisée par l'IRSN



## Annexe 8.4 :

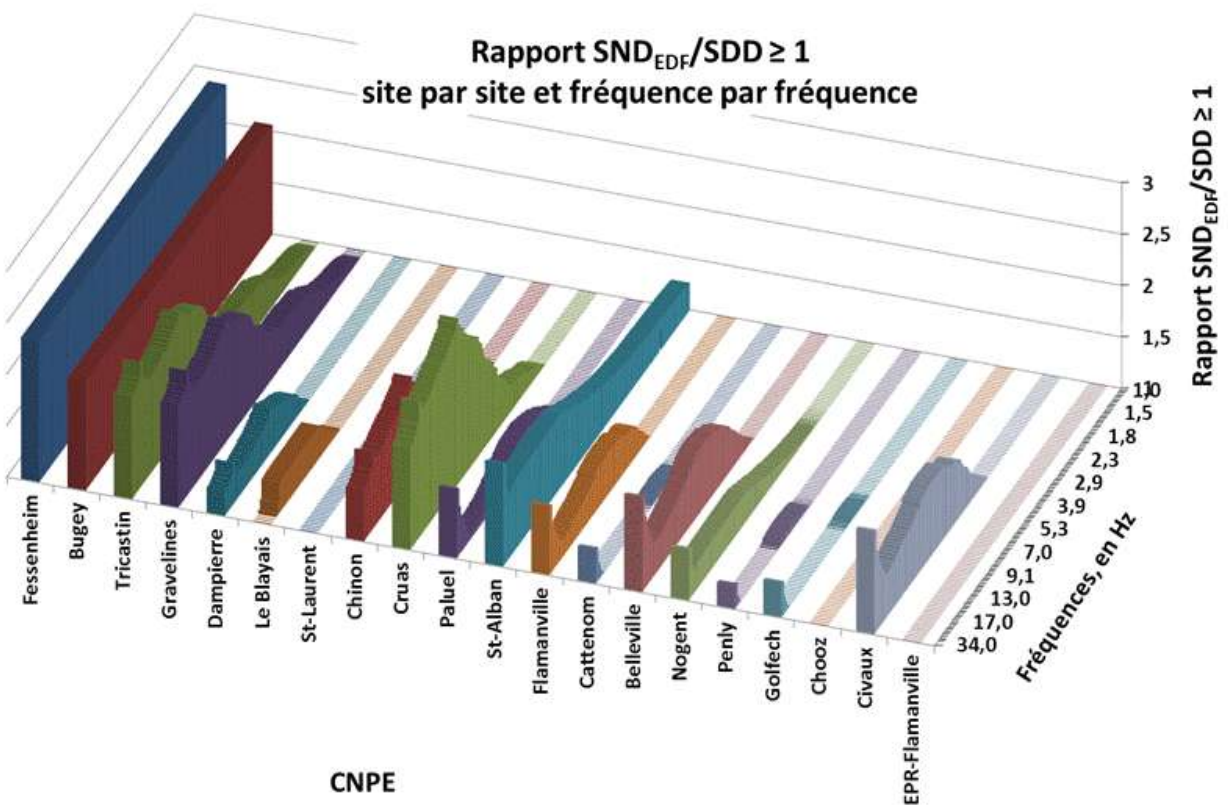
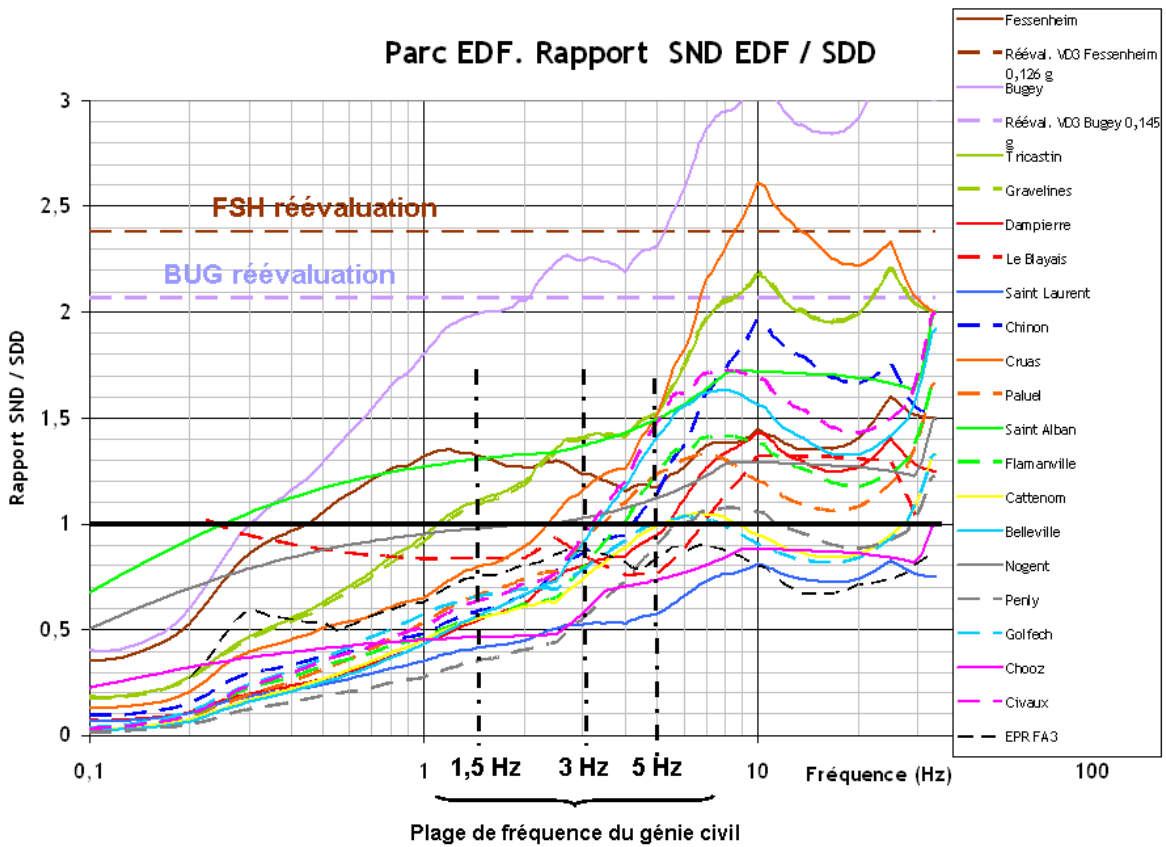
### Analyse comparative des niveaux sismiques de dimensionnement (SDD) des îlots nucléaires en regard des niveaux SND retenus par EDF

