

FRANCE

Convention sur la sûreté nucléaire

Rapport national établi en vue de la deuxième réunion extraordinaire

27 - 31 août 2012

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Mai 2012

Sommaire

INTRODUCTION 7

1 EVENEMENTS EXTERNES 17

1.1 SEISME 17
1.1.1 Dimensionnement des installations 17
1.1.2 Évaluation des marges de sûreté 34
1.1.3 Synthèse : séisme 40
1.1.4 Tableau de synthèse – Thème 1 : Evénements externes – séisme 42
1.2 INONDATIONS 47
1.2.1 Dimensionnement des installations 47
1.2.2 Évaluation des marges de sûreté 56
1.2.3 Synthèse : inondation 68
1.2.4 Tableau de synthèse : Thème 1 : Evénements externes – Inondation 70
1.3 CONDITIONS CLIMATIQUES EXTREMES 73
1.3.1 Dimensionnement des installations 73
1.3.2 Évaluation des marges de sûreté 76
1.4 TABLEAU DE SYNTHESE : THEME 1 : EVENEMENTS EXTERNES – CONDITIONS CLIMATIQUES EXTREMES 80

2 ETUDES DE CONCEPTION 81

2.1 PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES ET PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT 81
2.1.1 Perte des alimentations électriques 81
2.1.2 Perte des systèmes de refroidissement ou de la source froide 96
2.1.3 Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours 114
2.1.4 Synthèse : Etudes de conception 116
2.2 TABLEAU DE SYNTHESE : THEME 2 – ETUDES DE CONCEPTION 117

3 GESTION DES ACCIDENTS GRAVES (SUR SITE) 121

3.1 ORGANISATION ET DISPOSITIONS PRISES PAR L'EXPLOITANT POUR GERER UN ACCIDENT 121
3.1.1 Organisation de l'exploitant pour gérer un accident 121
3.1.2 Possibilité d'utiliser les équipements existants 124
3.1.3 Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent 127
3.1.4 Conclusion sur les dispositions organisationnelles prévues pour gérer un accident 133
3.1.5 Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident 134
3.2 MESURES EXISTANTES POUR LA GESTION D'UN ACCIDENT CONSECUTIF A LA PERTE DE LA FONCTION DE REFROIDISSEMENT DU CŒUR 135

3.2.1 Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur 135
3.2.2 Après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur 135
3.2.3 Après le percement de la cuve du réacteur 137
3.3 MAINTIEN DE L'INTEGRITE DU CONFINEMENT APRES ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE DANS LE CŒUR DU REACTEUR 137
3.3.1 Élimination du risque d'endommagement ou de fusion du cœur sous haute pression 138
3.3.2 Gestion du risque hydrogène dans l'enceinte de confinement 139
3.3.3 Prévention d'une surpression de l'enceinte de confinement 139
3.3.4 Prévention du risque de re-criticité 141
3.3.5 Prévention du percement du radier 142
3.3.6 Fourniture d'électricité et d'air comprimé pour le fonctionnement des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement 144
3.3.7 Instrumentation requise pour protéger l'intégrité du confinement 144
3.3.8 Capacité à gérer plusieurs accidents simultanés de fusion de cœur ou d'endommagement de combustible dans différentes unités du même site 145
3.3.9 Conclusion sur les dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement en cas d'accident grave 146
3.3.10 Dispositions envisagées pour renforcer le maintien de l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible 147
3.4 DISPOSITIONS POUR LIMITER LES REJETS RADIOACTIFS EN CAS D'ACCIDENT GRAVE 148
3.4.1 Rejets radioactifs après perte de l'intégrité du confinement 148
3.4.2 Gestion de l'accident après découvrement du sommet du combustible en piscine 148
3.4.3 Conclusion sur les dispositions prévues pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave 152
3.4.4 Synthèse : gestion des accidents graves 154
3.5 TABLEAU DE SYNTHESE : THEME 3 - GESTION DES ACCIDENTS GRAVES (SUR SITE) 155

4 ORGANISATIONS NATIONALES 161

4.1 DESCRIPTION DE L'ORGANISATION DE CRISE EXISTANTE 161
4.1.1 Principes 161
4.1.2 Mise en place de l'organisation de crise 163
4.1.3 Un outil spécifique : le GAEC 164
4.1.4 Du côté des pouvoirs publics 164
4.2 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'EXPLOITANT 165
4.2 1 Standardisation et rationalisation des plans d'urgence 165
4.2 2 Mise en place d'un Plan d'Urgence multi-tranches 165
4.2 3 Prise en compte des agressions externes 165
4.2 4 Mise en place de la Force d'action rapide nucléaire (FARN) 166
4.3 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'AUTORITE DE SURETE (ASN) 166
4.3.1 Gestion du centre de crise 167
4.3.2 Communication et information du public 168
4.3.3 Renforcement des ressources humaines et financières de l'ASN 168
4.3.4 Accroissement des contacts avec les autres institutions françaises 169
4.4 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'IRSN 169
4.4 1 Actions pendant la crise de Fukushima Daiichi 169
4.4 2 Actions réalisées depuis l'accident de Fukushima Daiichi, en cours et programmées 170
4.5 ACTIONS ENTREPRISES AU NIVEAU GOUVERNEMENTAL 171
4.6 LES CONCLUSIONS DE L'ASN EN CE QUI CONCERNE LE RESULTAT DES ACTIVITES DES OPERATEURS 172
4.7 TABLEAU DE SYNTHESE : THEME 4 – ORGANISATIONS NATIONALES 173

5 ORGANISATION EN SITUATION D'URGENCE ET POST-ACCIDENTELLE (HORS DU SITE) 175

5.1 DESCRIPTION DE L'EXISTANT 175
5.1.1 Rappels sur l'organisation nationale de crise 175
5.1.2 Organisation existante de l'exploitant 176
5.1.3 Organisation de l'Autorité de sûreté en cas de situation d'urgence radiologique 181
5.1.4 Post accidentel 186
5.2 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'EXPLOITANT 188
5.2.1 Les Matériels Locaux de Crise (MLC) 188
5.2.2 Moyens de communication 188
5.2.3 Stockage des MLC 189
5.2.5 Risque liés à l'environnement externe 189
5.2.6 Evolution du guide PA dans le cadre des réflexions menées par les pouvoirs publics 189
5.3 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'AUTORITE DE SURETE 190
5.3.1 Organisation lors de l'accident de Fukushima Daiichi 190
5.3.2 Pistes d'amélioration 192
5.4 TABLEAU DE SYNTHESE : THEME 5 - ORGANISATION EN SITUATION D'URGENCE ET POST-ACCIDENTELLE (HORS DU SITE) 194

6 COOPERATION INTERNATIONALE 197

6.1 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'EXPLOITANT 197
6.2 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'AUTORITE DE SURETE 198
6.2.1 Actions internationales au plan européen 198
6.2.2 Actions internationales au plan multilatéral (hors Europe) 199
6.2.3 Actions bilatérales suite à l'accident de Fukushima Daiichi 201
6.3 ACTIONS ENTREPRISES PAR L'IRSN 202
6.4 TABLEAU DE SYNTHESE : THEME 6 - COOPERATION INTERNATIONALE 203

Introduction

Lors de la 5ème réunion d'examen de la Convention sur la sûreté nucléaire (CSN), qui s'est déroulée du 4 au 14 avril 2011 à Vienne, les Parties contractantes présentes ont décidé d'organiser une réunion d'examen extraordinaire du 27 au 31 août 2012, conformément à l'article 23 de la CSN. L'objectif de cette réunion est de passer en revue et de partager les leçons apprises et les mesures prises par les Parties contractantes en réponse aux événements de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi.

Dans le cadre de cette réunion extraordinaire, un rapport national doit être élaboré par chacune des Parties contractantes et décrire les actions effectuées ou envisagées avec les dates d'achèvement prévues.

Le présent rapport, coordonné et élaboré sous l'autorité de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), présente la synthèse des actions réalisées par la France au regard de l'accident de Fukushima-Daiichi. Il a été rédigé en conformité avec les recommandations du secrétariat de l'AIEA et comprend 6 chapitres correspondant à chacun des 6 thèmes prédéfinis : évènements externes, études de conception, gestion des accidents graves et rétablissement (sur le site), organisation nationale, organisation en situation d'urgence et post-accidentelle (hors du site) et coopération internationale. Il s'appuie majoritairement sur les tests de résistance (ou stress tests) effectués par les exploitants et sur les analyses réalisées par différentes directions de l'ASN, l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) et les groupes permanents d'experts, ainsi que sur les contributions d'autres entités françaises.

L'ASN a considéré, dans les jours qui ont suivi l'accident, qu'une démarche d'Evaluation Complémentaire de la Sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises vis-à-vis du type d'événements qui ont entraîné la catastrophe de Fukushima Daiichi devait être engagée sans délai, même s'il n'était pas nécessaire de prendre des mesures d'urgence immédiates et que cette démarche devait être complémentaire de la démarche de sûreté conduite de manière permanente, pour les installations nucléaires civiles françaises, sur la base des référentiels de sûreté applicables.

La démarche d'évaluation complémentaire de sûreté s'est inscrite dans un double cadre : d'une part, dans un cadre européen avec l'organisation de stress tests réalisés par dix-sept pays européens conformément aux conclusions du Conseil Européen des 24 et 25 mars 2011 et, d'autre part, dans un cadre national avec la réalisation d'un audit de la sûreté nucléaire des installations nucléaires civiles françaises au regard des évènements de Fukushima Daiichi demandée par le Premier Ministre, dans une lettre en date du 23 mars 2011. Ces deux démarches parallèles ont été conduites en cohérence.

- Cadre européen pour les stress tests :

Lors de sa réunion des 24 et 25 mars 2011, le Conseil européen a demandé, à la Commission européenne et aux régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire, la réalisation de stress tests consistant à vérifier la robustesse des centrales nucléaires pour faire face à un certain nombre de conditions extrêmes auxquelles elles pourraient être soumises comme le séisme, l'inondation, la perte des alimentations électriques, la perte des sources de refroidissement, la combinaison d'événements, ainsi que les défaillances dans l'organisation des secours. Ces stress tests, réalisés au niveau national, devaient ensuite être examinés au cours d'une revue par les pairs (« peer review ») menée sous la supervision de l'ENSREG (European Nuclear Safety REgulators Group).

L'association des Autorités de sûreté de l'Europe de l'Ouest (WENRA - Western European Nuclear Regulators Association) a entrepris l'élaboration, conformément à la demande du Conseil européen, du cahier des charges des stress tests des réacteurs électronucléaires européens. L'ASN a participé activement aux travaux d'élaboration de ce cahier des charges visant à évaluer les marges de sûreté des réacteurs électronucléaires en Europe à la lumière des évènements de Fukushima Daiichi.

Ce projet de cahier des charges a été présenté dès début mai 2011 à l'ENSREG pour discussion et adoption.

Après validation du cahier des charges des stress tests européens le 25 mai 2011, les quinze pays de l'Union européenne dotés de réacteurs de puissance ainsi que la Suisse et l'Ukraine, se sont engagés à examiner la sûreté de leurs réacteurs avec une grille d'analyse identique.

En France, EDF (Electricité de France), l'exploitant des centrales nucléaires, a remis le 15 septembre 2011 à l'ASN, pour chaque centrale nucléaire, un rapport réalisé suivant ce cahier des charges. Le processus d'analyse mis en œuvre par l'ASN est décrit dans le paragraphe relatif à la démarche française ci-après.

Le rapport national français sur les stress tests menés sur les centrales nucléaires a été remis à la Commission européenne début janvier 2012.

Par ailleurs, l'ENSREG a validé, le 11 octobre 2011, les principes d'organisation de la revue par les pairs des stress tests menés dans l'Union Européenne. Ces revues par les pairs ont été organisées entre février et mars 2012. Les membres d'ENSREG ont créé un « Conseil » constitué de personnalités qualifiées pour superviser cet exercice et ont désigné Philippe Jamet, Commissaire de l'ASN, pour le présider.

La revue par les pairs a été conduite en deux phases : une phase d'analyse transverse par thématique, menée de janvier à février 2012, puis une phase de revue par pays. Dans ce cadre, une équipe de huit auditeurs de différentes nationalités est intervenue en France du 19 au 23 mars 2012. Elle a tenu plusieurs réunions à l'ASN avec des représentants de l'ASN, de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et d'EDF et réalisé une visite de la centrale du Tricastin.

A l'issue des revues par les pairs sur les stress tests effectués dans les pays européens, un rapport a été présenté à l'ENSREG lors de la réunion du 25 avril 2012. Après approbation, il a été transmis à la Commission européenne.

Sur la base de ce document et du travail effectué par le groupe dédié à l'étude de la sécurité des centrales nucléaires européennes, un rapport final de la Commission européenne sera soumis fin juin 2012 au Conseil européen.

- Cadre national pour les ECS :

Le Premier ministre a commandé à l'ASN, par lettre du 23 mars 2011 en application de l'article 8 de la loi sur la transparence et la sécurité nucléaire (dite « loi TSN ») du 13 juin 2006, de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires civiles au regard de l'accident de Fukushima Daiichi.

Cet audit porte sur cinq points : les risques d'inondation, de séisme, de perte des alimentations électriques, de perte du refroidissement ainsi que la gestion opérationnelle des situations accidentelles.

Afin d'assurer la cohérence entre les démarches française et européenne, l'ASN a adopté pour les évaluations complémentaires de sûreté, le cahier des charges établi par l'ENSREG pour les stress tests et a décidé d'étendre les ECS à toutes les installations nucléaires.

Le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) a été consulté sur les orientations de cette démarche. Dans son avis du 3 mai 2011, le HCTISN a émis un avis favorable sur la démarche et le cahier des charges en préconisant que cette évaluation prenne également en compte les facteurs socio-organisationnels et humains, en particulier pour les activités de la sous-traitance dans les installations nucléaires. L'ASN a étendu le cahier des charges des ECS à ces sujets.

Par décisions du 5 mai 2011, le collège de l'ASN a prescrit aux exploitants nucléaires français la réalisation d'une évaluation complémentaire de sûreté pour chacune de leurs installations. Les installations ont été classées en trois catégories :

- la première comprenant les installations nucléaires jugées prioritaires : les centrales nucléaires en activité, les principaux réacteurs de recherche et les principales installations nucléaires du cycle du combustible, soit au total 79 installations, pour lesquels les exploitants devaient remettre leur rapport pour le 15 septembre 2011 ;
- une deuxième comprenant, en particulier, des installations en phase de démantèlement et des installations de recherche pour lesquelles les exploitants doivent rendre leur rapport pour le 15 septembre 2012 ;
- et une troisième liste composée en particulier des installations de stockage des déchets et des autres installations à enjeux moindres pour lesquelles le retour d'expérience tiré de l'analyse de l'accident de Fukushima Daiichi sera intégré lors des prochains réexamens de sûreté, éventuellement anticipés.

La démarche d'évaluation complémentaire de sûreté concerne un grand nombre d'installations (environ 150) et celles-ci sont exploitées par un nombre limité d'exploitants. De ce fait, l'ASN a introduit une étape intermédiaire dans le processus d'évaluation demandant aux exploitants de présenter la méthodologie qu'ils ont retenue. Pour les installations prioritaires, cette étape était fixée au 1er juin 2011.

Le groupe permanent d'experts pour les réacteurs (GPR) et le groupe permanent d'experts pour les laboratoires et usines (GPU) ont pris connaissance, lors de leur réunion du 6 juillet 2011, de l'analyse, par l'IRSN, des démarches retenues par les exploitants pour répondre au cahier des charges de l'ASN. A la suite de cette analyse, l'ASN a pris position, le 19 juillet 2011, en estimant que les démarches retenues étaient globalement satisfaisantes mais que les exploitants devaient prendre en compte certaines demandes particulières de l'ASN.

Pour les installations jugées prioritaires, les rapports sur les ECS ont été remis le 15 septembre 2011 par les quatre exploitants EDF, AREVA, CEA et ILL. Ils ont été publiés sur le site Internet de l'ASN (www.asn.fr).

A la demande de l'ASN, ces rapports ont fait l'objet d'une analyse par l'IRSN. Le rapport de l'IRSN, disponible sur son site (www.irsn.fr), a été présenté aux groupes permanents d'experts (GPR et GPU) au cours des journées des 8 au 10 novembre 2011.

A l'issue de ces présentations, les groupes permanents ont formulé une dizaine de recommandations que l'ASN a intégrées dans son rapport sur les ECS. Ce dernier a été présenté, le 8 décembre 2011, au HCTISN qui a souligné la bonne information du public tout au long du processus d'évaluation complémentaire de sûreté ainsi que la qualité des analyses réalisées par les exploitants, l'IRSN, les groupes permanents d'experts et l'ASN.

Le rapport de l'ASN sur les ECS des installations prioritaires françaises, publié le 3 janvier 2012, comprend trois chapitres :

- Chapitre 1 : Bilan des inspections ciblées (voir ci-dessous) menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima.
- Chapitre 2 : Evaluations complémentaires de sûreté des réacteurs électronucléaires / Tests de résistance européens. Ce chapitre constitue le rapport qui a été transmis à la Commission européenne.
- Chapitre 3 : Evaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires autres que les réacteurs électronucléaires.

Le rapport de l'ASN sur les ECS a été remis au Premier ministre.

Dans son avis n° 2012-AV-0139 du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, l'ASN rappelle que :

- la catastrophe survenue à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi confirme que, malgré les précautions prises pour la conception, la construction et le fonctionnement des installations nucléaires, un accident ne peut jamais être exclu ;
- l'exploitant est le premier responsable de la sûreté de ses installations, l'ASN assurant, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire, avec l'appui technique de l'IRSN et de ses Groupes permanents d'experts. Conformément à la loi, l'ASN veille à l'amélioration continue de la sûreté des installations nucléaires civiles françaises, notamment par le processus des réexamens périodiques et la prise en compte du retour d'expérience.

A l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

L'ASN impose donc aux exploitants un ensemble de mesures devant permettre de doter les installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et surpassant les phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations,
- à des situations d'accidents graves consécutives à la perte prolongée des sources électriques ou du refroidissement et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

Parmi ces dispositions nouvelles, l'ASN souligne particulièrement l'importance des mesures suivantes :

- **la mise en place, pour toutes les installations, d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes, avec l'objectif de prévenir un accident grave, de limiter les rejets radioactifs massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maîtrisé et de permettre à l'exploitant d'assurer, même dans des situations extrêmes, les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise. Il s'agira par exemple de mettre en place un centre de gestion de crise et un groupe électrogène diesel « bunkerisés », ainsi qu'une alimentation en eau d'ultime secours. Les matériels qui feront partie de ce noyau dur devront être conçus pour résister à des événements majeurs (séisme, inondation…), d'ampleur très supérieure à ceux qui sont pris en compte pour déterminer le niveau de résistance des installations, même s'ils ne sont pas considérés comme plausibles.** Les exploitants devront proposer à l'ASN, avant le 30 juin 2012, le contenu et les spécifications du « noyau dur» de chaque installation ;

- pour les centrales électronucléaires, la mise en place progressive, à partir de 2012, de la « Force d'action rapide nucléaire (FARN) » proposée par EDF, dispositif national d'intervention rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures. Le dispositif sera complètement opérationnel fin 2014 ;

- pour les piscines d'entreposage de combustible des différentes installations, la mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de dénoyage du combustible ;

- pour les centrales électronucléaires et les silos de l'installation d'AREVA à La Hague, des études de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à protéger les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave.

Ces nouvelles exigences correspondent à des travaux considérables et à des investissements massifs, qui commencent dès 2012 et s'étaleront sur plusieurs années.

Au-delà de ces mesures, l'ASN considère qu'il convient de porter une attention particulière aux facteurs sociaux, organisationnels et humains. A l'issue des expertises menées sur ces évaluations, l'ASN retient plusieurs priorités dans ce domaine :

- le renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants, qui est un point fondamental, alors que s'engagent simultanément une relève importante des générations et des travaux considérables à la suite des ECS ;
- l'organisation du recours à la sous-traitance, qui est un sujet majeur et difficile ;
- la recherche sur ces thèmes, pour laquelle des programmes doivent être engagés, au niveau national ou européen.

L'ASN mettra en place un groupe de travail pluraliste sur ces sujets.

L'ASN a mis en ligne sur son site www.asn.fr toutes les informations relatives aux évaluations complémentaires de sûreté, regroupées sous la rubrique intitulée « Les évaluations complémentaires de sûreté » qui est tenue à jour régulièrement, en particulier lors des étapes clés prévues pour assurer le suivi des travaux induits par cette démarche.

- Inspections ciblées sur les installations nucléaires françaises

En complément des évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a effectué une campagne d'inspections ciblées sur des thèmes en lien avec l'accident de Fukushima Daiichi. Ces inspections, menées au cours de l'été 2011 sur l'ensemble des installations nucléaires jugées prioritaires pour les évaluations complémentaires de sûreté, ont visé à contrôler sur le terrain la conformité des matériels et de l'organisation de l'exploitant au regard du référentiel de sûreté existant.

Les thèmes abordés lors de ces inspections ont été les suivants :

- la protection contre les agressions externes, en particulier la résistance au séisme et la protection contre les inondations,
- la perte des alimentations électriques,
- la perte des sources de refroidissement,
- la gestion opérationnelle des situations d'urgence radiologique.

Réalisées chacune par une équipe comportant plusieurs inspecteurs accompagnés d'experts de l'IRSN, elles se sont déroulées, pour un site donné, sous la forme d'inspections renforcées de plusieurs jours (continus ou non) permettant de couvrir l'ensemble des thèmes évoqués ci-dessus. Elles se sont appuyées sur un référentiel commun aux centrales nucléaires d'une part, et aux autres installations nucléaires d'autre part et ont privilégié les visites de terrain aux contrôles documentaires.

Trente huit inspections complémentaires ont ainsi été réalisées, dont dix-neuf sur des centrales nucléaires. Elles ont représenté au total 110 jours d'inspection. Le bilan global de ces inspections a été intégré dans le rapport final de l'ASN du 3 janvier 2012.

Par ailleurs, les résultats de ces inspections ont été intégrés dans les chapitres 1, 2 et 3 du présent rapport en tant qu'actions réalisées par l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi.

- Une démarche transparente

L'ASN a attaché la plus haute importance à ce que la démarche soit effectuée de manière ouverte et transparente.

Des représentants du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), des commissions locales d'information (CLI) et de plusieurs autorités de sûreté étrangères ont été invités, en tant qu'observateurs, à assister aux réunions des groupes permanents d'experts et à participer aux inspections ciblées conduites par l'ASN ; ces diverses parties prenantes ont également été destinataires des rapports transmis par les exploitants.

A chaque étape du processus, qu'il soit européen ou français, l'ASN a mis en ligne, sur son site Internet (www.asn.fr), les différents documents produits :

- les décisions du collège de l'ASN,
- le cahier des charges des ECS dans les cadres européen et français,
- la liste des installations nucléaires concernées, dont les installations prioritaires,
- les rapports des stress tests effectués par les exploitants,
- les avis des groupes permanents d'experts,
- les lettres de suite des inspections réalisées par l'ASN,
- ce rapport remis à la Commission européenne et au Premier ministre.

Enfin, l'ASN a publié plusieurs notes d'information et a organisé quatre conférences de presse les 9 mai, 14 septembre, 17 novembre 2011 et le 3 janvier 2012.

- Programme d'actions en perspective

Au-delà des premières actions engagées en 2011, il conviendra d'approfondir le retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Comme pour les accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, le retour d'expérience approfondi de l'accident de Fukushima pourra prendre une dizaine d'années.

Cependant, d'ores et déjà l'ASN a identifié un certain nombre d'actions à mener :

- dans son avis consécutif aux évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN considère que la poursuite de l'exploitation des installations nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais leur robustesse face à des situations extrêmes. L'ASN a pris donc, au premier semestre 2012, un ensemble de décisions imposant formellement aux exploitants les dispositions prévues. A la lumière du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, elle renforcera les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels (séisme et inondation), à la prévention des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants et au traitement des non conformités. Les décisions correspondantes de l'ASN seront publiées sur le site Internet www.asn.fr ;
- l'ASN a participé aux revues croisées (« peer review ») menées à l'échelle européenne, dont les conclusions ont été examinées par l'ENSREG en avril 2012 et seront présentées au Conseil européen fin juin 2012, et veillera à tirer les conséquences de leurs résultats ;
- par ailleurs, l'ASN considère que des études complémentaires doivent être entreprises pour compléter certains aspects, en particulier les premières analyses conduites par les exploitants. Elle en fera la demande aux exploitants dans des lettres qui seront également publiées sur son site Internet ;
- l'ASN attachera une vigilance particulière au suivi de la mise en œuvre de l'ensemble des prescriptions qu'elle aura édictées, ainsi qu'au renforcement des référentiels de sûreté en particulier sur les aspects séisme, inondation et risques liés aux autres activités industrielles. A partir de l'été 2012, elle présentera périodiquement l'avancement de l'ensemble de ces actions ;
- l'ASN poursuivra la conduite du processus d'évaluation complémentaire de sûreté des installations nucléaires moins prioritaires dont les rapports devront être remis par les exploitants avant le 15 septembre 2012 ;

- l'ASN considère que ces premières évaluations complémentaires de sûreté ont permis de conforter l'intérêt de cette démarche innovante et complémentaire de la démarche de sûreté actuelle. Elle envisage de pérenniser cette évaluation complémentaire des marges de sûreté en l'imposant lors des réexamens de sûreté décennaux à venir ;
- enfin, l'ASN continuera de participer activement à l'ensemble des analyses qui seront menées dans le monde pour mieux comprendre l'accident de Fukushima et en tirer le retour d'expérience.

Tableau de synthèse – Installations prioritaires, dont les centrales électronucléaires

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Statut (Réalisée, En cours, Envisagée)	Dates de réalisation ou calendrier pour les activités non réalisées	Résultat (Obtenu, Non obtenu)	Statut (Réalisée, En cours, Envisagée)	Dates de réalisation ou calendrier pour les activités non réalisées	Conclusions disponibles (Oui, Non)
Synthèse						
Rédaction d'un cahier des charges pour encadrer la réalisation des évaluations complémentaires de sûreté				Réalisée	05 mai 2011	Oui
Réalisation des stress tests	Réalisée	15 septembre 2011	Remise du rapport à l'ASN			Emission du rapport
Remise du rapport d'analyse par l'ASN				Réalisée	31 décembre 2011	Oui
Inspections ciblées post-Fukushima				Réalisée	Juin – Octobre 2011 (110 inspections	Lettres de suite d'inspection sur le site www.asn.fr
Prescriptions de l'ASN - Rédaction prescriptions - Planification de la mise en œuvre des prescriptions - Remise dossier technique « noyau dur » - Décision « noyau dur »		 Juin 2012 Juin 2012		En cours	Avril 2012 Fin 2012 – début 2013	Non

1 Evénements externes

1.1 Séisme

L'aléa sismique est un événement susceptible de générer des défaillances pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site, en particulier les systèmes importants pour la sûreté. Un séisme peut avoir des effets simultanés sur plusieurs parties d'une installation nucléaire et sur son environnement. Il peut provoquer un événement initiateur d'un accident tout en mettant hors service des systèmes de sauvegarde prévus pour parer à cet événement initiateur. Il pourrait avoir des effets plus globaux sur l'installation et sur l'environnement, tels qu'un départ d'incendie ou la perte de l'alimentation électrique de l'installation.

L'éventualité d'un séisme a été prévue lors de la conception des installations et est périodiquement réexaminée lors des réexamens de sûreté. Le principe retenu pour la conception est que la centrale doit être dimensionnée pour être ramenée et maintenue dans des conditions d'arrêt sûr, après un séisme correspondant à un niveau d'agression au moins équivalent à celui du séisme majoré de sécurité (SMS). Cet objectif est porté par des matériels, des systèmes et des structures à qui sont attribués des exigences de comportement (intégrité, capacité fonctionnelle, opérabilité). En outre, il est nécessaire de prendre en compte l'éventualité d'une défaillance d'éléments n'ayant pas un rôle de sûreté mais pouvant en cas de séisme agresser des systèmes participant à la sûreté du point de vue du risque sismique.

1.1.1 Dimensionnement des installations

En complément du dimensionnement initial de l'installation au séisme, l'ASN a prescrit, dans le cadre des deuxièmes et troisièmes visites décennales des réacteurs, des demandes spécifiques pour la prise en compte de l'évolution des référentiels et des connaissances scientifiques dans le domaine de l'aléa et de la justification parasismique.

Il est important de noter que la mise à jour des séismes majorés de sécurité de site ne constitue que l'un des volets des réexamens de sûreté pour le domaine sismique. En effet, le développement des méthodes et des moyens de calcul utilisés par le génie parasismique a permis d'affiner l'évaluation de la tenue sismique des bâtiments et des équipements. Ainsi, des renforcements peuvent être décidés, non seulement sur la base d'une réévaluation de l'aléa, qui est une donnée d'entrée pour le calcul des structures et des équipements, mais aussi, sur la base de l'évolution du génie parasismique.

En complément, le retour d'expérience (REX) sismique (nucléaire et non nucléaire) et les études de robustesse des dispositions constructives constituent aussi des sources d'évaluation de la conformité sismique. En particulier le REX du séisme du 16 juillet 2007, qui a conduit à l'arrêt prolongé de la centrale de Kashiwasaki-Kariwa, a été étudié en détail et se traduit par des mesures d'amélioration des installations, en particulier la robustesse des bâtiments de gestion de crise.

1.1.1.1 Niveau de séisme pour lequel les installations sont dimensionnées

L'approche pour définir les sollicitations sismiques à prendre en compte pour la conception des installations est déterministe :

- on postule que tout séisme connu dans la région du site (compte tenu des observations historiques sur une période de l'ordre de 1000 ans) est susceptible de se reproduire avec les mêmes caractéristiques à la position la plus défavorable vis-à-vis de l'installation tout en restant compatible avec les données géologiques et sismiques ;
- on en déduit l'intensité du « séisme maximum historiquement vraisemblable » (SMHV) ;

- dans le cadre d'une démarche de sûreté et pour tenir compte des incertitudes sur les données et les connaissances, un degré d'intensité est arbitrairement ajouté au SMHV pour définir le « séisme majoré de sécurité » (SMS) ;
- l'installation est alors conçue pour résister à un niveau d'agression au moins équivalent à celui du SMS ; l'arrêt sûr du réacteur, le refroidissement du combustible et le confinement des produits radioactifs doivent être assurés pour de tels séismes :
- cette approche tient également en compte des effets de sols et des paléoséismes[1].

Par ailleurs, une règle fondamentale de sûreté (voir § 1.1.1.2) définit des méthodes acceptables pour déterminer l'ensemble des mouvements auxquels sont soumis les structures et ouvrages de génie civil « classés sismiques », à partir des mouvements sismiques pris en compte, ainsi que les niveaux de sollicitations qui leur correspondent, afin de permettre le dimensionnement et la vérification :

- de la résistance au génie civil de ces ouvrages soumis aux sollicitations résultant des séismes et d'autres actions combinées avec les séismes ;
- du bon comportement des matériels de l'installation.

Caractéristiques du séisme de dimensionnement

L'ASN exige que les installations nucléaires de base soient conçues pour résister à un séisme supérieur au séisme maximal s'étant produit au cours du dernier millénaire dans la zone où elles sont implantées.

A cet effet les exploitants sont tenus de définir un aléa sismique pour la conception. La règle pour déterminer l'aléa sismique est définie dans une Règle Fondamentale de Sûreté (RFS). Les RFS définies par l'ASN ont notamment pour objet d'expliciter les objectifs réglementaires et de décrire, le cas échéant, les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Elles sont révisées périodiquement pour prendre en compte l'évolution des connaissances. La première RFS sur le sujet date de 1981, il s'agit de la RFS I.2.c[2]. Elle a été révisée en 2001, il s'agit de la RFS 2001-01[3]. Ces RFS sont aussi utilisées pour vérifier le dimensionnement des installations en fonctionnement dans le cadre des réexamens de sûreté, et définir le cas échéant des renforcements.

Ces règles fixent deux niveaux de séisme, le Séisme Maximum Historiquement vraisemblable (SMHV) et le Séisme Majoré de Sécurité (SMS), qui est le séisme utilisé pour vérifier que le séisme finalement retenu par l'exploitant pour le dimensionnement de son installation (séisme de dimensionnement ou SDD) est conforme à l'exigence.

Compte tenu de la standardisation du parc de réacteurs nucléaires exploités en France, EDF a introduit la notion de séisme de dimensionnement : il s'agit d'un spectre enveloppe des différents spectres SMS associés aux différents sites d'un même palier.

EDF a utilisé une démarche d'implantation de réacteurs nucléaires par paliers techniques, et a standardisé, pour l'îlot nucléaire, des groupes de réacteurs constituant des séries, ce qui lui a permis de mutualiser ses études. Les autres ouvrages, dits « ouvrages de site » ont fait l'objet d'un dimensionnement spécifique à chaque site.

L'îlot nucléaire est composé :

- du bâtiment réacteur (BR), contenant le réacteur et l'ensemble des circuits d'eau primaire sous pression et l'enceinte de confinement ;
- d'un bâtiment combustible (BK), abritant les installations de stockage et de manutention du combustible neuf et irradié ;
- un bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et des locaux électriques (BAS/BL) ;
- un bâtiment des autres auxiliaires nucléaires (BAN) ;
- un bâtiment d'exploitation (BW).

[1] Paléoséisme : séisme ayant laissé des traces de déformations dans les couches géologiques superficielles

[2] RFS I.2.c du 1er octobre 1981 relative à la détermination des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations

[3] RFS 2001-01 du 31 mai 2001 relative à la détermination du risque sismique pour la sûreté des installations nucléaires de base de surface.

Les ouvrages de site comportent les autres bâtiments et installations nécessaires au fonctionnement de la centrale, dont la source froide et le canal d'amenée.

D'une manière générale, les spectres de dimensionnement retenus ont été déterminés comme suit :

- CP0 et CPY : à la conception du palier CP0 et CPY, la forme spectrale utilisée était celle dite du « spectre EDF », défini comme la moyenne lissée de 8 accélérogrammes enregistrés lors de 5 séismes d'origine californienne. Les accélérations sont normées en fonction de la sismicité locale.
- P4 et P'4 : le SDD de Paluel, premier site P4, a évolué au cours de la construction. Au début de la construction, la forme spectrale utilisée jusque-là pour les tranches était celle dite du « spectre EDF ». En cours de construction, il a été retenu une nouvelle forme spectrale, reprise de celle établie par la *Nuclear Regulatory Commission* (Autorité de Sûreté des U.S.A) dans le *Regulatory Guide* 1.60 et qui a été retenue également en France comme référence pour le dimensionnement du palier 1.300 MWe. Ceci a conduit EDF à utiliser, pour les bâtiments, successivement :
    - le spectre EDF normé à 0,2 g.
    - dans une période transitoire, le spectre NRC normé à 0,2 g.
    - le spectre NRC normé à 0,15 g.

  Pour les réacteurs suivants, P4 et P'4, EDF a retenu comme SDD standard, applicable pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire, le spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle, compatible avec les sites d'implantation des réacteurs de ce palier.
- N4 : le spectre SDD standard, applicable pour le dimensionnement des ouvrages et installations sur le palier N4, est le spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle. Il est normé à une accélération à période nulle de 0,15 g dans les directions horizontales et 0,133 g dans la direction verticale (ce qui diffère de la règle habituelle qui fait correspondre au spectre vertical 2/3 du spectre horizontal et correspond à 2/3 d'une accélération normée à 0,2 g, il s'agit d'une convention de conception pour ce palier).
- EPR : le SDD est le spectre européen EUR normé à 0,25 g à période nulle.

Le tableau ci-dessous résume les différents spectres de dimensionnement de l'îlot nucléaire et des ouvrages de site :

Site	Palier	SDD îlot nucléaire	SDD ouvrage de site
Bugey	CP0	EDF normé à 0,1 g à période nulle	EDF normé à 0,1 g à période nulle
Fessenheim	CP0	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle, hors BL
Blayais	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Chinon	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Cruas	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle, complété par un spectre dit « hautes fréquences » normé à une accélération de 0, 3g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle, complété par un spectre dit « hautes fréquences » normé à une accélération de 0,3 g à période nulle
Dampierre	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,1 g à période nulle
Gravelines	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Saint Laurent	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Tricastin	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle, vérifié à un spectre de site à plus haute fréquence, normé à 0,3 g
Flamanville 1-2	P4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période

			nulle
Paluel	P4	EDF normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,15 g.	EDF normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,15 g.
Saint Alban	P4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,1 g, puis vérifié à NRC normé à 0.132 g
Belleville	P'4	pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire : spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle et pour les fondations et le ferraillage de l'îlot nucléaire du fait de la faible sismicité du site : NRC normé à 0,1 g à période nulle.	NRC normé à 0,1 g à période nulle.
Cattenom	P'4	NRC normé à 0.15g à période nulle	NRC normé à 0.15g à période nulle
Golfech	P'4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Nogent	P'4	pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire : spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle et pour les fondations et le ferraillage de l'îlot nucléaire du fait de la faible sismicité du site : NRC normé à 0,1g à période nulle.	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Penly	P'4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Chooz	N4	NRC normé à 0,15 g à période nulle, (normé à 0,15 g dans le sens horizontal et 0,133 g dans le sens vertical) et spectre décalé par réduction des fréquences dans un rapport de 2/3 et normé à 0,12g à période nulle.	NRC, décalé et normé à 0,12 g à période nulle
Civaux	N4	NRC normé à 0,15 g à période nulle, (normé à 0,15 g dans le sens horizontal et 0,133 g dans le sens vertical) et spectre décalé par réduction des fréquences dans un rapport de 2/3 et normé à 0,12 g à période nulle.	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Flamanville 3	EPR	EUR normé à 0,25 g à période nulle	EUR normé à 0,2 g à période nulle

Méthodologie utilisée pour évaluer le séisme de dimensionnement

La vérification de la conformité réglementaire des installations nucléaires de base est réalisée périodiquement, dans le cadre des réexamens de sûreté décennaux. Ces réexamens sont l'occasion de réaliser un examen de conformité approfondi, de réévaluer les niveaux de SMS au regard des données les plus récentes et de l'évolution des connaissances, de réexaminer le périmètre des matériels dont la tenue au séisme est requise, de prendre en compte les évolutions dans le domaine du génie parasismique et de procéder aux améliorations correspondantes nécessaires sur les installations.

Les niveaux d'aléa (l'aléa se présente sous la forme d'une accélération, exprimée en m/s^2) correspondant au SMS sont établis sur la base d'une règle fondamentale de sûreté qui a elle-même évolué pour prendre en compte les évolutions de connaissances.

Le référentiel de conformité réglementaire : les RFS I.2.c et 2001-01 :

Une approche déterministe est utilisée pour la définition de l'aléa sismique à prendre en compte pour la conception des installations.

La démarche générale de caractérisation de l'aléa sismique suit une démarche en 3 étapes :

- la caractérisation géologique et sismique de la région pour identifier des zones ayant des caractéristiques homogènes ;
- la définition d'un ou de plusieurs séismes de référence ;
- le calcul du mouvement sismique au droit de chaque site.

La démarche consiste à rechercher pour chaque site un séisme enveloppe aux séismes historiquement connus, dans des positions d'épicentre qui soient les plus pénalisantes (en termes d'intensité MSK, représentative des effets de surface), tout en restant compatible avec les données géologiques ou sismiques.

L'ensemble du territoire français fait l'objet d'un zonage sismotectonique.

Les informations sur les séismes passés résultent de l'interprétation d'archives historiques relatant les dégâts provoqués, caractérisant 1 000 ans de sismicité (la base de données SisFrance rassemble environ 10 000 documents décrivant plus de 6 000 évènements, et 100 000 points d'observation), et d'un catalogue de mesures instrumentales réalisé depuis les années 1960 (base de données CEA/LDG).

Définition du SMHV

Les Séismes Maximaux Historiquement Vraisemblables sont le ou les séismes qui, pour le site considéré, produisent les intensités les plus fortes, en retenant que :

- les séismes historiques du domaine tectonique auquel appartient le site sont considérés comme pouvant se produire sous le site ;
- les séismes historiques appartenant à un domaine tectonique voisin sont considérés comme pouvant se produire au point de ce domaine le plus proche du site.

L'intensité d'un séisme n'est pas une donnée directement utilisable pour la conception d'une installation.

Les séismes sont décrits par leur spectre de réponse (repéré par la valeur d'accélération à période nulle, exprimée en « g »). Pour cela, il est nécessaire de déterminer la magnitude et la profondeur focale des évènements historiques.

Pour chacun des SMHV, on définit un Séisme Majoré de Sécurité (SMS), qui est déduit par une relation simple en termes d'intensité MSK[4] sur le site :

Définition du SMS

L'intensité du SMS selon l'échelle MSK est définie conventionnellement par :
$I_{SMS} = I_{SMHV} + 1$

L'échelle MSK a été construite de telle sorte qu'une augmentation d'un degré correspond globalement à un doublement du paramètre de mouvement.

Le spectre de réponse du SMS est obtenu en retenant conventionnellement comme magnitude celle du SMHV majorée de 0,5 sur l'échelle de Richter.

[4] Échelle de Medvedev-Sponheuer-Karnik (aussi appelée échelle MSK) est une échelle de mesure de l'intensité d'un tremblement de terre

Évolution de la RFS I.2.c (1981) vers la RFS 2001-01 (2001)

La première RFS pour déterminer des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations date de 1981, il s'agit de la RFS I.2.c[5]. Elle a été révisée en 2001, il s'intitule désormais RFS 2001-01[6]. La révision de la RFS a conservé la démarche générale et a complété le texte précédent par la prise en compte de l'évolution des connaissances scientifiques et du retour d'expérience sismique des 20 années précédentes.

Les principales évolutions de la RFS portent sur :

- *la règle de constitutions de zones sismotectoniques dans des configurations de failles complexes (famille de failles) ;*
- *l'utilisation des corrélations (liant la magnitude à l'intensité et à la distance focale) disponibles les mieux adaptées au contexte français et établies à partir d'un ensemble de données macrosismiques homogènes ;*
- *la notion de spectre forfaitaire : le spectre forfaitaire caractérisant les séismes proches a été abandonné, au profit d'un spectre de séisme de site calé à 0,1 g à fréquence infinie. La révision de la RFS impose de vérifier que le SMS est supérieur à un niveau minimal. Ce niveau minimal correspond à l'enveloppe d'un séisme modéré, proche de l'installation (M=4 à 10 km) et d'un évènement important (M=6,6 à 40 km). Ce niveau minimal est défini pour les deux conditions de site, rocher et sédiments. Cette approche est conforme aux recommandations de l'AIEA (Seismic Hazard Evaluation for Nuclear Power Plants, Safety Standards series n° NS-G3-3). La prise en compte de ce niveau minimal constitue une marge de sûreté et permet de s'affranchir d'un manque de connaissance dans les régions de faible sismicité ;*
- *la prise en compte du REX sismique et de l'évolution des méthodes de calcul : le retour d'expérience des séismes des années 1980 a montré la forte influence des couches géologiques de surface, notamment dans les zones alluvionnaires. Ces effets appelés « effets de sites » agissent sur l'amplitude du mouvement sismique, sa durée et son contenu fréquentiel. La détermination du spectre de réponse a été complétée dans la RFS par des indicateurs complémentaires tels que la durée de phase forte, l'intensité d'Arias, la vitesse maximale du sol… utiles aux concepteurs de structures. . La prise en compte des effets de site s'effectue par l'utilisation de lois d'atténuation de l'accélération spectrale incluant la géométrie complexe des zones sédimentaires, les caractéristiques géologiques des 30 mètres superficiels au niveau des sites (déterminées grâce à l'utilisation des données instrumentales locales), qui ont été mises à jour par rapport à la RFS précédente ;*
- *la prise en compte de l'évolution des connaissances dans le domaine de la géologie : au début des années 1990, des indices de paléoséismes d'une magnitude supérieure à certains événements de la base SIS France ont été découverts. Ces séismes ont laissé des traces géologiques en rompant les couches géologiques ou en modifiant les paysages.*

Spectre de dimensionnement des sites (SDD) :

Pour le dimensionnement de chaque palier, EDF a utilisé un spectre de dimensionnement enveloppant globalement le spectre du SMS de chaque site, avec les connaissances de l'époque.