L'analyse qui suit n'est pas présente dans le dossier d'EDF, mais a été réalisée par l'IRSN, sur la base de sa connaissance du parc et à partir d'une comparaison des spectres de réponse de sol proposés par EDF pour le séisme noyau dur (SND) et des spectres du dimensionnement initial des ouvrages (SDD) applicable à l'îlot nucléaire. Avec toute la prudence qui s'impose, notamment due à la méconnaissance actuelle du contour du noyau dur et des exigences qui seront attribuées aux SSC, cette analyse, avec ces limites, met toutefois en évidence des éléments du comportement des bâtiments de l'îlot nucléaire soumis à un SND EDF et permet, à titre indicatif de faire émerger quelques constats.

**Spectres SND.** Pour la justification des SSC du noyau dur, EDF propose pour chaque site un signal sismique défini par une valeur de PGA (entre 0,15 g et 0,40 g selon les sites) supérieure à celle du SMS du site, et par une forme spectrale qui est forfaitairement celle associée au SMS défini en champ libre selon la RFS 2001-01. Les spectres noyau dur sont alors des affinités des spectres SMS, le coefficient multiplicateur variant entre 1,4 et 3,0 selon les sites. Quelques sites (Le Blayais, Saint Alban, Nogent et Chooz) dont le spectre SMS est inférieur au spectre minimal forfaitaire (SMF) défini par la RFS 2001-01 font exception : leur spectre SND est une affinité du spectre SMF.

**Spectres de dimensionnement.** Lors de la construction du parc EDF qui s'est faite par palier de plusieurs centrales, les ouvrages de génie civil d'un palier ont été dimensionnés en prenant en compte un spectre de dimensionnement (SDD) « palier », forfaitaire et enveloppe des SMS des différents sites du palier. Cette pratique de standardisation industrielle dégage par nature des marges entre le dimensionnement et le SMS de chaque site, marges variables d'un site à l'autre et variables selon les fréquences. Ce fait explique que pour un certain nombre de sites, le SDD couvre le SND, bien que ce dernier soit situé environ 50 % au-dessus du SMS du site.

**Comparaison entre les spectres SND et les spectres de dimensionnement.** Afin d'évaluer les conséquences des spectres SND pour les installations, il convient de comparer ces spectres à ceux pris en compte lors du dimensionnement des ouvrages. L'IRSN a calculé, pour chaque site du parc EDF, et dans la gamme des fréquences comprises entre 0,1 Hz et 34 Hz, le rapport entre le SND et le SDD. Ce résultat est illustré par les figures ci-dessous.