Des dispositions particulières ont été prises pour les sites présentant des caractéristiques sismiques qui sortent de l'enveloppe du palier standardisé (du fait de spécificités de locales, notamment géologiques).

[5] RFS 1.2.c du 1er octobre 1981 relative à la détermination des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations

[6] RFS 2001-01 du 31 mai 2001 relative à la détermination du risque sismique pour la sûreté des installations nucléaires de base de surface.

Conclusion sur l'adéquation du séisme de dimensionnement

A l'issue d'un réexamen de sûreté, les modifications décidées sur un palier sont mises en œuvres sur chaque réacteur, globalement au moment où le réacteur entre en visite décennale. Le déploiement des modifications sur l'ensemble du palier se déroule donc pour ce palier sur une durée homogène avec son délai de construction initiale pour les réacteurs qui le composent.

Au 30 juin 2011, le référentiel de conformité sismique applicable sur les différents réacteurs était le suivant :

Réacteur	Palier	Version de modifications installée sur le réacteur	Référentiel sismique applicable	Conformité du SDD au séisme retenu par EDF en application de la RFS pour la version de modifications applicable au 30 juin 2011
Bugey 2-4	CP0	VD3	RFS 2001-01	Le nouveau SMS a été réévalué à 0,145 g, ce qui a nécessité la mise en place de renforcement pour restaurer des marges sismiques. Les travaux sont soldés sur ces deux tranches.
Bugey 3-5	CP0	VD2	RFS I-2-c	Le séisme retenu est couvert par le SDD. Toutefois le référentiel VD3 a montré la nécessité de renforcements sismiques. Les travaux sont soldés sur Bugey 5 et seront achevé en 2013 sur Bugey 3.
Fessenheim 1	CP0	VD3	RFS 2001-01	Le séisme à prendre en compte reste couvert par le séisme de dimensionnement.*
Fessenheim 2	CP0	VD2	RFS I-2-c	Les séismes lointains restaient couverts par le SDD « EDF 0,2 g ». Les séismes proches présentaient un dépassement à haute fréquence du niveau de dimensionnement, jugé sans impact sur la sûreté de l'installation. Il n'a pas conduit à la mise en place de modifications dans le cadre de la VD2 (les hautes fréquences n'interceptent pas les fréquences propres de bâtiments). Au titre de la préparation de la VD3, le séisme à prendre en compte reste couvert par le séisme de dimensionnement (pour la RFS 2001-01).*
Blayais	CPY	VD2	RFS I-2-c	La RFS 2001-01 a été utilisée dans le cadre de la préparation de la VD3 et montre que le séisme minimal forfaitaire et le SMS de site sont couverts par le SDD.
Chinon	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le séisme défini au titre de la RFS I-2-c était enveloppé par le SDD. En préparation des VD3, le séisme issu de la RFS 2001-01 présente un dépassement au dessus de 7 Hz. Une étude a été réalisée pour en démontrer l'absence d'impact sur les ouvrages de site, les bâtiments et matériels de l'îlot nucléaire. Une étude est en cours sur les structures internes du BR.

Cruas **	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le séisme issu de l'application de la RFS I-2-c est couvert par le SDD. Le séisme issu de l'application de la RFS 2001-01 montre un dépassement au-delà de 8 Hz. Les analyses réalisées dans le cadre de la préparation de la VD3 montrent l'absence d'impact sur l'ensemble des bâtiments et matériels.
Dampierre	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le SDD est enveloppe du séisme retenu au titre de la RFS I-2-c. En préparation des VD3, le SDD a été comparé aux séismes issus de la RFS 2001-01. Pour l'îlot nucléaire des dépassements au-delà de 10 Hz sont jugés sans impact. Pour les ouvrages de site les dépassements au-delà de 2 Hz ont fait l'objet de vérifications. Ils n'ont pas d'impact sur les bâtiments et ouvrages de site. Ces dépassements sont liés à l'adoption dans la nouvelle règle du séisme minimal forfaitaire compte tenu de la faible sismicité locale.
Gravelines	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le séisme issu de la RFS I.2.c a été justifié au moment de la VD2. Au titre de la préparation de la VD3, le séisme issu de la RFS 2001-01 a été vérifié. Le nouveau séisme de référence présente un dépassement pour l'îlot nucléaire au-delà de 5 Hz, jugé sans impact. La mise en place de renforcements et de modifications mineures sur les ouvrages de site et leurs matériels est achevée sur Gravelines 1 et sera réalisés lors des arrêts décennaux pour les autres réacteurs (fin des travaux en 2017).
Saint-Laurent	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le SDD de l'îlot nucléaire est enveloppe du séisme issu des RFS I.2.c et 2001-01. Le séisme des ouvrages de site est couvert par le séisme issu de la RFS I-2-c et présente de légers dépassements au-delà de 7 Hz, pour le séisme issu de la RFS 2001-01. L'absence d'impact sur les ouvrages de site et leurs matériels a été vérifiée.
Tricastin 1-2	CPY	VD3	RFS 2001-01	Pour le dimensionnement de Tricastin, deux séismes de référence ont été utilisés : un spectre EDF normé à 0,2 g et un spectre plus riche en hautes fréquences normé à 0,3 g pour prendre en compte les spécificités de site. Ces séismes enveloppent les séismes issus de l'application de la RFS I-2-c et 2001-01.
Tricastin 3-4	CPY	VD2	RFS I-2-c	Pour le dimensionnement de Tricastin, deux séismes de référence ont été utilisés : un spectre EDF normé à 0,2 g et un spectre plus riche en hautes fréquences normé à 0,3 g pour prendre en compte les spécificités de site. Ces séismes enveloppent les séismes issus de l'application de la RFS I-2-c et 2001-01.
Chooz	N4	VD1	RFS 2001-01	Le séisme issu de la RFS 2001-01 est couvert par le SDD.
Flamanville 1-2	P4	VD2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.

Paluel	P4	VD2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe du séisme issu de l'application de la RFS 2001-01 jusqu'à 25 Hz. Le faible dépassement au-delà de 25 Hz est sans impact.
Saint-Alban	P4	VD2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.
Belleville	P'4	VD2	RFS 2001-01	Pour le dimensionnement standard, le SDD est enveloppe du séisme issu de la RFS 2001-01. Pour le ferraillage du génie civil de l'îlot nucléaire et des ouvrages de site, le spectre NRC 0,1 g présente de légers dépassements au-delà de 4,5 Hz. Des études ont confirmé que ces dépassements sont couverts par les marges de conception des ouvrages.
Cattenom 1-2-3	P'4	VD2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.
Cattenom 4	P'4	VD1	RFS I-2-c	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.
Golfech	P'4	VD1	RFS I-2-c	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.
Nogent	P'4	VD2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.
Penly	P'4	VD1	RFS I-2-c	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-c et 2001-01.
Civaux	N4	Avant VD1	RFS I-2-c	Civaux a été dimensionné initialement avec pour référentiel la RFS I-2-c. Au titre de la préparation de la VD1, l'installation a fait l'objet d'une vérification au séisme issu de la RFS 2001-01. Des dépassements du SDD au-delà de 5,5 Hz ont été mis en évidence. L'exploitant a réalisé des études pour montrer l'absence d'impact significatif pour les bâtiments et les matériels de l'îlot nucléaire et ouvrage de site, hors matériels du BAS/BL. Des études complémentaires sont en cours, dans le cadre de la préparation de la VD pour vérifier la qualification sismique des matériels du BAS/BL.

*Pour Fessenheim, le besoin de renforcement sismique n'est pas lié à une réévaluation de l'aléa mais à la mise en œuvre de nouvelles méthodes de calculs parasismiques réalisées dans le cadre des réexamens (voir § 1.1.1.2).
** Le CNPE de Cruas présente la particularité d'être fondé sur un radier reposant sur des appuis parasismiques, ce qui réduit fortement les chargements sismiques appliqués aux structures et matériels de l'îlot nucléaire en abaissant la fréquence de l'îlot entre 1 et 1,5 Hz.

On note que les principaux dépassements des séismes de dimensionnement sont dus, en application de la RFS 2001-01, à :

- l'utilisation d'un séisme minimal forfaitaire défini conventionnellement pour les zones à très faible sismicité (Dampierre, Belleville, Saint-Laurent) ;
- une réévaluation dans les hautes fréquences des séismes réglementaires, fréquences qui en général ont peu d'impact sur le dimensionnent des bâtiments et des ouvrages car se situant au-delà de leur fréquence d'intérêt.

L'ASN considère qu'il s'agit de dépassements pour lesquels la mise en œuvre de modifications et de renforcements permet de restaurer les marges (l'objectif d'une réévaluation étant notamment de définir les modifications à mettre en œuvre pour se conformer à des exigences réévaluées). En complément, lorsque le référentiel applicable n'est pas encore la RFS 2001-01, EDF a d'ores et déjà conduit les études en préparation des prochaines visites décennales sur la base de ce référentiel, afin de définir et de mettre en place les renforcements et modifications nécessaires.

Les marges entre le séisme de dimensionnement de l'îlot nucléaire et les ouvrages de site ne sont pas identiques, dans la mesure où les ouvrages de site ont été dimensionnés sur la base de séismes normés sur les caractéristiques sismiques locales.

La résistance des ouvrages de génie civil participant à la prévention de la perte de source froide ou d'alimentations électriques (notamment locaux électriques et locaux diesels) devra être analysée par EDF dans le cadre de l'étude que l'ASN lui a demandé sur la prise en compte des situations H1[7] ou H3 de site durables (voir § 2).

Il est important de noter que la mise à jour des SMS de site ne constitue que l'un des volets des réexamens de sûreté pour le domaine sismique. En effet, le développement des méthodes et des moyens de calcul utilisés par le génie parasismique a permis d'affiner l'évaluation de la tenue sismique des bâtiments et des équipements. Ainsi, des renforcements peuvent être décidés, non seulement sur la base d'une réévaluation de l'aléa, qui est une donnée d'entrée pour le calcul des structures et des équipements, mais aussi, sur la base de l'évolution du génie parasismique.

Le REX sismique (nucléaire et non nucléaire) et les études de robustesse des dispositions constructives constituent aussi des sources d'évaluation de la conformité sismique.

En complément du dimensionnement initial de l'installation au séisme, l'ASN a prescrit, dans le cadre des deuxièmes et troisièmes visites décennales des réacteurs, des demandes spécifiques pour la prise en compte de l'évolution des référentiels et des connaissances scientifiques dans le domaine de l'aléa et de la justification parasismique.

L'ASN considère que les démarches de réévaluation sismique menées depuis la conception des tranches, sur la base des aléas réévalués et des évolutions des méthodes de justification parasismique ont été réalisées selon un processus satisfaisant et ont conduit à une amélioration
L'ASN note la conformité des réacteurs à ce référentiel, sous réserve de la mise en place des renforcements et des modifications identifiés dont la réalisation est prévue dans le cadre des visites décennales.

1.1.1.2 Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du séisme pour lequel elles sont dimensionnées

Identification des systèmes, structures et composants (SSC) dont la disponibilité est requise après un séisme

La centrale doit être dimensionnée pour être ramenée et maintenue dans des conditions d'arrêt sûr, après un séisme correspondant au SMS.

L'exploitant doit démontrer qu'il remplit les trois objectifs de sûreté :
- maitrise de la réactivité (dont la fonction d'arrêt sûr) ;
- évacuation de la puissance résiduelle ;
- confinement des matières radioactives.

Ces objectifs sont portés par des matériels, des systèmes et des structures à qui sont attribuées des exigences de comportement (intégrité, capacité fonctionnelle, opérabilité) :

[7] Voir § 2, situation dite « H1 » correspond à la perte totale de la source froide ; la situation dite « H3 » correspond à la perte totale des alimentations électriques.

- l'intégrité : s'applique aux enveloppes des capacités sous pression ayant un rôle de sûreté ; elle vise à maintenir la capacité de confinement ;
- la capacité fonctionnelle : vise à maintenir la fonction d'un système pour une durée de mission définie dans le rapport de sûreté ;
- l'opérabilité : vise à assurer le bon fonctionnement des parties mobiles et des mécanismes pour l'accomplissement des fonctions de sûreté de ces matériels et le fonctionnement nominal des actionneurs et des systèmes de commande.

Lors de la conception, les équipements, systèmes ou structures nécessaires à la démonstration de sûreté sont classés dans une liste d'éléments importants pour la sûreté. En fonction de leur rôle pour la sûreté, ces matériels sont répartis dans des classes de sûreté qui comportent des exigences de classement sismique définies par la réglementation ou des règles fondamentales de sûreté (RFS IV.1.a du 21 décembre 1984 relative au classement de certains matériels mécaniques, RFS IV.1.b relative à la conception et au classement des matériels électriques classés de sûreté…).

Ces éléments sont conçus pour répondre à leur fonction dans l'ensemble des situations de fonctionnement de la centrale (normal, transitoire, incidentel et accidentel). Les exigences de comportement sont déterminées par le rôle que doivent jouer ces matériels, systèmes ou structures dans les différentes situations de fonctionnement.

Le classement sismique requiert une justification soit par le calcul, soit par essai sur table vibrante, ou au cas par cas par analyse.

Les exigences de conception qui en découlent sont proportionnées à leur classement de sûreté. Pour le circuit primaire principal elles sont définies par l'arrêté du 26 février 1974[8] et par la RFS II.3.8[9] pour le circuit secondaire principal, pour les réacteurs du parc. Pour les matériels mécaniques de niveau 2 et 3 les exigences et les critères de conception sont définis par la RFS IV.2.a du 21 décembre 1984 relative aux 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 ou 3. Pour les matériels électriques les exigences sont définis dans la RFS IV.1.b du 31 juillet 1985 relative à la conception et au classement des matériels électriques classés de sûreté.

La RFS V.2.g[10] définit des méthodes acceptables pour déterminer l'ensemble des mouvements auxquels sont soumis les structures et ouvrages de génie civil « classés sismiques », à partir des mouvements sismiques pris en compte, ainsi que les niveaux de sollicitations qui leur correspondent afin de permettre le dimensionnement et la vérification :

- de la résistance au génie civil de ces ouvrages soumis aux sollicitations résultant des séismes et d'autres actions combinées avec les séismes ;
- du bon comportement des matériels de l'installation.

A la suite de l'adoption de la nouvelle règle fondamentale de sûreté RFS 2001-01 relative à la détermination du risque sismique pour les installations nucléaires de base de surface en remplacement de la RFS I.2.c datant de 1981, la RFS V.2.g a été révisée pour tenir compte de l'évolution des connaissances en génie parasismique (par exemple : développement d'analyses dynamiques sur des modèles tridimensionnels détaillés, amélioration des connaissances du comportement des sols et de l'interaction sol/structure, développement des calculs temporels sur des modèles élaborés, prise en compte des phénomènes non linéaires, qu'ils soient d'origine géométrique ou rhéologique) et assurer la cohérence avec la RFS 2001-01. Ces dispositions sont reprises dans le guide ASN 2-01[11].

[8] Arrêté du 26 février 1974 relatif au circuit primaire principal (CPP) des réacteurs à eau sous pression (REP)
[9] RFS II.3.8 du 8 juin 1990 relative à la construction et exploitation du circuit secondaire principal tous paliers 900 et 1300 MWe
[10] RFS V.2.g du 31 décembre 1985 relative aux calculs sismiques des ouvrages de génie civil
[11] Guide ASN 2-01 du 26 mai 2006 sur la prise en compte du risque sismique à la conception des ouvrages de génie civil des installations nucléaires de base

A titre d'exemple, les modifications sismiques mise en place dans le cadre de la VD 3 de Fessenheim, ne sont pas dues à une réévaluation de l'aléa sismique mais à l'utilisation de nouvelles méthodes de calcul.

Dans ses rapports ECS, EDF rappelle qu'il se fixe des exigences de classement sismique pour :

- les matériels IPS (définis au dimensionnement) et certains matériels non IPS, au cas par cas ;
- les mesures SPA (surveillance post-accidentelle) ;
- certains matériels nécessaires à la sectorisation de sûreté ;
- les matériels en limite de circuit classé sismique et nécessaires pour assurer l'isolement entre une partie classée sismique et une partie non classée sismique ;
- les matériels contenant des matières radioactives et dont la fuite pourrait conduire à des rejets importants.

Les matériels pouvant dans leur chute conduire à la perte d'un matériel IPS classé sismique, font l'objet de vérification vis-à-vis du séisme (voir effets indirects du séisme du présent chapitre).

Sur le palier CP0 environ 5 600 matériels sont classés sismiques. Sur le palier CPY, environ 5 200 matériels sont classés sismiques. Sur le palier 1 300 MW, environ 8 500 matériels sont classés sismiques. Sur le palier N4 environ 9 200 matériels sont classés sismiques.

L'ASN considère que l'application de ce référentiel par EDF est satisfaisante.

Principales dispositions d'exploitation

Principe de conduite en cas de séisme :

Afin d'être en mesure de prendre rapidement les dispositions adéquates pour ramener et maintenir les tranches de la centrale dans l'état de repli considéré pour chacune d'elles comme le plus sûr, ou pour en poursuivre l'exploitation, la RFS I.3.b préconise la mise en place d'une instrumentation sismique pour les réacteurs à eau pressurisée.

La conduite à tenir est alors fonction du niveau de séisme par rapport au Demi-Spectre de Dimensionnement (DSD : spectre correspondant à un séisme ne devant pas modifier le comportement de l'installation vis-à-vis d'un SMS survenant ultérieurement, et dont le spectre est la moitié du SDD).

- si le seuil DSD n'est pas dépassé, chaque tranche peut poursuivre l'exploitation en effectuant en parallèle une inspection visuelle des structures et des matériels.
- si le seuil DSD est dépassé, les tranches doivent rejoindre l'état de repli considéré pour chaque tranche comme le plus sûr. La reprise de l'exploitation ne peut être engagée qu'après accord de l'ASN.

L'exploitation de cette instrumentation sismique a fait l'objet d'une série d'inspections ciblées de la part de l'ASN en 2011.

L'ASN a relevé lors de ces inspections ciblées, pour certains sites, des non conformités de l'instrumentation sismique à la RFS I.3.b, des difficultés d'interprétation par les opérateurs des mesures de cette instrumentation, des imprécisions dans les procédures de repli des réacteurs. Ces écarts peuvent retarder le repli des réacteurs prescrit par la RFS I.3.b, voire ne pas amener à prendre cette décision. En outre, le référentiel d'inspection à la suite de la survenue du DSD défini par la RFS I.3.b, nécessaire à la remise en service des réacteurs du site, n'est pas clairement défini. ***L'ASN a prescrit à EDF de réaliser avant le 30 septembre 2012 une vérification de la conformité de ses installations vis-à-vis de la RFS I.3.b.***

En outre, bien que certaines formations aient eu lieu, les exercices déclenchés par l'ASN lors des inspections ont montré que, sur la plupart des sites, les opérateurs ont des difficultés pour exploiter les données issues de l'instrumentation sismique, ce qui pourrait retarder le repli des réacteurs voire ne pas prendre cette décision. ***L'ASN a prescrit à EDF de définir et faire suivre un programme de formation des équipes de conduite permettant de renforcer leur préparation en cas de séisme (au plus tard le 31 décembre 2012 pour le personnel de conduite du réacteur en charge de la baie sismique et des mesures d'exploitation associées et le 31 décembre 2013 pour les autres équipes de conduite).***

En outre, ***l'ASN a prescrit à EDF d'étudier les avantages et les inconvénients liés à la mise en place d'un arrêt automatique de ses réacteurs sur sollicitation sismique, permettant 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, adapté à chaque site. EDF devra remettre une étude avant le 31 décembre 2012.***

Protection contre les effets indirects du séisme

Mise en défaut de SSC, démarche « séisme événement [12] »

En complément de la tenue sismique, au séisme de dimensionnement, des matériels IPS nécessaires en cas de séisme, la démarche de sûreté a été complétée par l'application d'une démarche appelée « séisme évènement » qui a pour objectif de prévenir l'agression d'un matériel nécessaire en cas de séisme par un matériel ou une structure non classée au séisme. Cette démarche est mise en œuvre dans le cadre des visites décennales. Ne sont considérées que les agressions mécaniques directes ou aspersions directes sur des matériels mécaniques ou électromécaniques.

Les hypothèses prises en compte par EDF dans la démarche sont les suivantes :

- les matériels non calculés au séisme peuvent être défaillants et sont donc des agresseurs potentiels ;
- un matériel classé au séisme ne doit pas voir sa fonction ou son intégrité mise en cause par une rupture de matériel non classé séisme ;
- il n'est pas postulé de concomitance d'un séisme et :
  - d'une condition incidentelle ou accidentelle indépendante ;
  - d'une agression interne indépendante (par exemple incendie) ;
  - d'une autre agression externe indépendante.

L'examen des agressions possibles par des matériels non classés sismiques sur des matériels classés sismiques doit être réalisé :

- en considérant les agresseurs potentiels présentant un risque effectif par rapport à la cible ;
- en vérifiant qu'aucun des matériels assurant les fonctions de sauvegarde, de protection du réacteur et leurs fonctions support n'est mis en cause.

Les agresseurs potentiels ont été recensés, notamment, les structures et matériels (d'une masse supérieure à 10 kg) non calculés au séisme (charges non fixées, engins de manutention non arrimés, armoires, ventilateurs, structures de génie civil, réservoirs, gros équipements de petites tuyauteries, matériels cheminant dans les locaux, faux plafonds, tuyauteries de diamètre supérieur à 50 mm…).

L'approche séisme évènement a été étendue à l'agression potentielle des bâtiments de l'îlot nucléaire par la salle des machines.

Lorsque l'analyse conduit à la nécessité d'une protection, les dispositions peuvent être :

- déplacement de la cible ou de l'agresseur ;
- mise en place de renforcements pour assurer la tenue au séisme de l'agresseur ;
- mise en place d'une protection de la cible ;
- justification de la tenue de la cible sous les effets de l'agresseur par analyse ou par essais ;
- modification des conditions d'exploitation des matériels.

La mise en œuvre de cette démarche est une demande de l'ASN dans le cadre des visites décennales (à partir de la VD2 900 MWe). La démarche comporte deux volets, un volet national, qui peut conduire à réaliser des modifications sur un palier, et un volet local.

[12] La démarche « séisme événement » a pour objectif de prévenir de l'agression d'un matériel nécessaire en cas de séisme par un matériel ou une structure non classée au séisme.

L'ASN a relevé, dans le cadre de ses inspections, la difficulté de l'exploitant pour maintenir au quotidien sur certains sites, une prise en compte optimale de cette exigence, en particulier dans le cadre d'opérations de maintenance, la conduite de chantiers, l'utilisation d'échafaudages et pour l'utilisation et la conservation de moyens de manutention. ***C'est pourquoi l'ASN a prescrit à EDF de s'assurer sur chaque site de l'effectivité et de l'efficacité de la mise en œuvre de la démarche « séisme événement », ceci avant le 31 décembre 2013.***

Perte des alimentations électriques externes :

La démonstration de sûreté des REP étudie la survenue simultanée d'un séisme important et de la perte des alimentations électriques externes, dans la mesure où celles-ci ne sont pas prévues pour résister à un séisme important.

En parallèle, EDF a introduit le « cumul Manque De Tension Électrique Externe (MDTE)» qui simule les conséquences d'un séisme lors d'un transitoire accidentel. Ainsi comme décrit dans le rapport de sûreté ces transitoires ne sont gérés qu'avec des matériels classés au séisme.

La perte totale des alimentations électriques (situation H3) d'une seule tranche du site est prise en compte dans le référentiel de sûreté. Elle résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux secourus par les groupes électrogènes de secours de chaque tranche. Ces sources de secours sont constituées par des groupes électrogènes diesel autonomes et fonctionnellement indépendants. En cas d'échec du démarrage ou du raccordement de ces groupes électrogènes diesels de tranche, il est possible de raccorder un groupe d'ultime secours de site ou un groupe électrogène diesel d'une tranche voisine.

Il n'existe qu'un seul groupe d'ultime secours par site qui n'est pas dimensionné au séisme. En cas de mode commun qui affecterait l'ensemble des diesels de secours du site, une seule des tranches du site pourrait être secourue. En cas de séisme, la disponibilité de ce groupe d'ultime secours n'est pas garantie. *L'ASN a constaté ici un point de faiblesse vis-à-vis de la capacité des installations à faire face à une situation H3 de site, en particulier si elle est induite par un séisme. L'ASN prend note des mesures envisagées par EDF pour améliorer la robustesse des installations vis-à-vis de ces situations qui consistent notamment à rendre robustes au séisme les dispositions complémentaires définies vis-à-vis de la situation H3 de site. Ces éléments sont également développés dans le chapitre § 2.*

L'ASN considère que les objectifs de renforcement proposés par EDF sont satisfaisants. Dans ce cadre, l'ASN a prescrit à EDF d'augmenter, avant le 31 décembre 2014, l'autonomie de ses batteries et compléter le secours électrique par des diesels d'ultime secours, affectés à chacun des réacteurs, qui devront faire partie du noyau dur (voir § 1.1.3) et devront donc résister à des niveaux de séisme significativement plus élevés que le séisme de dimensionnement.

Conditions d'accès du site après un séisme :

En cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, l'organisation de crise fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément du déclenchement éventuel du plan particulier d'intervention (PPI), mettent en œuvre des dispositions spécifiques. Ces dispositions permettent notamment de faire intervenir le personnel d'astreinte.

Les systèmes de sauvegarde de la centrale nécessitant un réapprovisionnement externe (fioul, huile…) disposent d'une autonomie de plusieurs jours, qui est variable en fonction des systèmes et est décrite dans le rapport de sûreté.

L'ASN a constaté qu'EDF n'a pas démontré l'autonomie du site pour une durée de quinze jours (durée prise en compte par EDF pour retrouver les alimentations électriques externes) en toutes circonstances, notamment après un séisme ou une inondation engendrant un isolement du site (ces éléments sont détaillés dans le chapitre § 2 du présent rapport).

L'ASN a demandé à EDF de fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours.

Risque incendie induit par un séisme :

Les bâtiments disposent de sectorisations pour se prémunir de la propagation d'un incendie ; ces sectorisations comportent une exigence de tenue sismique.

Les bâtiments et locaux abritant des équipements IPS font l'objet de dispositions générales d'installation des matériels pour se prémunir de la perte de fonction de sûreté en cas d'incendie (en particulier, les systèmes redondants ne sont pas implantés dans les mêmes secteurs, l'implantation des câbles fait l'objet de séparation géographique lorsque cela est possible…).

Les systèmes de lutte contre l'incendie font l'objet d'exigences de tenue sismique, et leur isolement des parties non classées est assuré par des organes d'isolement classés sismiques.

Toutefois :

- les dispositifs de sectorisation, de détection d'incendie, ainsi que les systèmes d'extinction fixes sont dimensionnées au demi-séisme de dimensionnement pour les paliers 900 MW et 1300 MW ;
- le REX fait état de départ de feu en situation de fonctionnement normal, sur des matériels IPS ;
- la détection incendie et les moyens fixes d'extinction ne sont pas secourus électriquement par des matériels qualifiés au séisme ;
- la qualification sismique de la détection n'est acquise que pour les matériels mis en place dans le cadre de l'étude des accidents de référence du rapport de sûreté.

L'ASN a prescrit à EDF de renforcer, avant le 31 décembre 2012, la sectorisation incendie, la détection d'incendie et les systèmes d'extinction fixe, pour tenir à un SMS.

Risque explosion induite par un séisme :

La déclinaison de l'exigence de dimensionnement au SMS des circuits hydrogénés et la prise en compte de la démarche « séisme évènement » pour les lignes véhiculant de l'hydrogène, situées dans l'îlot nucléaire, est en cours sur le palier N4 et est prévue :

- entre 2009 et 2019 sur les réacteurs de 900 MWe ;
- entre 2015 et 2023 sur les réacteurs du palier 1300 MWe.

L'ASN a demandé à EDF d'accélérer la déclinaison de l'exigence de dimensionnement au SMS des circuits hydrogénés et la mise en œuvre de la démarche « séisme évènement » pour les lignes véhiculant de l'hydrogène.

Les détecteurs de présence d'hydrogène et les vannes de sectionnement situées hors BR n'ont pas d'exigences de tenue vis-à-vis du séisme. ***L'ASN a demandé à EDF de garantir la tenue au SMS de ces matériels et de compléter les référentiels à venir.***

L'ASN considère que la maîtrise du risque explosion, pour ces lignes, repose, en complément, sur la bonne application d'un programme de maintenance et l'absence d'écarts de conformité.

1.1.1.3 - Conformité des installations au référentiel actuel

La conformité des installations nucléaires aux exigences de sûreté qui leur sont applicables est une composante essentielle de leur sûreté et de leur robustesse vis-à-vis des initiateurs d'accidents ou des agressions. Pour l'ASN, cette conformité doit être maitrisée de manière pérenne et s'appuyer sur des processus de recherche systématique des écarts éventuels, qui doivent faire l'objet de traitements adaptés aux enjeux de sûreté. Ainsi, la détection, la déclaration et le traitement des écarts et non-conformités font-ils, d'ores et déjà, l'objet d'exigences de l'ASN définies dans l'arrêté du 10 août 1984 [13] et dans les règles générales d'exploitation des centrales nucléaires qui précisent par exemple les délais de mise à l'arrêt des réacteurs en fonction de l'importance des écarts. Ces écarts peuvent résulter d'erreurs issues de la conception initiale, de la construction, des modifications réalisées au cours de l'exploitation ou lors des opérations de maintenance, mais aussi de réévaluations du référentiel de sûreté exigées par l'ASN lors des réexamens de sûreté. Ils peuvent par exemple concerner des matériels dont la tenue au séisme auquel les installations doivent faire face n'est pas garantie.

Organisation générale d'EDF pour garantir la conformité

L'examen de conformité sismique des matériels, mené par l'exploitant et contrôlé par l'ASN, comporte plusieurs volets complémentaires :

- la détection d'écarts de conformité, notamment dans le cadre de la maintenance et des essais périodiques programmés,
- l'examen de conformité des tranches (ECOT) et le programme d'investigation complémentaire (PIC), réalisé dans le cadre des réexamens de sûreté,
- la prise en compte du REX international,
- la mise en œuvre d'études ou d'inspections spécifiques dédiées à l'évaluation de la robustesse sismique des installations (diagnostic de robustesse, mise en œuvre de la méthode SMA…).

La base de cet examen est composée des référentiels mis à jour, tant pour l'aléa que pour la justification de la tenue au séisme des matériels et structures.

L'évaluation de conformité des matériels et structures permet une ré-interrogation régulière, basée sur des contrôles et études spécifiques, sur l'adéquation de leur conception initiale. L'ASN considère cette organisation pertinente.

Traitement des écarts de conformité vis-à-vis du séisme :

Les matériels classés au séisme font l'objet de maintenance conformément aux programmes de maintenance, de même que les ancrages et les supportages.

Les principaux écarts de conformité détectés et en cours de traitement portent sur :

- le freinage de la visserie de certains robinets,
- la fissuration de relais électriques ou de leur embase,
- le défaut de fixation de certaines cartes électroniques,
- le défaut de qualification de capteurs,
- l'excès de lubrifiant sur les contacts de certains relais,
- le défaut de tenue de lignes, d'échangeurs, de passerelles, ou de tours d'accès.

Tous ces écarts ne sont pas présents simultanément sur l'ensemble des réacteurs.

De même, deux anomalies d'étude sont en cours de traitement :

- suffisance des réserves ASG pour gérer le Manque De Tension Électrique Externe (MDTE) ;
- modélisation de la physique des écoulements hydrauliques sous le du dôme de la cuve (ce qui a un impact sur la définition des délais de repli de la tranche en situation de perte des alimentations électriques).

[13] Arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base.

Ces écarts ont fait l'objet de la déclaration d'événements significatifs et sont traités dans ce cadre sous le contrôle de l'ASN.

Examens de conformité à l'occasion des réexamens décennaux de sûreté :

Le réexamen de sûreté mené par EDF est l'occasion d'une part d'examiner en profondeur la situation de l'installation afin de vérifier qu'elle respecte bien l'ensemble des règles qui lui sont applicables (examen de conformité) et d'autre part d'améliorer son niveau de sûreté (réévaluation de sûreté) en comparant notamment les exigences applicables à celles en vigueur pour des installations présentant des objectifs et des pratiques de sûreté plus récents et en prenant en compte l'évolution des connaissances ainsi que le retour d'expérience national et international.

L'examen de conformité consiste plus précisément en la comparaison de l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation applicables, comprenant notamment son décret d'autorisation de création et l'ensemble des prescriptions de l'ASN. Cet examen de conformité vise à s'assurer que les évolutions de l'installation et de son exploitation, dues à des modifications ou à son vieillissement, respectent l'ensemble des règles qui lui sont applicables. Cet examen décennal ne dispense cependant pas l'exploitant de son obligation permanente de garantir la conformité de son installation.

En complément l'exploitant met en œuvre un programme d'investigation complémentaire qui vise à conforter les hypothèses retenues concernant l'absence de dégradation dans certaines zones réputées non sensibles et donc non couvertes par un programme de maintenance préventive. Les contrôles menés au titre du programme d'investigation complémentaire sont effectués par sondage et diffèrent d'un réacteur à l'autre afin de couvrir l'ensemble des domaines concernés par la maintenance.

Dans le cadre de la réévaluation du niveau de sûreté, la conformité des matériels, structures et composants, fait l'objet de vérification de leur tenue au séisme, au niveau du référentiel réévalué.

La détection d'un écart relatif à la tenue sismique dans le cadre des visites décennales fait le cas échéant l'objet de la déclaration d'un événement significatif, et est traité dans ce cadre sous le contrôle de l'ASN.

Prise en compte du REX international :

EDF a pris en compte dans sa démarche une partie du REX issu du séisme de juillet 2007 à la centrale japonaise de Kashiwasaki-Kariwa, notamment par la définition du périmètre des inspections sismiques qu'il a réalisées et par l'étude des conséquences de l'incendie d'un transformateur.

A la suite de l'accident de Fukushima, EDF a réalisé une première série de revues de terrain sur l'ensemble de ses sites qui englobait le séisme (revue de fiabilité spécifique : SOER 2011-2 de Wano). Quelques constats ont été relevés, mais aucun ne remet en cause la fiabilité des systèmes.

L'ASN considère que le processus de recherche d'écarts dans le cadre du fonctionnement normal, de la maintenance, des examens de conformité, des réévaluations de sûreté, dans le cadre d'études complémentaires (démarche séisme-évènement, inspections spécifiques séisme etc.) et dans le cadre des inspections conduites à la suite de l'accident de Fukushima est satisfaisant.

Les écarts recensés dans le cadre des ECS ne remettent pas directement en cause la sûreté des installations concernées mais ils peuvent constituer, notamment s'ils se cumulent, des facteurs de fragilisation des installations. ***L'ASN a imposé à EDF de renforcer la détection et le traitement des écarts et non conformités. En particulier, les exigences réglementaires sur ce thème ont été renforcées au travers de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, notamment pour ce qui concerne l'appréciation de l'impact cumulé des différents écarts éventuellement présents sur une installation. Ces exigences seront renforcées via des prescriptions de l'ASN.***

Mise en œuvre de moyens mobiles après séisme de dimensionnement.

Les procédures mises en œuvre après un séisme ne nécessitent pas l'utilisation de moyens mobiles jusqu'au séisme de dimensionnement. La question relative à la réalimentation en produits consommables (fioul, huile…) est traitée dans le paragraphe sur l'accessibilité du site après séisme (§ 1.1.1.2).

1.1.2 Évaluation des marges de sûreté

Dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a demandé à EDF :

- *sur la base des informations disponibles, de donner une évaluation du niveau de séisme au-delà duquel la perte des fonctions fondamentales de sûreté ou l'endommagement du combustible (en cuve ou en piscine), devient inévitable,*
- *d'identifier les points faibles et les effets falaises, en fonction de l'ampleur du séisme*
- *de proposer des mesures pour prévenir ces effets falaises et renforcer la robustesse de l'installation.*

EDF a, sur la base d'une analyse réalisée dans des délais courts, effectué une revue des marges concernant la tenue au séisme des structures et matériels importants pour la sûreté, afin de déterminer le niveau d'accélération pour lequel l'installation présente, avec un haut niveau de confiance, une très faible probabilité de défaillance.

EDF a complété son étude globale par l'étude de matériels susceptibles de présenter des discontinuités de comportement sur la base d'une analyse réalisée dans des délais courts et a proposé le cas échéant des modifications ou des renforcements.

Enfin, EDF a procédé à l'inspection sismique d'un échantillon de matériels nécessaires pour conduire la tranche en situation de perte totale des alimentations électriques internes et externes, classés ou non au séisme, sur l'ensemble du parc en exploitation.

Dans son étude de marge globale, EDF identifie trois sources de marges :

- des marges entre le SMHV et le SMS et entre le SMS et le SDD ;
- la réponse de la structure ;
- les critères de dimensionnement des structures et des équipements.

<u>Marge sur le chargement sismique :</u>

EDF a indiqué que l'utilisation d'un spectre de palier, pour l'ensemble des réacteurs d'une même série comme spectre de dimensionnement, constitue une démarche enveloppe dans la mesure où ce spectre est à large bande et a été conçu pout couvrir les caractéristiques de l'ensemble des sites. Il conduit donc à considérer dans les gammes de fréquences des structures, des niveaux d'accélérations supérieurs à ceux qui seraient transférés aux structures dans le cas d'un spectre d'un SMS de site.

EDF a proposé pour chaque site un tableau de facteur de marge entre le SMS réévalué de site et le SDD entre 1 et 6 ou 10 Hz (car il s'agit de la fréquence d'intérêt pour les structures). Il considère comme une pénalisation forfaitaire la prise en compte du reste du signal sismique non filtré.

EDF retient des valeurs de marge comprise entre 1 et 1,7 selon les sites et les bâtiments considérés.

<u>Marge sur la réponse de la structure :</u>

EDF fait état d'une atténuation sur les structures du signal mesuré en champ libre, du fait de leur enfoncement important, de l'interaction entre le sol et les structures et d'effets inertiels pris en compte de manière conservative dans les modélisations.

Marge sur les critères de dimensionnement des structures et équipements :

EDF a indiqué que la conception des installations et leur construction sont réalisées sur la base de méthodes codifiées ou normalisées, et que ces codes ou normes comportent des conservatismes importants dans la mesure où les règles de conception restent dans des domaines élastiques linéaires, pour une fraction du domaine élastique.

En complément, et de manière régulière EDF réalise des actions d'étude et de R&D dans des cadres multipartites pour caractériser le comportement de structures dans les domaines post élastiques. Dans le cadre de ses projets vieillissement et du projet « durée de fonctionnement », EDF réalise des actions de R&D sur les critères de conformité et les marges implicites valorisables. En complément, EDF a procédé ou participé à des essais destructifs de composants et structures comportant des défauts pour étudier les marges et la phénoménologie de mécanismes de ruine.

Selon EDF, le REX sismique (pour les lignes souples et chemins de câbles légers) ou les essais sur tables vibrantes (matériels ou maquettes de structures) ou d'arrachement pour les ancrages montrent des marges importantes.

EDF a porté son attention, en particulier, sur le comportement :

- des gros composants,
- des réservoirs à fond plat,
- des tuyauteries,
- des supportages,
- des gaines de ventilation,
- des armoires de relayage et les panneaux de contrôle commande,
- des chemins de câbles.

Les facteurs de marge identifiés par EDF sont supérieurs à 2, sauf pour les bâches et les armoires de relayage et de contrôle commande (où la résistance est acquise mais pas la fonctionnalité sous séisme au-delà du séisme de dimensionnement).

Dans tous les cas il existe des marges par rapport au séisme de dimensionnement.

Mise en œuvre d'études ou d'inspections spécifiques dédiées à évaluer la robustesse sismique des installations :

L'exploitant a réalisé, pour le site de Tricastin et à des fins d'appropriation de la méthode, une étude dite SMA (Seismic Margin Evaluation).

Cette méthode, élaborée par les électriciens américains et leur autorité de sûreté, vise à étudier la robustesse de l'installation vis-à-vis d'un séisme supérieur au séisme de dimensionnement.

Cette étude porte sur l'étude déterministe de la tenue des matériels, systèmes et structures, nécessaires au repli de la tranche dans un état sûr, en considérant forfaitairement une petite brèche primaire et un Manque De Tension Externe.

Elle est réalisée avec des hypothèses différentes du rapport de sûreté (séisme au-delà du dimensionnement, critères de conformité basés sur un comportement « moyen » des matériels).

Cette méthode, en complément des études, intègre une revue sur le terrain de l'état réel des matériels, systèmes et structures, nécessaires au repli du réacteur (conception, qualification, ancrage, fondation…).

Ce type de visite permet aussi d'identifier les points dont l'amélioration contribuerait au renforcement de la robustesse (mise en place de dispositions constructives, de protections, de déplacements de matériels…).

Elle constitue une revue différente mais complémentaire de l'approche de vérification de conformité des matériels au séisme de dimensionnement.

Pour ce qui concerne le site du Tricastin, l'étude montre la robustesse de l'installation et le caractère conservatif des pratiques d'ingénierie utilisées à la construction, qui sont homogènes sur l'ensemble du parc.

Outre la recherche de marge pour un aléa supérieur, un intérêt de ce type d'étude repose dans le récolement de l'état réel des matériels et la mise en œuvre de bonnes pratiques en complément du référentiel de conformité.

Un autre intérêt réside dans le fait que ce type de méthode permet, sur la base d'hypothèses, de méthodes et de critères différents mais cohérents avec ceux retenus à la conception, de vérifier l'atteinte de tout ou partie de l'objectif de sûreté.

Dans le cadre du traitement d'un écart de conformité sur les bâches PTR[14] de Bugey, EDF avait réalisé une étude de robustesse CP0 présentant des similitudes avec la démarche SMA. A la suite de ces études, des écarts de conception d'ancrages ont été détectés et ont fait l'objet d'actions correctives appropriées. Ceci confirme l'intérêt de ces méthodes.

L'ASN considère que la mise en œuvre d'études de type SMA, au titre de la vérification, sur les réacteurs du parc français, présente un intérêt et estime que le développement de méthodes de revues de matériels, systèmes et structures, afin de mettre en œuvre les bonnes pratiques issues de ces études ou du retour d'expérience devra être généralisé. L'ASN a demandé à EDF d'inclure cette thématique dans les prochains réexamens de sûreté des réacteurs.

En complément de l'approche SMA, dans le cadre du réexamen de sûreté 1300 MW, EDF a proposé à titre expérimental une EPS sismique pour le site de Saint Alban.

Ce sujet est aujourd'hui en cours d'instruction et ne peut être valorisé dans le cadre des études complémentaires de sûreté.

Inspections sismiques d'EDF sur les matériels nécessaires à la conduite des réacteurs en situation de perte totale des alimentations électriques externes et internes au-delà du séisme de dimensionnement.