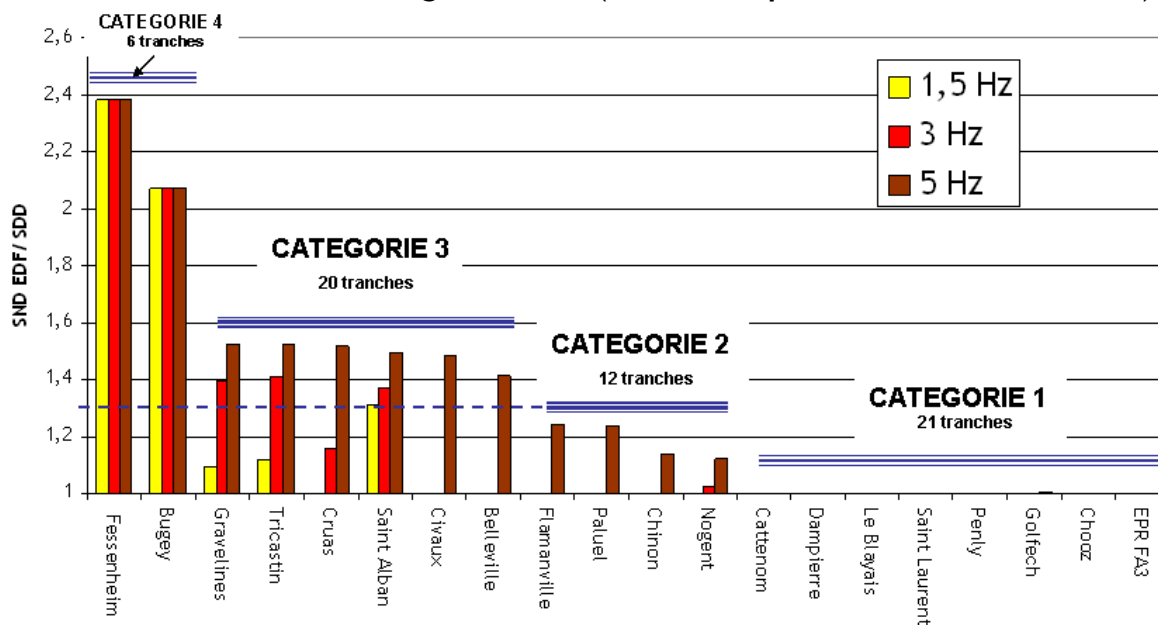


L'IRSN considère qu'une exploitation des résultats qui précèdent est possible, en termes de comportement d'ensemble probable des principaux bâtiments d'un îlot nucléaire soumis à un séisme de type SND.

En effet, les sites peuvent être classés en quatre catégories préliminaires, selon les valeurs du rapport SND/SDD dans la gamme de fréquences d'intérêt pour le comportement global des structures de génie civil, comme suit :

- Catégorie 1 : sites pour lesquels le rapport SND/SDD est inférieur à 1 : les études de vérification des structures de génie civil de ces sites au niveau SND pourraient être d'ampleur limitée, et elles ne devraient pas déboucher sur des modifications de ces structures ;
- Catégorie 2 : sites pour lesquels le rapport SND/SDD est compris entre 1 et 1,3 : les études de vérification des structures de génie civil de ces sites au niveau SND ne devraient pas déboucher sur des modifications significatives de ces structures ;
- Catégorie 3 : sites pour lesquels le rapport SND/SDD est compris entre 1,3 et 1,6 : les études de vérification des structures de génie civil de ces sites au niveau SND pourraient déboucher sur des modifications significatives de ces structures ;
- Catégorie 4 : sites pour lesquels le rapport SND/SDD est supérieur à 1,6. Il s'agit des sites du palier CP0 qui, du fait de l'écart important entre les valeurs de SMS pris en compte lors de leurs réévaluations (PGA à 0,126 g et 0,145 g) et le calage à 0,3 g des SND présentés par EDF, se trouvent a priori dans une situation plus défavorable que les autres sites du parc.

### Rapport entre le SND d'EDF et le SDD, aux principales fréquences d'intérêt du génie civil. (Situation après réexamens VD3 CP0)



La catégorie 3 regroupe 6 sites totalisant 20 tranches : Gravelines, Tricastin, Cruas, Saint Alban, Civaux, Belleville.

Toutefois la situation de Cruas serait probablement améliorée par son système d'appuis parasismiques.

Bien entendu, cette première analyse préliminaire reste très globale et devra être confirmée au cours des études à mener par EDF pour la justification du noyau dur.