EDF a procédé à l'étude du comportement sismique (fonctionnalité assurée, ancrages satisfaisants, absence d'interactions avec des matériels et structures proches) des principaux matériels non classés sismiques et nécessaires dans cette situation.
EDF a identifié une insuffisance sur les bâches SER[15] et PTR, les robinets CRF[16] de certains sites, certaines armoires électriques et quelques interactions à prendre en compte. EDF a indiqué dans ses rapports qu'il va engager des études pour renforcer la robustesse de ces matériels. En outre, quelques matériels nécessitent une étude particulière et le cas échéant des modifications (soupapes de certains ballons SAR[17]…).

De ces inspections, EDF retient les points de vigilance et dispositions d'amélioration complémentaires suivantes pour un aléa au-delà du séisme de dimensionnement :

[14] PTR : système de traitement et réfrigération des eaux de piscines et du réacteur. La bâche PTR sert de réservoir pour le circuit RIS
[15] SER : système de distribution d'eau déminéralisée conventionnelle
[16] CRF : circuit d'eau brute
[17] SAR : Circuit d'alimentation en air de régulation.

- matériels électriques : Certains matériels ne sont pas qualifiés au séisme ou, s'ils le sont, leur comportement fonctionnel au-delà du SDD n'est pas garanti. EDF va donc identifier les matériels nécessaires à la conduite des situations de perte de source froide, de perte des sources électriques, d'accidents graves et nécessaires à l'appoint des piscines de combustible et proposer un programme d'action pour les rendre robustes.
- joints inter-bâtiments : Certains joints inter-bâtiments sont remplis par des matériaux du type polystyrène expansé, ce qui ne correspond plus à la pratique actuelle en matière de génie parasismique. Une grande partie de ces matériaux est déposée lors des visites décennales ; pour celle qui subsiste, une étude d'impact de l'interaction entre bâtiments à 1,5 SMS sera réalisée.
- dispositif d'éventage-filtration de l'enceinte en cas d'accident grave : aujourd'hui ces matériels ne disposent pas d'exigence de tenue au séisme. EDF engage une analyse complémentaire pour évaluer la tenue au séisme de cet équipement.
- EDF va étudier les dispositions complémentaires nécessaires pour assurer le repli des tranches en cas de manque de tension externe induit par un séisme au-delà du dimensionnement (ce qui nécessite d'étudier le caractère suffisant de l'inventaire en eau du système de secours des générateurs de vapeur et la vitesse de raccordement au circuit de refroidissement à l'arrêt).
- EDF envisage d'accélérer la remise en conformité du tronçon RRI non-conforme au séisme.

Conclusion d'EDF concernant les marges sismiques

Sur la base de l'ensemble des marges étudiées (chargement sismique, réponse de la structure, critères de dimensionnement des structures et des équipements), et des inspections sismiques qu'elle a conduites, EDF conclut que les capacités sismiques de l'enceinte de confinement, ainsi que des structures et matériels dont la défaillance conduirait à la remise en cause des fonctions de sûreté, sont supérieures à 1,5 fois le spectre correspondant au SMS. EDF estime que ce niveau va très largement au-delà du contexte sismique des sites, jusqu'à des valeurs d'aléa non plausibles ou peu plausibles pour ces sites.

Position de l'ASN

Dans le cadre de son étude, l'exploitant n'a pas identifié le niveau de séisme conduisant à la perte progressive des différentes fonctions fondamentales de sûreté sur la base d'un aléa augmenté progressivement au-delà du SDD.

EDF a étudié les conséquences d'un séisme d'une valeur de 1,5 fois SMS, qu'elle juge non plausible ou peu plausibles, ce qui lui a permis, dans le délai imparti, d'utiliser les méthodes de vérification sismique conformes aux règles de l'art industriel et ne nécessitant pas d'actions d'études ou de recherche longues.

L'ASN considère que, dans le délai imparti, le principe de l'étude des conséquences d'un séisme significativement au-delà du séisme de dimensionnement permet de conduire des études de robustesse et d'identification des points les plus fragiles au-delà du séisme de dimensionnement.

L'ASN considère que la réalisation par EDF d'inspections ciblées sur le comportement sismique des matériels pour un niveau d'aléa supérieur à celui retenu à la conception, ainsi que l'engagement d'EDF de procéder à un examen systématique de tous les équipements nécessaires dans les situations de perte de la source froide ou de perte des alimentations électriques sont satisfaisants.

L'ASN considère que la revue de marge complétée des inspections a permis de définir des modifications ou des renforcements de matériels, pour un séisme au-delà du séisme de dimensionnement de l'installation et au-delà des hypothèses de conception initiale.

L'ASN a demandé à EDF un programme pour que les modifications et renforcements identifiés (renforcement de bâche, d'ancrages, limitation d'interaction, complément d'études de qualification au séisme,…) soient réalisées rapidement.

L'ASN considère que ces études complètent la démarche de réexamen périodique pour la partie sismique, qui jusqu'à maintenant n'allait pas au-delà du dimensionnement et ne concernait que la conformité des matériels et des structures tels que décrits dans le rapport de sûreté.

Toutefois, si l'ASN ne remet pas en cause la démarche générale d'identification des différents conservatismes au-delà du séisme de dimensionnement réglementaire initial ou réévalué, l'ASN considère que les valeurs de marges présentées et évaluées sur la base d'une analyse réalisée dans des délais courts, sont de ce fait insuffisamment étayées et qu'elles devront être confortées et approfondies.

L'ASN considère qu'une partie des marges proposées par l'exploitant correspond à des provisions utilisées à la conception pour se prémunir de l'incertitude et la variabilité de l'aléa sismique, de même que la variabilité du comportement de matériaux ou des incertitudes liées à la modélisation ou la réalisation. De ce fait, l'ASN considère que ces provisions de dimensionnement ne peuvent pas être assimilées à autant de marges en l'absence d'une justification approfondie relative aux incertitudes citées ci-dessus. En complément, les valeurs de marges proposées par l'exploitant ont été établies à dire d'expert compte tenu du délai des évaluations complémentaires de sûreté.

L'ASN tout en notant le conservatisme de la démarche au-delà du séisme de dimensionnement réglementaire initial ou réévalué, considère donc que l'évaluation globale des marges devra être confortée et approfondie, notamment dans le cadre des prochains réexamens de sûreté.

De plus, l'ASN considère que l'identification des matériels susceptibles de présenter des discontinuités de comportement, compte tenu du délai de l'exercice, n'est pas exhaustive, notamment pour les points difficilement contrôlables ou modifiables (à titre d'illustration : le tube de transfert de combustible entre le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible).

L'ASN a demandé à EDF de compléter son examen des matériels susceptibles de présenter des discontinuités de comportement et d'engager le cas échéant les actions correctives nécessaires.

1.1.2.1 Niveau de séisme conduisant à un endommagement significatif des assemblages combustibles

L'étude de robustesse réalisée par EDF pour un aléa de 1,5 SMS n'identifie pas de défaillance des systèmes assurant des fonctions fondamentales de sûreté.

L'ASN n'a, sur ce point, pas de remarque complémentaire à celles formulées sur la déclinaison de la démarche d'analyse de la robustesse au-delà du séisme de dimensionnement par EDF.

1.1.2.2 Niveau de séisme conduisant à une perte de confinement

L'étude de robustesse réalisée par EDF pour un aléa de 1,5 SMS n'identifie pas de défaillance de l'enceinte de confinement.

L'ASN n'a, sur ce point, pas de remarque complémentaire à celles formulées sur la déclinaison de la démarche d'analyse de la robustesse au-delà du séisme de dimensionnement par EDF.

1.1.2.3 Niveau de séisme conduisant à une inondation hors dimensionnement

Couplage du risque sismique et du risque d'inondation externe :

A la conception initiale et à la suite de l'inondation partielle de la centrale du Blayais, EDF a pris en compte dans ses calculs de cote majorée de sécurité la retenue dont l'effacement génère le niveau d'eau le plus important au niveau du site.

Dans ses rapports d'ECS, EDF a pris en compte la topographie de chacun des sites et a recensé les réserves d'eau situées à l'aplomb du site (et donc susceptibles de provoquer une inondation en cas de rupture) qui ne sont pas considérées comme robustes au SMS. EDF a évalué, le cas échéant, les volumes d'eau déversés sur la plate forme.

L'examen réalisé ne met pas en évidence de risque a priori qui ne serait pas déjà couvert par les dispositions de protection actuelles ou prévues. Néanmoins, afin de conforter cet examen, EDF a proposé de réaliser, pour certains sites, des études complémentaires :

- d'un séisme initiateur d'une rupture de barrage, pour confirmer que les protections des sites concernés vis-à-vis de l'inondation provoquée par cette rupture de barrage ne peuvent être effacées par le séisme ;
- d'un séisme susceptible d'entraîner plusieurs ruptures de barrages, pour confirmer que les protections des sites concernés vis-à-vis de l'inondation sont suffisantes.

Compte tenu du positionnement géographique des ouvrages concernés, l'effet redouté est l'arrivée d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire dépassant les seuils d'accès des bâtiments. Les conséquences potentielles de ce scénario sont présentées dans la partie inondation (§ 1.2) du présent rapport.

EDF a également étudié pour chacun de ses sites la vraisemblance des scénarios conduisant aux effets falaise. EDF a examiné les conséquences de la ruine de l'ensemble des réservoirs et des tuyauteries conduisant au déversement de la totalité de leur contenu. De manière conservative, EDF a considéré les réservoirs remplis au maximum de leur capacité et a évalué le volume total déversé sur la plateforme de l'îlot nucléaire de chacun des sites et a comparé le niveau d'eau atteint avec le niveau des seuils d'accès aux bâtiments et de la plateforme. EDF conclut que le risque d'inondation externe induite par un séisme dépassant le niveau pour lequel l'installation est dimensionnée ne peut être écarté pour plusieurs sites.

Pour les sites dont le risque d'inondation externe induite par un séisme dépassant le niveau pour lequel l'installation est dimensionnée ne peut être écarté, EDF a proposé de réaliser une étude visant à déterminer la réalité d'un risque d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire. Au vu de ses résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires.

En complément, pour le site de Gravelines, les soutènements des bords du canal d'amenée doivent rester stables pour garantir le débit de la source froide. Ce point a fait l'objet d'une évaluation dans le cadre des VD3.

Toutefois l'ASN considère que des études complémentaires sont à réaliser par EDF au-delà du SMS.

1.1.2.4 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

Pour le séisme, les évaluations complémentaires de sûreté ont porté sur une évaluation de la conformité des installations à leur référentiel et à une étude de la robustesse au-delà du séisme de dimensionnement, jusqu'à 1,5 SMS.

Au-delà du référentiel actuel, EDF a proposé des dispositions complémentaires pour éviter les conséquences graves des situations extrêmes, sur une base déterministe et indépendamment de leur caractère plausible.

EDF a proposé de définir un noyau dur constitué d'équipements renforcés permettant de prévenir les accidents grave et d'éviter des rejets radioactifs importants dans l'environnement, au-delà des exigences de sûreté réglementaires actuelles, pour les situations déterministes étudiées dans les évaluations complémentaires de sûreté.

EDF prévoit d'établir pour juin 2012 la liste des principaux éléments définissant le noyau dur ainsi que les exigences de robustesse qui devront leur être appliquées pour le parc en exploitation comme pour l'EPR.

L'ASN considère que la démarche proposée par EDF est adaptée et a prescrit à EDF de soumettre avant le 30 juin 2012 pour approbation par l'ASN les exigences associées à ce noyau dur qui devront inclure des marges significatives forfaitaires par rapport au séisme du référentiel actuel.

1.1.3 Synthèse : séisme

Les évaluations complémentaires de sûreté ont montré que des marges sismiques suffisantes existent sur les réacteurs nucléaires d'EDF permettant d'éviter des effets falaise[18] en cas dépassement limité du référentiel actuel. Ces évaluations ont confirmé l'intérêt des révisions périodiques du risque sismique à l'occasion de chaque réexamen de sûreté décennal. Il conviendra de poursuivre ce processus de révision périodique du risque sismique à l'occasion de chaque réexamen de sûreté. Par ailleurs, à la suite de l'analyse des rapports ECS d'EDF et des inspections ciblées qu'elle a conduites à l'été 2011, l'ASN a relevé plusieurs axes d'améliorations souhaitables pour la sûreté en lien avec la robustesse des installations vis-à-vis du séisme.

Ainsi, vis-à-vis du risque de séisme, l'ASN a imposé à EDF :

- *de faire en sorte que les équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté soient mieux protégés contre l'incendie en cas de séisme. En effet, les principales dispositions de protection des installations contre l'incendie ne sont pas toutes aujourd'hui dimensionnées pour résister au séisme du référentiel de l'installation avec les marges de ce référentiel ;*

- *de renforcer la prise en compte de ce risque dans l'exploitation quotidienne de ses réacteurs : renforcement de la formation des opérateurs, amélioration de la prise en compte de la problématique « séisme-événement », respect de la règle fondamentale de sûreté relative à l'instrumentation sismique (entretien, connaissance du matériel par les agents, étalonnage). L'ASN a en effet constaté, sur plusieurs centrales nucléaires, des lacunes dans l'application du référentiel en vigueur pour le risque sismique ;*

- *pour les sites de Tricastin, Fessenheim et Bugey, de fournir une étude analysant le niveau de robustesse au séisme des digues et autres ouvrages de protection des installations contre l'inondation et de présenter les conséquences d'une défaillance de ces ouvrages.*

<u>Définition d'un noyau dur</u>

En outre, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires, menées après l'accident de Fukushima, l'ASN estime nécessaire de rendre plus robuste la sûreté des installations nucléaires vis-à-vis de risques très peu probables et non pris en compte à ce jour dans le dimensionnement initial des installations ou après leur réexamen périodique de sûreté.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- ***à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ;***
- ***à des situations de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.***

Aussi, l'ASN a prescrit à EDF de définir avant le 30 juin 2012, puis de déployer, un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles et de préciser ses modalités de mise en place.

Ces dispositions permettraient ainsi d'assurer une protection ultime des installations, avec les trois objectifs suivants :

- *prévenir un accident grave ou en limiter la progression,*
- *limiter les rejets massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maitrisé,*
- *permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.*

[18] Effet falaise : forte discontinuité dans le scénario se traduisant par une aggravation notable et irréversible de l'accident

Pour la définition des exigences applicables à ce noyau dur, EDF devra retenir des marges significatives forfaitaires par rapport au référentiel actuel. Les systèmes, structures et composants (SSC) faisant partie de ces dispositions devront être maintenus fonctionnels pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. En particulier, ces SSC devront être 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. Les propositions qui seront transmises par EDF feront l'objet d'un examen par l'ASN et son appui technique.

Pour le réacteur EPR de Flamanville 3, EDF a proposé plusieurs mesures pour renforcer sa robustesse. L'ASN juge ces propositions pertinentes et considère qu'elles doivent être mises en œuvre. Comme pour les autres réacteurs, l'ASN a prescrit à EDF d'identifier les matériels qui feront partie du noyau dur, notamment les systèmes existants ou supplémentaires pour assurer la maitrise de la pression dans l'enceinte en cas d'accident grave.

1.1.4 Tableau de synthèse – Thème 1 : Evénements externes – séisme

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Activité Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier** Ou étapes pour les activités envisagées	**Résultat** Obtenu Oui ? Non ?	**Activité** Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier** Ou étapes pour les activités envisagées	**Conclusions disponibles** Oui ? Non ?
Thème 1 : Evénements externes – séisme						
Mise en œuvre d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées 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 massifs, et permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise Les exigences applicables à ce noyau dur donneront des marges significatives par rapport au référentiel actuel, vis-à-vis des agressions considérées dans les ECS	En cours	Proposition d'une définition du périmètre et des exigences associées en 2012	Oui	En cours	Examen des propositions d'EDF en 2012	Non
La robustesse des équipements électriques associés aux situations envisagées à la suite du REX Fukushima sera confortée jusqu'à un niveau de séisme de 1,5 fois le SMS. Le cas échéant, des modifications seront proposées	En cours	Etudes et programme éventuel de modifications en 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Des études de robustesse à 1,5 fois le SMS seront confortées en 2012 pour les sites de Fessenheim et Bugey (bâches PTR, robinets d'isolement du circuit d'eau brute, comportement des bâtiments…)	En cours	Etudes et programme éventuel de renforcements en 2012	Non			
Des améliorations du dispositif d'éventage filtration existant seront étudiées (résistance au séisme, efficacité de la filtration)	En cours	Etudes et programme éventuel	Non	Réalisée	Prescription	

		de renforcements en 2012			2012	
Vérifier la conformité des 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	En cours	30/09/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Redéfinition et mise en œuvre des 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.	En cours	31/12/2012 pour la définition des dispositions 31/12/2013 pour le bilan de la mise en œuvre	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Améliorer la formation des équipes de conduite permettant de renforcer leur niveau de préparation en cas de séisme	En cours	31/12/2012 pour le personnel de conduite du réacteur en charge de la baie sismique et des mesures d'exploitation associées 31 décembre 2013 pour les autres équipes de conduite	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Fessenheim et Tricastin : Étude du 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.	En cours	30/06/2013	Oui	Réalisée	Prescription 2012	
Étude évaluant la tenue au séisme majoré de sécurité des matériels 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 au titre de la démonstration de sûreté. Pour les éléments dont la tenue au séisme majoré de sécurité ne pourrait être justifiée, un programme de	En cours	31/12/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	

modifications pour garantir la protection des fonctions de sûreté contre l'incendie en cas de séisme majoré de sécurité.						
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.	En cours	31/12/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
La tenue fonctionnelle au séisme du dispositif d'injection d'eau dans la "cave" inter-radiers des tranches de Cruas (dispositif "U4" lié à la spécificité du double radier avec plots antisismiques) sera étudiée pour fin 2011.	Réalisée	Etudes soldées fin 2011.	Oui			
La possibilité d'accélérer certains traitements de points à réexaminer en termes de tenue sismique sera étudiée.	Réalisée fin mars 2012	Etablissement d'un calendrier des accélérations éventuelles pour mars 2012	Oui			
Piscine combustibles usés: présentation des dispositions envisageables pour mettre en position sûre un assemblage combustible en cours de manutention.	En cours	Présentation prévue en juin 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Piscine combustibles usés : consolidation de la démonstration de robustesse du tube de transfert et parades éventuelles ;	En cours	études et programme éventuel de modifications en 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Fournir des compléments d'information afin de vérifier que, pour les niveaux de séisme associés aux différents scénarios sismiques envisageables, les fonctions fondamentales de sûreté sont assurées.	Envisagée	Prochains réexamens de sûreté		Réalisée	Demande ASN 2012	
Accélérer la déclinaison de l'exigence de dimensionnement au SMS des circuits hydrogénés et la mise en œuvre de la démarche « séisme évènement » pour les lignes véhiculant de l'hydrogène.	Envisagée	Prochains réexamens de sûreté		Réalisée	Demande ASN 2012	

Garantir de la tenue au SMS de détecteurs de présence d'hydrogène et les vannes de sectionnement situées hors BR et de complément aux référentiels à venir dans ce sens	Envisagée	Prochains réexamens de sûreté		Réalisée	Demande ASN 2012	
Compléter la revue des matériels susceptibles de présenter des effets falaise en cas de séisme et engager le cas échéant les actions correctives nécessaires.	Envisagée	Prochains réexamens de sûreté		Réalisée	Demande ASN 2012	
Mise en œuvre d'actions d'analyse SMA (Seismic Margin Evaluation) ou d'EPS sismique ciblées pour évaluer la robustesse des installations au-delà du SMS	Envisagée	Prochains réexamens de sûreté		Réalisée	Demande ASN 2012	
Études du risque créé par les activités situées à proximité de ses installations, dans les situations au-delà du dimensionnement, 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). Proposition des éventuelles modifications à apporter à ses installations ou leurs modalités d'exploitation résultant de cette analyse.	En cours	31/09/2012 pour Tricastin 31/12/2012 pour Gravelines et Saint-Alban 31/12/2013 pour les autres sites	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Révision des guides de l'ASN applicables vis-à-vis de la prise en compte des effets du séisme sur les INB				Envisagée		

1.2 Inondations

Les inondations sont des événements susceptibles de générer des défaillances pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site. Les risques engendrés par les inondations et les crues sont notamment :

- la perte de l'alimentation en eau par inondation des matériels de pompage ou par arrivée massive de détritus ;
- la perte d'alimentations électriques externes par inondation du poste d'interconnexion ;
- la perte, par inondation, de matériels importants pour la sûreté ;
- l'isolement prolongé du site, notamment sans possibilité de renouvellement des équipes, de ravitaillement en carburant pour les groupes électrogènes de secours ou d'apport de moyens mobiles de secours.

L'inondation est un risque pris en compte à la conception des installations et réévalué lors des réexamens de sûreté ou à la suite de certains événements exceptionnels, comme l'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999. Cette réévaluation porte notamment sur le niveau d'eau maximal pris en compte pour dimensionner les ouvrages de protection des sites appelée cote majorée de sécurité (CMS), mais également sur l'ensemble des phénomènes et combinaison de phénomènes pouvant être à l'origine d'une inondation (crues, tempêtes, pluies, remontée de la nappe phréatique, ruptures de circuits et d'ouvrage de retenue d'eau…).

1.2.1 Dimensionnement des installations

1.2.1.1 Inondations pour lesquelles les installations sont dimensionnées

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF d'indiquer :

- *les caractéristiques de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée (notamment le niveau d'eau pris en compte), leur justification, ainsi que les valeurs de ces paramètres prises en compte lors de l'autorisation initiale de l'installation ;*
- *la méthodologie retenue pour évaluer les caractéristiques de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée (période de retour, les événements passés pris en compte, leur localisation et les raisons de ce choix, les marges ajoutées...) ; sources d'inondation considérées (tsunami, marée, tempête, rupture de barrage...) ; validité des données historiques.*

L'ASN a également demandé à l'exploitant de se prononcer sur l'adéquation du niveau d'inondation auquel l'installation est dimensionnée.

Les sites utilisent pour le dimensionnement des protections en cas d'inondation la règle fondamentale de sûreté RFS I.2.e du 12 avril 1984 (« Prise en compte du risque d'inondation d'origine externe »). Ce texte définit en particulier une méthode pour déterminer les niveaux d'eau à prendre en compte pour la conception des installations. Cette méthode s'appuie sur la définition de la cote majorée de sécurité (CMS) et distingue trois cas :

1. Pour les sites en bord de mer, la CMS correspond à la conjonction de la marée maximale calculée (de coefficient 120) et de la surcote marine millénale.

2. Pour les sites fluviaux, la CMS (ou CBMS) est le plus haut des deux niveaux suivants :
   - Niveau atteint par une crue dont le débit est obtenu en majorant de 15% le débit de la crue millénale ;
   - Niveau atteint par la conjonction des ondes de la plus forte crue connue, ou de la crue centennale si elle est plus importante, et de l'effacement de l'ouvrage de retenue le plus contraignant.

3. Pour les sites en estuaire, la CMS est le plus haut des 3 niveaux suivants :
- Niveau atteint par la conjonction de la crue millénale fluviale et de la marée de coefficient 120 ;
- Niveau atteint par la conjonction définie au 2.b et de la marée de coefficient 70 ;
- Niveau atteint par la conjonction de la surcote marine millénale et de la marée de coefficient 120.

A la suite de l'inondation partielle de la centrale nucléaire du Blayais en décembre 1999, EDF a mis à jour son évaluation des CMS pour l'ensemble des sites et a pris en compte de manière systématique d'autres aléas susceptibles de provoquer une inondation :

1. Pour l'ensemble des sites :
- la dégradation d'un ouvrage (canalisation, bassins des aéroréfrigérants, bassins de stockage d'eau…) de stockage d'eau proche du site dont la ligne d'eau est située à une cote plus élevée que la plateforme de ce site ;
- l'intumescence[19] ;
- les pluies de forte intensité (période de retour centennale) et les pluies régulières et continues (moyennes maximales centennales sur 24 heures) ;
- la remontée de nappe phréatique ;
- la rupture de circuit ou d'équipement.

2. Pour les sites fluviaux :
- influence du vent sur le fleuve ou clapot (déterminé pour un vent centennal).

3. Pour les sites en bord de mer :
- la houle.

EDF a également pris en compte certaines conjonctions d'aléas en prenant en considération le degré d'interaction entre ces phénomènes, l'ordre de grandeur des fréquences d'occurrence et les risques potentiels associés aux différents aléas ou conjonctions d'aléa. Ont ainsi été pris en compte :

1. Pour les sites fluviaux :
- crue millénale et clapot ;
- pluie de forte intensité et fleuve à débit moyen ;
- pluie régulière et continue et crue centennale ;
- intumescence et différentes situations de crue.

2. pour les sites en bord de mer
- la CMS (telle que définie par la RFS I.2.e pour les sites bord de mer et rappelée précédemment dans le présent rapport) et une houle centennale ;
- pluie de forte intensité et niveau de pleine mer de marée moyenne (coefficient 70) ;
- pluie régulière et continue et niveau global de mer d'occurrence centennale (intégrant surcote et marée) ;
- intumescence et différentes situations de crue.

[19] Onde de déformation de la surface libre induite par une variation brutale de la vitesse (du débit) de l'écoulement. Phénomène analogue aux « coups de bélier » pour les écoulements en conduite. On parle d'intumescence « positive » lors d'une réduction brutale de la vitesse, et inversement d'une intumescence « négative » lors d'une augmentation brutale de la vitesse. Peut s'observer lors d'un arrêt/démarrage brutal des groupes d'une usine hydro-électrique au fil de l'eau, ou de pompes CRF dans un canal de prise d'une centrale REP en circuit ouvert.

EDF a également pris en compte la dégradation éventuelle d'ouvrages (situés à l'aplomb des sites ou sur la plate-forme de type digues de canaux, bassins réservoirs, retenues, bâches…) ainsi que la dégradation de circuits ou d'équipements (essentiellement ceux associés à la station de pompage, aux ouvrages d'amené et de rejet d'eau brute et au circuit CRF[20]) qui pourraient conduire à la présence de volumes d'eau importants sur la plate-forme des sites. Pour les digues de canaux et les bassins réservoirs, EDF étudie leur comportement pour les agressions suivantes : séisme, chute d'avion et explosion externe d'hydrocarbures.

Cette méthode complémentaire à la RFS I.2.e a été évaluée par l'IRSN. Après avoir recueilli l'avis des groupes permanents d'experts en décembre 2001 et en mars 2007, l'ASN a estimé que cette méthodologie était globalement satisfaisante.

Toutefois, l'ASN a demandé à EDF de revoir ses études concernant l'aléa relatif à la rupture de circuit ou d'équipement et de compléter la méthodologie de caractérisation de l'aléa relatif aux pluies de forte intensité, pour s'assurer du caractère suffisant des dispositions de protection pour ces deux aléas.

En outre, l'ASN a formulé des demandes spécifiques concernant les sites de Belleville et Tricastin :

- *La CMS de Belleville prise en compte par EDF ne couvre pas la forte influence du coefficient de Strickler[21]. Si le calcul prend en compte cette influence, il aboutit à un niveau d'eau plus élevé, estimé à 47 cm par EDF. Cependant, EDF n'a pas mis à jour la valeur de la CMM en conséquence. L'ASN a demandé à EDF de mettre à jour la valeur de la CMM de Belleville pour tenir compte de l'incertitude sur le coefficient de Strickler.*
- *La CMS du Tricastin doit être révisée pour prendre en compte la rupture du barrage de Vouglans. EDF a présenté de nouvelles études en 2008 donnant le niveau d'eau au droit du site du Tricastin en cas de rupture du barrage de Vouglans. Or, EDF a postulé dans ses hypothèses un niveau d'eau médian (c'est-à-dire atteint 50 % du temps) dans le barrage de Vouglans au moment de sa rupture. L'ASN considère que cette hypothèse n'est pas suffisamment conservative et a demandé à EDF de prendre en compte, dans son calcul de CMS pour le site du Tricastin, un niveau à plus hautes eaux dans le barrage de Vouglans au moment de sa rupture*

Le tableau ci-dessous présente le niveau des CMS actuelles au regard du calage de la plateforme de l'îlot nucléaire :

	Dimensionnement actuel							
	Réf Niveau	**Niveau CMS actuel**	**Localisation**	**Aléa Dimensionnant actuel**	**Calage de la plateforme de l'îlot nucléaire**		**Calage seuil le plus bas accès bâtiments classés important pour la sûreté (IPS)**	
Blayais	NGFN	5,11		Surcote millénale + marée 120	4,50	au 30/06/2011	4,41	Avec tassement à l'infini
Belleville	NGFO	142,06	Au droit de l'IN	CMM	141,55	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)	141,73	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)
Bugey	NGFO	197,37		REB	197,00	au 30/06/2011 *(Pas de tassements de la PF)*	196,92	au 30/06/2011, tassement stabilisé
Cattenom	NGFN	155,61	Au droit de l'IN	CMM	171,00	au 30/06/2011	170,90	au 30/06/2011
Chinon	NGFO	37,40	Au droit de l'IN	CMM + rupture levée val d'Authion	37,20	au 30/06/2011	37,22	Avec tassement à l'infini
Chooz	NGFN	109,54	Au droit de l'IN	CMM	114,7	au 30/06/2011	114,65	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)
Civaux	NGFN	75,80	Au droit de l'IN et de la prise d'eau	REB	76,7	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)	76,77	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)

[20] CRF : circuit d'eau brute

[21] Coefficient représentatif de la rugosité du lit du fleuve

Cruas	NGFO	80,60	Plaine de Cruas	REB	80,50	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)	80,50	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)
Dampierre	NGFO	125,69		CMM	125,50	au 30/06/2011	125,46	Avec tassement à l'infini
Fessenheim	NN	206,26 215,89	Plaine d'alsace GCA	CMM	205,50	au 30/06/2011	205,47	au 30/06/2011, tassement stabilisé
Flamanville	NGFN	7,79		Surcote millénale + marée 120	12,40	au 30/06/2011	-	S.O.
Gravelines	NGFN	6,12		Surcote millénale + marée 120	5,52	au 30/06/2011 (tassement stabilisé)	5,51	Avec tassement à l'infini
Golfech	NGFN	61,38	Au droit de l'IN	CMM	62,22	au 30/06/2011	62,17	au 30/06/2011
Nogent	NGFN	66,07	Au droit de l'IN	REB	68,15	au 30/06/2011	68,05	Avec tassement à l'infini
Paluel	NGFN	7,40		Surcote millénale + marée 120	25,30	au 30/06/2011	-	S.O.
Penly	NGFN	7,74		Surcote millénale + marée 120	12,00	au 30/06/2011	-	S.O.
Saint-Alban	NGFO	147,46		REB	147,00	au 30/06/2011	147,05	Avec tassement à l'infini
Saint - Laurent	NGFO	83,47		CMM	83,65	au 30/06/2011	83,58	Avec tassement à l'infini
Tricastin	NGFO	50,90 59,56	Lit mineur[22] du Rhône Canal de Donzère	CMM	52,00	au 30/06/2011	51,85	Avec tassement à l'infini

NGFN : Système de nivellement général de la France normal / NGFO : Système de nivellement orthométrique / CMS : cote majorée de sécurité / CMM : crue millénale majorée / REB : rupture ou effacement de barrage / GCA : Grand Canal d'Alsace / IN : îlot nucléaire / S.O. : sans objet

Parallèlement, l'ASN et l'IRSN ont lancé la révision de la RFS I.2.e relative à la prise en compte du risque d'inondation en tenant compte de l'ensemble des travaux menés depuis l'inondation de la centrale du Blayais. Le nouveau guide relatif à la protection des INB contre le risque d'inondation portera sur le choix des aléas susceptibles de conduire à une inondation du site et sur les méthodes de caractérisation de l'ensemble de ces aléas. Ce projet de guide a fait l'objet d'une consultation en juin 2010 élargie au public (www.asn.fr). Après instruction des remarques collectées, le guide fera l'objet d'un avis des groupes permanents d'experts qui se réuniront en mai 2012. L'ASN a prévu de diffuser ce nouveau guide en 2012.

1.2.1.2 - Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis des risques d'inondation pris en compte dans le dimensionnement

Dans son cahier des charges des ECS, l'ASN a demandé à EDF de décrire les dispositions visant à protéger l'installation en cas de CMS.

L'ASN a en particulier demandé à EDF d'identifier les structures, systèmes et composants (SSC) qui doivent rester disponibles après l'inondation pour assurer un état sûr, y compris les dispositions pour assurer le fonctionnement de la station de pompage et les dispositions pour assurer l'alimentation électrique de secours.

[22] Le lit mineur ou lit ordinaire désigne tout l'espace occupé, en permanence ou temporairement, par un cours d'eau. On distingue le lit majeur du lit mineur, ce dernier étant la zone limitée par les berges. Le lit majeur est l'espace occupé par le cours d'eau lors de ses plus grandes crues.

L'ASN a également demandé à EDF d'identifier les principales dispositions de conception permettant de protéger le site contre les inondations (niveau de la plate forme, de la digue,...). En outre, l'ASN a demandé à EDF de préciser les principales dispositions d'exploitation (y compris les procédures d'urgence, les équipements mobiles...) pour alerter de l'imminence de l'inondation, puis pour limiter les conséquences de l'inondation.

Dispositions matérielles

EDF a indiqué dans ses rapports d'ECS que les plateformes des sites ont été calées en fonction de la cote d'eau initialement calculée. Il est à noter que la RFS I.2.e a été publiée en 1984 ; de ce fait, certaines cotes ont été calculées selon des méthodologies différentes. Ainsi, depuis la conception des sites, ces cotes ont été réévaluées pour prendre en compte :

- l'évolution des règles de calcul (parution de la RFS I.2.e par exemple) ;
- un échantillonnage de données plus large ;
- l'évolution des connaissances (techniques de modélisation par exemple) ;
- le retour d'expérience de l'incident du Blayais en 1999.

Le tableau ci-dessous indique certaines protections mises en œuvre par EDF pour protéger les centrales contre le risque d'inondation (crue, rupture de barrage, pluie…) :

	Protection existante
Blayais	Digues
Belleville	Digue ceinturante
Bugey	digues et murets de protection
Cattenom	Calage plateforme
Chinon	Masques de crue (batardeaux)
Chooz	Calage plateforme
Civaux	Calage plateforme
Cruas	Berges du Rhône + muret périphérique nord
Dampierre	Digues de protection Est et Sud
Fessenheim	Talus de protection et digue du GCA
Flamanville	Calage plateforme
Gravelines	Murets et digues chenal d'amenée
Golfech	Calage plateforme
Nogent	Calage plateforme
Paluel	Calage plateforme
Penly	Calage plateforme
Saint-Alban	Muret Nord et Est
Saint-Laurent	Calage plateforme
Tricastin	Protections "Gaffière" et digues canal de Donzère

Dans ses rapports d'ECS, EDF a présenté les dispositions permettant de protéger les sites contre les inondations. Ces dispositions sont issues de la démarche suivie à la suite de l'inondation partielle du Blayais pour l'ensemble de ses sites (démarche « REX Blayais »). EDF a mené une analyse de sûreté, pour chacun de ses sites, établissant la liste des systèmes et équipements nécessaires pour rejoindre un état sûr et s'y maintenir.

Pour l'ensemble des sites, EDF a également pris en compte l'ensemble des systèmes supports permettant d'en assurer le fonctionnement (sources électriques, contrôle-commande, fluides) ainsi que certains systèmes de conditionnement ou de ventilation. Les rapports d'ECS présentent la liste de ces systèmes et équipements pour chacun des sites.

EDF a distingué deux catégories de matériels : ceux de l'îlot nucléaire et ceux de la station de pompage. Afin de conclure sur l'absence d'eau dans les locaux abritant les matériels à protéger en cas d'inondation, EDF a adopté une démarche en deux étapes :

1. EDF a comparé la cote d'eau susceptible d'être atteinte aux différents points possibles d'entrée de l'eau (ou « by-pass ») ;
2. EDF a indiqué les dispositions matérielles et d'exploitation visant à protéger l'installation contre le niveau d'inondation pour lequel elle est dimensionnée.

Les dispositions matérielles concernent les domaines suivants :

- génie civil : construction de murets de protection, rehausse ou renforcement de digues, mise en place et réparations de joints inter-bâtiments, installation de moyens de pompage, surélévation du matériel, mise en place de seuils…
- mécanique : implantation de matériel spécifique (batardeaux, portes étanches, obturateurs), modification du matériel existant (par exemple augmentation de la capacité de pompes ou mise en place de clapets anti retour)…
- matériels électriques et de contrôle-commande : rehausse ou déplacement du matériel électrique (notamment le contrôle-commande), mise en place de systèmes ou d'arrêts automatiques (par exemple pour les obturateurs), mise en place de secours électriques pour certains matériels, report des alarmes en salle de commande…

A la suite de l'évaluation de cette démarche « REX Blayais » et de l'avis des groupes permanents d'experts de mars 2007, l'ASN a considéré que les dispositions prévues ou déjà mises en œuvre sur les sites représentaient un progrès significatif en matière de sûreté et devaient conférer aux centrales un niveau de protection satisfaisant vis-à-vis de l'inondation externe.

Cependant, certaines modifications et travaux prévus dans le cadre de la démarche « REX Blayais » restent encore à ce jour à réaliser. Ces modifications concernent principalement la réalisation des travaux permettant d'assurer la protection périphérique des sites de Cruas et du Tricastin en cas de crue millénale majorée et de rupture de barrage, la finalisation des travaux de protection périphérique du site de Saint-Alban, la rehausse et le renforcement de la protection de Gravelines contre la houle, la mise en place d'un automatisme d'arrêt des pompes du circuit d'eau de recirculation (CRF) sur certains sites, le secours électrique des pompes de relevage du circuit d'égouts (SEO) des sites de Gravelines et du Blayais et la mise en place de seuils de porte à l'entrée de certains bâtiments pour quelques sites.

Afin d'assurer que ces travaux seront achevés dans les meilleurs délais, ce sujet fait l'objet d'une prescription de l'ASN qui demande la mise en conformité de tous les sites au plus tard fin 2014.

En outre, afin d'empêcher toute entrée d'eau dans un périmètre englobant les bâtiments contenant les matériels requis pour assurer la sûreté des réacteurs (matériels nécessaires au repli et au maintien en état sûr en cas d'inondation externe), EDF a mis en place une protection volumétrique (PV) sur tous les sites. Ce périmètre englobe a minima les infrastructures des locaux à protéger (dans ce cas, le périmètre de la PV exclut le niveau +0,00 m) ; sur certains sites, il est étendu au-dessus du niveau +0,00 m. Le choix du contour prend en compte les spécificités de chaque site ou les contraintes de réalisation. Le périmètre de la PV est constitué des parois extérieures de cet ensemble : voiles, planchers et plafonds. Ces parois peuvent comporter des ouvertures qui pourraient remettre en cause la mission de la PV si elles ne sont pas étanches (portes, trémies, trappes) ; des dispositions sont donc prises en conséquence pour assurer leur étanchéité.

Dispositions d'exploitation

Outre les dispositions matérielles, EDF a présenté, pour chaque site, les dispositions d'exploitation visant à protéger l'installation contre le niveau d'inondation pour lequel elle est dimensionnée. Les dispositions d'exploitation comprennent :

- des systèmes d'alerte en cas d'aléa prédictible (rupture d'un ouvrage de retenue en amont du site, crue en bord de fleuve ou de mer éventuellement cumulée à des vents extrêmes, pluies) susceptible de conduire à une inondation du site. Ces systèmes d'alerte sont constitués de plusieurs niveaux de surveillance : quatre phases maximum (veille, vigilance, pré-alerte et alerte). Selon le risque existant sur le site, il n'existe pas toujours 4 phases ;
- des conventions avec des organismes internes ou externes à EDF (Météo France, la préfecture,…) afin de disposer de prévision concernant les aléas ci-dessus.
- des règles particulières de conduite en cas d'inondation (RPC inondation) qui s'appuient sur les systèmes d'alerte afin d'anticiper les actions à mettre en œuvre pour assurer la protection des sites en cas d'inondation (durant les phases de crue et de décrue) ainsi que de préparer leur éventuel passage en état de repli. Ces RPC permettent en particulier d'anticiper et de gérer un éventuel isolement du site ;
- des procédures locales (précisant la RPC inondation, en particulier).

Ces dispositions d'exploitation sont déterminées à la fois en fonction des vulnérabilités des sites et en fonction des événements redoutés en cas d'inondation, à savoir l'isolement du site, la perte des sources électriques externes, la perte de la station de pompage et l'inondation de la plateforme du site.

Compte tenu de l'absence de vulnérabilité de certains sites, EDF a conclu que la mise en place d'un système d'alerte n'était pas nécessaire pour ces sites.

Pour les sites concernés par une RPC inondation, l'ASN a contrôlé leur déclinaison lors des inspections ciblées menées entre juin et octobre 2011; à cette occasion, l'ASN a constaté que la RPC inondation n'avait pas été déclinée sur certains sites (Chooz, Cruas, Nogent, Tricastin, Dampierre, Gravelines)23, bien qu'elles modifient radicalement les hypothèses (par exemple, à Tricastin, le site est désormais considéré comme isolable et exposé à un MDTE) en cas d'inondation, ce qui n'est pas le cas dans les procédures actuelles.

L'ASN a prescrit à EDF d'adapter, avant le 31 décembre 2012, l'organisation des sites de Cruas et Tricastin permettant de faire face à un isolement en cas d'inondation.

Enfin, dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF de préciser si d'autres effets, liés à l'inondation elle-même ou aux phénomènes à l'origine de l'inondation (tels que les très mauvaises conditions météorologiques) ont été considérés, notamment la perte des alimentations électriques externes, la perte de la prise d'eau (effets des débris, des nappes d'hydrocarbures…) et la situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site.

[23] Pour Chooz, la déclaration de modification au titre de l'article 26 du décret n° 2007-1557 du 02/11/2007 a été déposée par EDF et est en cours d'instruction par l'ASN. Pour Nogent et Tricastin, le processus est en cours.

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que les pertes des alimentations électriques externes (notamment générées par une tempête) et de prise d'eau (pouvant être générées par une arrivée massive de colmatants ou de nappe d'hydrocarbures) ont été prises en compte. L'analyse a amené EDF à proposer, pour certains sites, des études et des dispositions matérielles et d'exploitation complémentaires (par exemple : surélévation des postes d'interconnexion de certains sites).

1.2.1.3 Conformité des installations au référentiel actuel

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF de décrire l'organisation générale mise en œuvre pour garantir la conformité (maintenance périodique, inspections, tests…) ; en particulier, l'ASN a demandé à EDF de décrire l'organisation permettant à EDF de s'assurer que les équipements mobiles à l'extérieur du site, prévus dans les procédures d'urgence, sont disponibles et restent en état d'être utilisés. Tout écart connu, et les conséquences de ces écarts en termes de sûreté, ainsi que la programmation des remises en conformité ou des mesures compensatoires devaient être précisés. Enfin, l'ASN a demandé à EDF de donner les conclusions des examens de conformité spécifiques déjà engagé à la suite de l'accident à la centrale de Fukushima.

Dans ses rapports d'ECS, EDF a indiqué que la conformité des installations en matière de protection contre les inondations repose sur :

- la surveillance périodique au travers d'essais périodiques ou de visites dans le cadre des programmes de maintenance préventive, des équipements contribuant à la protection, valorisés dans les études de conception ;
- la surveillance et la gestion de la PV.

Pour ce qui concerne les contrôles périodiques réalisés sur les équipements contribuant à la protection vis-à-vis du risque d'inondation, EDF a indiqué que le programme de surveillance ou de maintenance de certains matériels était en cours de déploiement sur certains sites. Or, les matériels concernés constituent des lignes de défense contre l'inondation externe.

L'ASN considère donc qu'il est important de mettre en place, au plus tôt, ces programmes de surveillance et de maintenance afin de garantir la disponibilité, l'intégrité et le bon fonctionnement des dispositions prévues en cas d'inondation.

EDF a indiqué que la surveillance et la protection de la PV, afin de garantir, de façon pérenne et à tout moment, l'étanchéité de la PV, repose sur la mise en œuvre des deux contrôles suivants :

- la vérification de l'absence de dégradation dans le temps de l'étanchéité de la PV : les différents constituants de la PV font l'objet d'opérations de maintenance, identifiées dans les programmes de maintenance préventive (PBMP).
- une règle de gestion de la PV qui doit être déclinée sur tous les sites afin de surveiller, en temps réel, les ruptures d'étanchéité de la PV : ruptures planifiées ou fortuites.

Au cours des inspections ciblées menées en juin et octobre 2011, l'ASN a constaté de nombreux écarts relatifs à la surveillance, à la maintenance et au contour de la protection volumétrique. Par exemple :

- *les travaux de mise en conformité décidés dans le cadre du REX Blayais qui devaient être achevés en 2007, ne sont pas terminés sur tous les sites ;*
- *certains sites ont fait part d'écarts constatés entre le périmètre de la PV identifié dans la note établie à l'échelon national d'EDF et la réalité sur le site ;*
- *certains sites ont fait part de l'impossibilité de tester les joints « waterstop »[24] qui constituent un élément essentiel de la PV. A titre d'exemple, le site de Cattenom a déclaré un ESS relatif à l'inondation du local bâche à fioul en partie due à l'inétanchéité des joints « waterstop » ;*
- *le repérage des matériels et ouvrages en limite de PV est absent sur certains sites ;*
- *la gestion et le suivi au quotidien de la PV ne sont pas toujours réalisés correctement, voire sont inexistants.*

A la suite de la remise des rapports ECS, EDF a pris l'engagement suivant :

« Les travaux de mise en conformité de la PV seront terminés sur l'ensemble des CNPE avant fin 2011.

[24] Étanchéité des parois béton au niveau des joints de dilatation (bande d'arrêt d'eau)

Concernant les modalités de suivi en exploitation des éléments constituant la protection volumétrique, EDF confirme que le prescriptif national de gestion de la PV sera décliné de manière effective sur tous les sites pour fin mars 2012.

La problématique des joints WATERSTOP constatée à Cattenom a d'ores et déjà fait l'objet d'une action de mise en conformité. Le programme de maintenance de ces joints sera réexaminé en tenant compte de ce retour d'expérience.

Par ailleurs, EDF a réalisé une première analyse des remontées issues des inspections sur le thème Inondation. Sur la base de cette première analyse, EDF considère que la nature des constats n'est pas de nature à compromettre la sûreté des tranches concernées.

EDF réalisera, à échéance de fin mars 2012, une analyse globale de l'ensemble des constats relevés lors des inspections "Post Fukushima" ou soulevés par les CNPE concernant la protection volumétrique. Dans ce cadre, EDF présentera :

- les traitements réactifs déjà réalisés par les CNPE,
- la stratégie de traitement des constats présentant un caractère générique,
- les réponses apportées aux demandes d'extension du périmètre actuel de la protection volumétrique. »

L'ASN considère que l'action proposée par EDF est satisfaisante.

Dans la mesure où la PV joue un rôle fondamental dans la protection des centrales contre le risque d'inondation externe et où les écarts constatés sont de nature à remettre en cause certaines conclusions des ECS, l'ASN imposera à EDF une remise en conformité rapide.

En particulier, pour ce qui concerne les joints waterstop, EDF estime que ceux-ci ne peuvent pas faire l'objet de tests d'étanchéité. EDF a donc présenté une stratégie consistant à examiner, pour l'ensemble des joints, les contraintes et déplacements générés par les effets des tassements différentiels des bâtiments. Dans les cas où le dimensionnement des joints ne permet pas de couvrir les déplacements et contraintes associées, EDF a mis en œuvre des lames d'étanchéité rapportées côté paroi interne.

L'ASN considère qu'EDF ne prend pas en compte dans sa démarche le vieillissement des joints. ***Le suivi des joints d'étanchéité « waterstop » constituant un élément essentiel pour assurer l'efficacité de la protection volumétrique, l'ASN a demandé à EDF de démontrer l'efficacité de sa stratégie et de dresser la liste les sites pour lesquels il est nécessaire de mettre en œuvre un dispositif supplémentaire.***

EDF a également engagé une revue de fiabilité spécifique conformément aux conclusions du rapport SOER (*Significant Operating Experience Report*) 2001-2 émis par l'association WANO (*World Association of Nuclear Operators*). *L'ASN a noté que lorsque des constats ont été identifiés par l'exploitant, ce dernier présente des actions correctives.*

L'ASN considère que ces actions correctives sont satisfaisantes ; cependant, il est nécessaire qu'EDF fixe une échéance pour chacune de ces actions.

1.2.2 Évaluation des marges de sûreté

1.2.2.1 Estimation des marges en cas d'inondation

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF d'indiquer le niveau d'inondation auquel l'installation peut résister sans endommagement du combustible (en cuve ou en piscine) et les niveaux conduisant à l'enclenchement d'action(s) relevant de situations accidentelles. EDF pouvait s'appuyer sur les informations disponibles (et prendre en compte des études pour confirmer le jugement d'ingénieur).

Dans ses rapports d'ECS, EDF a présenté, pour les différents aléas considérés pour chaque site, les marges lorsque celles-ci existent entre le niveau d'inondation atteint et le niveau des protections, dans le cadre du dimensionnement actuel et a conclu, le cas échéant, sur les dispositions supplémentaires éventuelles à mettre en œuvre.

Ces informations répondent de manière satisfaisante à la demande de l'ASN.

En outre, EDF a étudié plusieurs cas qui, selon lui, sont représentatifs pour évaluer les effets falaise ; ces cas étudiés sont résumés ci-après. Ces cas prennent des hypothèses allant au-delà du dimensionnement, contrairement à ce qui a été présenté jusqu'ici dans la présente partie rapport dédiée à l'inondation.

Dans ses rapports d'ECS, EDF a analysé trois types d'effets falaise pouvant être induits par une inondation :

1. Inondation provoquant la perte de la source froide de site (situation H1), initiée par une montée du niveau des eaux conduisant successivement à la perte du système de filtration d'eau brute (CFI) puis à la submersion des pompes du circuit d'eau brute secourue (SEC). Pour certains sites, la perte des pompes SEC a lieu avant la perte du système de filtration. Dans ses rapports d'ECS, EDF a indiqué que :
   - la perte du système de filtration des sites équipés de tambours filtrants impliquerait une indisponibilité durable de certains dispositifs du système de filtration sans toutefois conduire de manière certaine à la perte de la fonction,
   - la perte des moteurs d'entraînement des filtres à chaîne pourrait conduire à une indisponibilité durable de la filtration. Dans ce cas, le risque de situation H1 par colmatage ne peut être écarté. Pour le site de Fessenheim, la station de pompage étant située à une altitude plus élevée que la plateforme du site, le circuit d'eau brute secourue peut fonctionner gravitairement en cas d'inondation.

2. Inondation provoquant une situation de MDTE (manque de tension externe) entraînée par la perte des matériels par submersion initiée par l'un au moins des événements suivants :
   - perte de tous les postes électriques externes (départ des lignes haute tension) par submersion des matériels. Ce scénario peut affecter directement tout un site (sauf en cas de mesures palliatives particulières).
   - perte des transformateurs assurant l'alimentation des auxiliaires de sûreté par le réseau externe, ces transformateurs étant implantés à l'intérieur du site :
     i. directement en sortie d'unité de production (transformateurs principaux TP et de soutirage TS),
     ii. transformateurs auxiliaires TA (circuit d'alimentation dissocié de celui des TP et TS).

3. Inondation provoquant une situation de perte totale des sources électriques (situation H3) associée à la perte éventuelle de systèmes de sauvegarde des réacteurs, ce type d'effet étant initié par la présence d'une lame d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire.

Concernant le cas de l'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement, EDF a identifié les effets falaise redoutés compte tenu du positionnement des ouvrages concernés susceptibles de constituer des sources d'inondation potentielles à la suite d'un séisme d'intensité supérieure au SMS. Selon les sites, ces effets falaise sont l'arrivée d'une lame d'eau sur la plateforme de l'ilot nucléaire dépassant les seuils d'accès des bâtiments, ce qui induirait une situation H3, ou l'arrivée d'une lame d'eau provoquant la submersion des transformateurs auxiliaires, ce qui induirait une situation de type MDTE.

Dans ses rapports d'ECS, afin d'évaluer la robustesse de l'installation aux effets falaises, EDF a :

- identifié les effets falaise induits par une inondation externe et calculé les niveaux d'eau correspondants ;
- réalisé des analyses de sensibilité « au-delà du dimensionnement » en majorant de manière forfaitaire certains scénarios de dimensionnement actuel ;
- comparé les niveaux d'eau atteints pour chacun des scénarios majorés aux niveaux d'eau conduisant aux effets falaise ;
- proposé des études pour confirmer l'existence du risque d'effet falaise ou des dispositions à mettre en œuvre pour renforcer la robustesse en cas d'effets falaise.

Scénarios retenus

EDF a pris en compte différents scénarios suivant la situation géographique du site :

1. Pour l'ensemble des sites :

Scénarios retenus par EdF	***Point de vue de l'ASN***
Pluie de forte intensité (PFI) majorée : intensité de la pluie PFI retenue pour le dimensionnement, doublée	*L'ASN considère qu'un facteur 2 correspond à l'ordre de grandeur adapté pour atteindre un aléa significativement plus pénalisant que celui du référentiel actuel. Toutefois, l'ASN considère que la durée retenue n'est a priori pas suffisamment pénalisante, compte tenu de la saturation des réseaux pluviaux.* *L'ASN juge que l'engagement pris par EDF de réaliser une étude de sensibilité vis-à-vis de durées de pluies supérieures au temps de concentration du réseau est satisfaisant.*
Conjonction de PFI de durée 60 minutes conjuguée à une obturation complète des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO du site	*L'ASN considère que cette conjonction permet d'aller, dans le cadre des ECS, significativement au-delà des niveaux de pluies actuellement pris en compte pour les sites. Cette conjonction permet d'identifier les niveaux d'inondation à partir desquels apparaissent les effets falaise et répond en ce sens aux demandes du cahier des charges.*
Inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement : identification des ouvrages présents sur la plateforme ou à l'aplomb et susceptibles de constituer des sources d'inondation potentielles à la suite d'un séisme d'intensité supérieure au SMS, si l'ouvrage ou l'équipement n'est pas considéré robuste en cas de séisme au-delà du dimensionnement. Lors de l'instruction, EDF a pris l'engagement ci-dessous : « Afin de compléter l'analyse du risque d'inondation induite par un séisme « au-delà du référentiel » présentée dans les RECS, EDF évaluera pour fin 2012 le risque d'endommagement des murets entourant les aéroréfrigérants des quatre sites concernés en fonction de : • la distance effective entre muret et aéroréfrigérant, • la possibilité de justifier l'absence de dégradation significative de la coque des aéroréfrigérants pour un séisme pour des séismes supérieurs au SMS Si l'endommagement du muret consécutif à une ruine de l'aéroréfrigérant sous l'effet d'un séisme « au-delà du référentiel » ne pouvait être écarté, les effets en termes d'inondation induite seront analysés. Le cas échéant, des dispositions complémentaires seront proposées dans l'objectif d'assurer une protection des équipements relevant du « noyau dur ECS ».	*L'ASN considère que la démarche d'étude proposée par EDF apparaît satisfaisante.* *L'ASN considère que l'approche retenue par EDF ainsi que l'engagement pris répondent de manière satisfaisante au cahier des charges.*

2. Pour les sites situés en bord de mer, EDF a choisi un scénario de CMS (cumul du niveau maximal de la marée astronomique et de la surcote millénale) avec une majoration forfaitaire de 1 mètre (ce qui correspond, selon EDF, à une surcote de période de retour comprise entre cent mille et un million d'années).

L'ASN considère que la majoration de 1 mètre prise sur la caractérisation de l'aléa niveau marin pour les sites situés en bord de mer retenue par EDF permet d'aller, dans le cadre des ECS, significativement au-delà des niveaux marins actuellement pris en compte pour ces sites, et répond en ce sens aux demandes du cahier des charges.

3. Pour les sites fluviaux :

Scénarios retenus par EdF	***Point de vue de l'ASN***
Crue fluviale augmentée : majoration forfaitaire du débit de la CMM de 30% En outre, à la suite de la remise des rapports ECS et dans le cadre de l'instruction de ces rapports par l'IRSN, EDF a pris l'engagement ci-dessous : « Pour les sites dont la plate-forme est considérée à ce jour comme étant hors d'eau dans le cas d'un scénario de crue fluviale majorée, et notamment Tricastin et St Alban, EDF examinera (à échéance de fin 2012) si d'éventuels phénomènes induits par ce type de crue sur le comportement d'ouvrages hydrauliques sont susceptibles de conduire à une révision des niveaux retenus dans le cadre des premières évaluations. Les conclusions de cette analyse complémentaire seront prises en compte pour la protection des équipements relevant du « noyau dur ECS ». Pour le cas particulier du CNPE de Tricastin évoqué dans la recommandation IRSN, EDF a souligné que les modifications prévues sur l'aménagement hydraulique de Donzère-Mondragon afin d'assurer la protection du site vis-à-vis de la CMM prévoient la création d'un dispositif de sécurité ultime (déversoir latéral en rive droite) permettant de limiter le niveau dans le canal y compris dans le cas de dysfonctionnements des ouvrages hydrauliques de l'aménagement. »	*L'ASN considère que la majoration de 30% de la crue fluviale retenue par EDF dans ses rapports d'ECS permet d'aller significativement au-delà des niveaux de crue fluviale actuellement pris en compte pour ses sites, et répond en ce sens aux demandes du cahier des charges.* *Les résultats affichés dans les rapports ECS sont toutefois à considérer en tenant compte des incertitudes significatives liées à ces premières évaluations. Le comportement d'ouvrages hydrauliques dans le cadre du scénario de crue fluviale majorée serait à examiner de manière plus approfondie en particulier pour les sites de Tricastin et Saint-Alban.*
Séismes initiateurs de ruptures de barrages (Blayais y compris) : EDF a proposé de réaliser 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) et sur un séisme susceptible d'entraîner plusieurs ruptures de barrages (pour confirmer que les protections du site vis-à-vis de l'inondation sont suffisantes). Lors de l'instruction, EDF a pris l'engagement ci-dessous : « Dans le cadre des études relatives aux effets de rupture de barrages sous l'effet de séismes « au-delà du référentiel » affichées dans les RECS, EDF considèrera les risques induits, vis-à-vis des équipements relevant du « noyau dur ECS », par des ruptures multiples de barrages situés dans une même vallée. »	*L'ASN considère que l'approche retenue par EDF ainsi que l'engagement pris répondent de manière satisfaisante au cahier des charges.*

4. EDF a également étudié d'autres scénarios majorés dans le cadre de la prise en compte de l'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement ou de spécificités de sites, notamment une inondation causée par la perte d'intégrité des bassins d'eau brute SEA (Flamanville, Penly et Paluel) ; concernant la ruine des bassins SEA des trois sites, EDF considère que la stabilité des bassins est assurée pour un séisme supérieur au SMS.

L'ASN considère que cette approche est satisfaisante sous réserve que l'étanchéité de ces bassins soit garantie, d'autant plus qu'EDF valorise le bassin SEA en tant qu'appoint ultime.

Hauteurs d'eau résultant des scénarios de pluies majorées et de séismes au-delà du dimensionnement

EDF a calculé le niveau d'eau issu des scénarios majorés en valorisant les protections mises en œuvre sur le site dans le cadre de la protection contre les aléas du dimensionnement, y compris celles dont la mise en œuvre est prévue ultérieurement (par exemple 2014 pour Cruas et Tricastin).

L'ASN considère que cette approche n'est pas conforme à la demande du cahier des charges, EDF devant prendre en compte l'état réel des installations au 30 juin 2011.

Les conséquences des scénarios de majoration de la crue de référence sont très variables. Les plateformes des ilots nucléaires de certains sites resteraient hors d'eau. Pour les autres, l'inondation pourrait atteindre jusqu'à deux mètres environ sur les plateformes des ilots nucléaires. Pour un certain nombre de sites fluviaux, EDF considère que les estimations de hauteur d'eau atteintes, issues d'extrapolations d'études ou de modèles existants, nécessiteraient d'être consolidées.

Les conséquences de chacun des deux scénarios de pluies sont d'un ordre de grandeur centimétrique. Suivant les sites, EDF estime que les volumes d'eau associés à chacun des deux scénarios de pluies majorées sont soit contenus dans les voiries soit susceptibles de provoquer une lame d'eau de quelques centimètres de haut sur les plateformes des îlots nucléaires.

Concernant les scénarios d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement, les niveaux d'eau obtenus sont de l'ordre de grandeur centimétrique ou décimétrique dans certains cas. Cependant, suivant les sites, EDF estime que :

- soit le risque d'inondation peut être écarté car la plateforme sur laquelle se situe l'ouvrage qui rompt est largement en-dessous de la plateforme de l'îlot nucléaire,
- soit les volumes d'eau associés sont contenus dans les voiries,
- soit les volumes d'eau associés sont susceptibles de provoquer une lame d'eau de quelques centimètres de haut sur les plateformes de l'îlot nucléaire.

EDF n'a pas pu se prononcer pour l'ensemble des sites sur les conséquences de tels aléas dans les situations considérés. Des études restent également à faire.

L'évaluation des hauteurs d'eau induites par ces trois scénarios repose sur le principe du calcul de l'étalement d'un volume de pluie non évacué par le réseau.

L'ASN considère que certaines hypothèses méritent d'être vérifiées (hypothèses hydrauliques, topographie) et les conservatismes retenus dans les études ne sont pas suffisants pour couvrir les effets dynamiques des écoulements. Des éléments complémentaires apparaissent nécessaires pour justifier les hypothèses d'étalement ainsi que les hypothèses hydrauliques retenues dans les études, notamment celles considérant l'obstruction des avaloirs[25].

[25] Dispositif destiné principalement à recueillir les eaux de ruissellement et les conduire aux réseaux d'égouts.

Pour certains sites, EDF estime que les volumes d'eau induits par ces trois scénarios seront contenus dans les voiries des plateformes de sites. Pour les autres, l'altimétrie de l'eau est comparée aux seuils d'accès des locaux. En cas de risque H1, MDTE ou H3, EDF a proposé d'étudier la réalité d'un risque de lame d'eau sur les plateformes de l'îlot nucléaire et le cas échéant, des transformateurs TA/TS. Au cours de l'instruction, EDF a précisé que ces études conserveront l'hypothèse d'étalement de la lame d'eau, mais permettront de réduire les conservatismes retenus dans les évaluations actuelles.

Cependant, l'ASN considère que les incertitudes sur les hypothèses hydrauliques et d'étalement retenues par EDF peuvent conduire à des hauteurs d'inondation supérieures à celles présentées, l'appréciation des marges ne devant pas être conduite au centimètre près.

Lors de la réunion des groupes permanents de novembre 2011, EDF a pris l'engagement ci-dessous, qui répond de manière satisfaisante au cahier des charges :

« Les paramètres influents listés (durées de pluies, capacités d'absorption et capacités d'évacuation) sont considérés au-delà du référentiel vis-à-vis de la vérification de protection des équipements du « Noyau Dur ». Afin d'engager les études annoncées dans les RECS, visant à caractériser plus finement les lames d'eau induites par les scénarios « PFIx2 », « PFI+obstruction SEO », et « inondation induite par un séisme au-delà du référentiel », EDF prévoit de définir et de justifier les différentes hypothèses retenues (capacités d'absorption des terrains, débits d'évacuation vers les terrains extérieurs, hypothèses d'étalements, modalités de prise en compte des effets dynamiques, modalités de prise en compte des données topographiques). En outre, concernant le scénario majoré « PFIx2 », une étude de sensibilité vis-à-vis de durées de pluies supérieures au temps de concentration du réseau sera réalisée. »

Concernant le caractère enveloppe des scénarios retenus, l'ASN considère que la démarche mise en œuvre par EDF vise clairement à définir des aléas majorés qui couvrent l'ensemble des phénomènes pouvant conduire ou participer à une inondation, en examinant pour certains sites des scénarios supplémentaires.

L'analyse présentant les effets falaise induits par le risque inondation, fournie par EDF dans les rapports d'ECS, répond à la demande de l'ASN.

Cas particuliers des digues

A la suite de la réunion des groupes permanents de juillet 2011 qui a eu pour objet d'examiner la méthodologie proposée par les exploitants pour la réalisation des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'examiner les conséquences de la rupture d'une part des digues du Grand Canal d'Alsace à proximité du site de Fessenheim et d'autre part des digues du canal de Donzère à proximité du site de Tricastin.

En ce qui concerne les conséquences d'une rupture de digue du canal de Donzère-Mondragon pour Tricastin et d'une rupture des digues du Grand Canal d'Alsace pour Fessenheim, EDF a apporté une réponse qui doit être considérée comme préliminaire en raison des délais associés aux ECS.

Concernant Tricastin, que ce soit dans le cas d'une rupture en rive gauche ou dans le cas de rupture en rive droite des digues du canal de Donzère-Mondragon, EDF estime que les protections périphériques existantes (batardeaux, écran étanche) permettraient d'éviter l'inondation de la plateforme du CNPE.

Concernant Fessenheim, les conséquences d'une rupture des digues du Grand Canal d'Alsace seraient la présence d'une lame d'eau sur le site, susceptible d'engendrer un scénario de perte totale des alimentations électriques externes et internes, ainsi que la perte potentielle d'autres matériels de l'îlot nucléaire.

Que ce soit pour Fessenheim ou Tricastin, EDF a souligné l'absence d'éléments d'études précises disponibles à ce jour sur la hauteur de cette lame d'eau. Dans les RECS, EDF a proposé :

- d'engager un examen détaillé de la tenue des digues à un niveau supérieur au SMS, et de déterminer un débit d'inondation à prendre en compte au-delà du dimensionnement,
- d'engager, au vu des résultats, un calcul des champs d'inondations correspondants,

- de définir et mettre en place, si nécessaire les parades matérielles et organisationnelles adaptées pour éviter les situations redoutées que sont, pour ce type d'analyse, un rejet important dans l'environnement pour le réacteur et un découvrement des assemblages pour le bâtiment combustible.

L'ASN considère que l'engagement d'EDF répond partiellement à sa demande et qu'EDF devra mener des études indiquant de façon précise le niveau d'eau sur le site du Tricastin en cas de rupture des digues de Donzère-Mondragon et sur le site de Fessenheim en cas de rupture des digues du Grand Canal d'Alsace et évaluer les conséquences qui en découlent. L'ASN a prescrit à EDF de remettre à l'ASN, avant la 30 juin 2013, 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.***

Tenue des digues du Tricastin

Le Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) du Tricastin se situe en bordure du canal de Donzère à Mondragon (rive droite), à l'est du Rhône, au sein du site nucléaire du Tricastin comprenant notamment diverses installations dédiées à l'élaboration du combustible nucléaire. Le refroidissement de la centrale nucléaire du Tricastin s'appuie sur un circuit ouvert alimenté par l'eau du canal de Donzère - Mondragon en dérivation du Rhône.

EDF a identifié deux aléas susceptibles de conduire à une inondation du site à la suite d'une défaillance des digues dans ce canal : le séisme et la CMM.

En cas de séisme, les études réalisées par EDF préalablement à la réunion du groupe permanent de mars 2007 ont conclu à la stabilité des digues, sous réserve d'une surveillance et d'une maintenance effectives de ces digues de la part de leur maître d'ouvrage, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR). A la suite de l'instruction du dossier, l'IRSN a confirmé dans l'ensemble le diagnostic d'EDF et a considéré que les deux phénomènes pouvant mettre en jeu la stabilité des digues sont une liquéfaction et une érosion interne au droit de singularités des corps de digue. A l'égard du risque de liquéfaction, la piézométrie (hauteur de l'eau dans les digues) est un paramètre essentiel.

L'ASN considère que la surveillance actuelle des digues est insuffisante pour caractériser de manière fiable la piézométrie des digues du canal.

En conséquence, l'ASN considère :

- *à l'égard du risque d'érosion interne, EDF devra recenser les singularités locales (conduites ou ouvrages enterrés, secteur de transition entre deux digues de type différents…) et, le cas échéant, des travaux devront être réalisés afin de s'affranchir du risque d'érosion interne de ces secteurs ;*
- *dans l'attente d'une étude sur la vulnérabilité du tronçon de digue rive droite, EDF devra mettre en place une reconnaissance géotechnique[26] de ses matériaux constitutifs, et une surveillance de sa piézométrie ;*
- *compte tenu des enjeux de sûreté associés à la tenue des digues de l'aménagement de Donzère-Mondragon, EDF doit s'assurer auprès de la CNR que la surveillance et l'entretien de ces digues garantissent l'efficacité et la pérennité de leur drainage, ainsi que l'absence de désordres. EDF devra s'assurer en particulier que cette surveillance permet d'attester de l'efficacité du dispositif piézométrique.*

Ces actions visent également (en plus de couvrir le comportement de la digue en cas de séisme) à assurer la tenue des digues en cas de crue millénale majorée (CMM).

En cas de SMS et de CMM, l'ASN considère que le CNPE du Tricastin n'est pas à l'abri d'une inondation due à une défaillance des digues du canal.

[26] Reconnaissance de sol : étude in situ et en laboratoire permettant de définir l'ensemble des caractéristiques physiques, chimiques et mécaniques des terrains en place.

En cas de CMM, le principal enjeu de protection du CNPE du Tricastin contre le risque d'inondation concerne l'intégrité des ouvrages de l'aménagement de Donzère-Mondragon et le maintien d'un niveau d'eau acceptable dans le canal, afin d'éviter une trop forte sollicitation des digues au-delà de celle prévue à leur conception. A sa conception, le dimensionnement de l'aménagement hydraulique a été effectué sur la base d'une crue de projet (9 900 m^3/s) correspondant à un débit notablement inférieur au débit actuellement retenu pour la protection de la centrale nucléaire du Tricastin (débit de 13 700 m^3/s).

Ainsi, en 2006, EDF et la CNR ont défini une stratégie de protection du site du Tricastin consistant en une combinaison de plusieurs parades matérielles et d'exploitation au sein de l'aménagement de Donzère-Mondragon.

Ils consistent en :

- la rehausse des points bas et confortement localisé de la digue rive gauche en amont des barrages de garde et du merlon dans la retenue de Donzère, au droit de la commune de Donzère ;
- la rehausse et le renforcement de la nouvelle passe navigable des barrages de garde en entrée du canal ;
- la mise en place d'un dispositif de débatardage rapide d'une vanne du barrage de la retenue ;
- l'extension de la consigne d'exploitation au-delà de la « crue de projet » ;
- la mise en place d'un dispositif de sécurité ultime du canal (DSU). Ce dispositif consiste à créer un déversoir latéral en rive droite du canal.

L'ASN a estimé cette stratégie satisfaisante dans son principe et dans la mesure où les travaux de mise en œuvre des parades étaient effectués rapidement. Toutefois, l'ASN a demandé à EDF d'apporter un certain nombre de compléments et de justifications relatifs notamment à la stabilité des ouvrages de l'aménagement et des digues.

A ce jour, ces éléments n'ont pas été apportés et les travaux de mise en œuvre des parades n'ont pas commencé ; cependant, une convention entre la CNR et EDF a été établie et l'échéance de réalisation des travaux est prévue pour fin 2014.

Dans l'attente de la réalisation de ces travaux, l'ASN considère que la protection de la centrale du Tricastin n'est pas assurée en cas de CMM.

L'ASN a formulé le 27 mai 2011, dans le cadre de l'avis de l'ASN sur la poursuite d'exploitation du réacteur 1 de Tricastin après trente années de fonctionnement, une prescription imposant la réalisation de ces travaux avant le 31 décembre 2014.

Le CNPE de Fessenheim est implanté en contrebas de la digue rive droite du Grand Canal d'Alsace (GCA). Dans le rapport d'ECS de Fessenheim, EDF rappelle que plusieurs études ont été réalisées. Dans ces études, EDF a étudié quatre modes de défaillance de la digue et a réalisé des travaux de renforcement suivants :

- rupture par glissement : confortements sur le bouchon de fermeture du canal d'amenée ;
- perte l'étanchéité au niveau des joints : digues de protection réalisées en périphérie du site (pour détourner les fuites), renforcement du réseau de drainage du site (pour récupérer et rejeter à l'aval les eaux qui auraient percolé à travers ces digues de protection) et surveillance du corps de digue (pour vérifier l'absence de saturation, prévenir et détecter des fuites en situation normale et après un séisme) avec des niveaux d'alerte prédéfinis permettant une intervention adaptée ;
- rupture par érosion interne : injections dans la digue ;
- rupture par surverse[27] due à un tassement sismo-induit.

[27] La surverse est le débordement du niveau du fleuve au-dessus de la digue. En général, elle engendre une érosion externe et conduit rapidement les ouvrages en remblai à la rupture par brèche.

L'ASN considère que l'approche adoptée par EDF pour étudier la rupture de la digue est satisfaisante. Concernant l'état de la digue et la maîtrise de la connaissance générale de la digue, l'ASN considère que les dispositifs de surveillance permanente et d'alerte en cas de séisme sont adaptés. De même, l'ASN considère que les travaux réalisés préventivement permettent d'améliorer la stabilité et l'étanchéité des zones potentiellement fragiles.

1.2.2.2 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Sur la base des résultats présentés ci-dessus, l'ASN a demandé à EDF :

- *d'indiquer si des mesures de protection supplémentaires peuvent être envisagées ou mises en œuvre (selon le délai entre l'alerte et les inondations) ;*
- *d'indiquer les points faibles ;*
- *de préciser tout effet falaise[28] ;*
- *d'identifier les bâtiments et équipements qui seraient inondés en premier ;*
- *d'indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modifications des procédures, dispositions organisationnelles...).*

Dans ses rapports d'ECS, EDF envisage des solutions différentes en fonction de l'effet falaise identifié et du scénario majoré qui a mené à cet effet falaise. Le tableau ci-dessous recense les différentes propositions d'EDF :

	Scenario de crue majorée	**Scénarios de pluies majorées et scénarios de ruine d'ouvrages pour un séisme supérieur au dimensionnement**
Lorsqu'un risque d'effet falaise lié à une situation H3 est identifié	EDF a proposé d'étudier une solution visant à renforcer la protection des équipements nécessaires à la conduite d'une situation H3.	EDF a proposé d'étudier la réalité d'un risque de présence d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire. Au vu des résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires.
Lorsqu'un risque d'effet falaise lié à une situation H1 est identifié	pour certains sites, EDF a proposé d'étudier la nécessité d'un renforcement de la protection de la station de pompage.	EDF n'a pas identifié de disposition permettant de renforcer la robustesse des installations.
Lorsqu'un risque d'effet falaise MDTE est identifié	EDF n'a pas proposé de disposition permettant de renforcer la robustesse des installations.	EDF a proposé d'étudier la réalité d'un risque de lame d'eau sur la plateforme des transformateurs. Au vu des résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires.

[28] Effet falaise : forte discontinuité dans le scénario se traduisant par une aggravation notable et irréversible de l'accident

Dans ses rapports d'ECS, EDF a proposé également d'autres dispositions pour renforcer la robustesse de l'installation :

- une étude des conséquences :
  - d'une remontée de nappe phréatique sur la tenue structurelle des bâtiments des tranches 1 et 2 du site de Penly ;
  - d'une crue karstique[29] sur la non-flottabilité des bâtiments pour le site de Paluel ;
- des études pour confirmer la tenue des digues de protection contre une CBMS+1m sous l'effet de la houle ;
- des études relatives au comportement sismique des protections en cas de séisme initiateur de ruptures de barrages et des études concernant la rupture multiple de barrages ;
- une étude sur la tenue sismique et le secours électrique du relevage[30] des pompes SEO.

Pour le site du Tricastin, EDF a proposé de mener des études de tenue sismique et de secours électrique du dispositif de relevage des eaux pluviales SEO.

L'ASN considère que la démarche proposée est satisfaisante.

Pour trois sites (Tricastin, Fessenheim et Bugey), dont la source froide est située à une altitude plus élevée que la plateforme du site, il existe un risque de fuite importante en cas de rupture sur les circuits de refroidissement (CRF) des installations qui y sont connectés. Bien qu'EDF ait indiqué lors de l'instruction que les vannes permettent dans tous les cas l'isolement du circuit vis-à-vis de la source froide, un programme d'étude est engagé afin d'améliorer la robustesse de ces robinets d'isolement jusqu'à un niveau à définir au-delà du dimensionnement. De plus, EDF a indiqué que « des renforcements adaptés des bras porte contrepoids seront alors mis en œuvre ». EDF conclut qu'en l'état actuel, ce point ne remet pas en cause la sûreté des installations. *Cependant, compte tenu du risque de vidange du canal, l'ASN considère que l'ensemble des éléments (capteurs, automatismes, vannes, partie amont des vannes…) permettant de garantir l'arrêt de la vidange du canal vers le site en cas de rupture sur le circuit de refroidissement devront être pris en compte dans l'étude précitée.*

Concernant les conséquences des différents scénarios, l'IRSN a indiqué que les ordres de grandeur des niveaux d'eau obtenus sur la plate-forme de l'îlot nucléaire sont centimétriques pour les scénarios de pluies majorés et d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement et jusqu'à deux mètres environ sur la plateforme des sites pour les scénarios de crue majorée.

L'ASN considère que ni les rapports d'ECS, ni les compléments présentés par EDF au cours de l'instruction n'exposent clairement la stratégie d'EDF en regard des effets falaise identifiés et que les solutions envisagées par EDF pour renforcer la robustesse de l'installation sont principalement des solutions qui interviendraient au niveau de la mitigation de l'accident (renforcement des équipements nécessaires à la conduite d'une situation H1 ou H3).

L'ASN juge que cette approche ne répond pas de manière satisfaisante au cahier des charges et qu'il est nécessaire de renforcer la prévention des effets falaise. Par exemple, l'ASN considère qu'une rehausse suffisante de la PV permettrait d'éviter, dans la plupart des cas, les effets falaise H1/H3 pour les scénarios de pluies majorées et d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement. ***L'ASN a prescrit à EDF de présenter, au plus tard le 31 décembre 2013, les modifications qu'il envisage en vue de renforcer la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel actuel, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique, pour se prémunir de la survenue de situations de perte totale de la source froide ou des alimentations électriques pour les scénarios de pluies majorées et d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement.***

L'ASN a noté, notamment lors des inspections ciblées, la vulnérabilité des locaux diesels de certains sites en cas d'inondation. A titre d'exemple, sur certains sites, EDF valorise des trottoirs d'une dizaine de centimètres devant les accès aux locaux diesels. Or, l'ASN a constaté sur site que ces trottoirs n'étaient pas toujours présents. L'ASN formulera une demande en ce sens.

[29] Crue issue de karst (massif calcaire dans lequel l'eau a creusé de nombreuses cavités)
[30] Pompe permettant de transférer un fluide d'une altitude à une altitude plus élevée.

Cas des digues du site du Tricastin

EDF a indiqué que la tenue au séisme des digues du canal de Donzère-Mondragon présente une robustesse significative au-delà du SMS. Compte tenu des délais impartis, EDF a présenté les résultats d'une étude existante concernant une rupture de digues du canal de Donzère-Mondragon. Selon EDF, les conséquences potentielles sont la présence d'une lame d'eau sur le site, susceptible d'engendrer une situation de type H3. Au titre des dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF a proposé d'engager des études définissant le cas échéant des dispositions à mettre en œuvre pour un séisme supérieur au SMS.

EDF a indiqué que, dans le cas d'un scénario CMM augmentée de 30 %, le niveau d'eau dans le canal atteindrait une cote très proche de l'arase de la digue. EDF a vérifié qu'il n'y aurait pas de surverse des digues dans cette situation.

Pour ce qui concerne le scénario CMM majorée de 30 %, ASN considère acceptable qu'EDF considère que les digues seraient stables pour ce scénario sous réserve que :

- *les dispositions matérielles et organisationnelles prévues pour assurer la protection du site du Tricastin en cas de CMM soient réalisés ;*
- *les digues soient bien entretenues et les réserves à leur égard aient été levées (y compris pour garantir leur tenue en cas de CMM), conformément aux demandes formulées par l'ASN en 2007 et 2008 ;*
- *il n'existe effectivement pas de point bas en crête de digue inférieur à la cote atteinte par l'eau dans ce scenario ;*
- *il n'y ait pas d'érosion interne ou externe.*

EDF justifie son assurance d'une tenue des digues jusqu'à 1,5 fois le SMS par la présence, dans les études du comportement de ces digues en SMS, de choix qu'EDF qualifie de « conservatismes » ; or, l'analyse de ces choix montre qu'il s'agit d'hypothèses plus réalistes que pessimistes.

En conclusion, l'ASN considère que l'ensemble des éléments associés aux études des digues sous SMS ne permettent pas d'écarter une rupture de digue pour des séismes dont les spectres seraient 50 % plus élevés. Pour porter un avis pertinent sur le comportement des digues pour un séisme supérieur au SMS, l'ASN considère que des études spécifiques sont nécessaires.

L'ASN a prescrit à EDF de remettre à l'ASN, avant la 30 juin 2013, 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.***

Concernant la proposition d'études du comportement des digues du Tricastin au-delà du SMS, l'ASN considère que cette démarche est satisfaisante, car de nature à s'assurer de l'absence d'effet falaise au-delà du SMS. Il convient de noter à cet égard que le SMS n'est pas pour les digues un cas de dimensionnement. Ces dernières n'ont pas été conçues et réalisées selon une démarche parasismique, mais leur résistance a été vérifiée a posteriori. Il n'y a donc a priori pas de raison particulière pour que le SMS associé au CNPE du Tricastin constitue un quelconque seuil dans le comportement sismique des digues.

EDF a proposé une action qui répond aux demandes de l'ASN et qui porte également sur la tenue de la digue pour le séisme pris en compte dans le référentiel. Ces éléments devront faire l'objet d'une instruction.

« Concernant l'examen détaillé du comportement des digues de Tricastin pour des niveaux de séisme supérieurs au SMS, EDF tiendra effectivement compte des éléments évoqués par l'IRSN à savoir :

- l'impact des incertitudes portant sur la constitution réelle des digues,
- l'impact des éventuelles singularités locales dans des mécanismes de dégradation des digues,
- la stabilité des barrages de garde en cas d'abaissement important de la ligne d'eau du canal consécutif à une rupture en rive gauche.

Dans ce cadre, les investigations complémentaires jugées nécessaires (campagne de reconnaissance géotechnique, amélioration du dispositif d'auscultation comprenant un suivi piézométrique des zones jugées sensibles) seront engagées sous réserve de l'accord préalable du concessionnaire de l'aménagement hydraulique de Donzère.

Par ailleurs le secteur d'étude sera adapté en fonction des scénarios de rupture de digues susceptibles de générer un risque effectif d'inondation de la plate-forme. »

Cas des digues de Fessenheim

Sur la base des éléments du rapports d'ECS du CNPE de Fessenheim, l'ASN considère que le comportement de la digue à la suite d'un séisme d'un niveau égal à 1,5 fois le SMS devrait être acceptable en termes de stabilité et de débit de fuites éventuelles, dans la mesure où des études en ont déjà établi une justification satisfaisante pour des séismes calés à 0,2g (séismes lointains) et 0,25g (séismes proches) et dans la mesure où des travaux d'amélioration de la stabilité et de l'étanchéité ont été réalisés de façon préventive dans les zones potentiellement fragiles.

Concernant l'état de la digue et la maîtrise de la connaissance de l'état de la digue par EDF, l'ASN considère que les dispositifs de surveillance permanente et d'alertes en cas de séisme sont satisfaisants et adaptés. Pour des niveaux de séisme allant de 0,2g à 0,5g, l'ASN considère que les parades mises en place sont suffisantes pour que les conséquences de l'endommagement éventuel de la digue, en termes de fuites, restent acceptables pour l'installation.

Par ailleurs, l'ASN souligne que, du fait du comportement particulier de ce type d'ouvrage (une brèche localisée entraîne la ruine complète de la digue) et au-delà de toute démonstration par le calcul, la robustesse des digues du canal repose à la fois sur l'assurance de leur état (bonne connaissance de ces digues, maîtrise des éventuels désordres) et sur leur surveillance constante.

Compte tenu des délais impartis, EDF a présenté les résultats d'une étude existante concernant une rupture de digues du Grand Canal d'Alsace. Selon cette étude, les conséquences potentielles sont la hauteur d'eau importante sur le site.

Concernant le scénario de rupture de la digue, quelle qu'en soit l'origine, EDF a proposé :

« D'engager un examen détaillé de la tenue des digues à un niveau supérieur au SMS, et de déterminer un débit d'inondation à prendre en compte au-delà du dimensionnement (en écartant des niveaux de séisme complètement non plausibles, afin de définir les parades les plus adaptées). D'engager, au vu de ces résultats, un calcul des champs d'inondations correspondants.

De définir et de mettre en place, au vu de ces résultats, les parades matérielles et organisationnelles adaptées pour éviter les situations redoutées que sont, pour ce type d'analyse […], un rejet important dans l'environnement pour le réacteur et un découvrement des assemblages pour le Bâtiment combustible. »

Concernant le risque d'effacement total de la digue, quelle qu'en soit l'origine, l'ASN considère satisfaisante la proposition figurant dans le rapport d'ECS et note la précision apportée lors de l'instruction :

« Les dispositions matérielles qui seraient mises en œuvre dans ce cadre porteraient sur le renforcement de la robustesse des digues (prévention) et/ou sur le renforcement des protections des matériels nécessaires à la gestion d'une situation H1/H3 (mitigation), EDF n'étant pas en mesure, au stade actuel des études, de statuer sur les solutions techniques à privilégier ».

L'ASN considère nécessaire qu'EDF confirme ces éléments.

1.2.3 Synthèse : inondation

L'analyse des ECS montre que les exigences résultant de la réévaluation complète de la prise en compte de ce risque sur les centrales nucléaires, achevée en 2007, permettent de conférer aux installations un haut niveau de protection contre le risque d'inondation. Toutefois, l'ASN a constaté que les dispositions permettant de satisfaire ces exigences ne sont pas encore toutes mises en œuvre. L'ASN a imposé à EDF :

- *de terminer, dans les délais prévus à la suite de la réévaluation « inondation » de 2007 et au plus tard en 2014, les travaux et mesures de protection des centrales nucléaires ;*
- *d'améliorer la gestion de la protection volumétrique[31] des installations. En effet, les inspections de l'ASN ont mis en évidence que la gestion de la protection volumétrique doit être améliorée sur plusieurs sites inspectés ;*
- *d'achever la revue de la conception de la source froide, notamment vis-à-vis de la prévention des risques de colmatage, engagée à la suite de l'incident de Cruas en 2009 ;*
- *de renforcer la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel actuel, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique. En effet, les ECS ont mis en évidence l'existence d'effets falaise (perte totale des alimentations électriques) pour des niveaux proches de ceux retenus dans le référentiel.*

Définition d'un noyau dur

En outre, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires, menées après l'accident de Fukushima, l'ASN estime nécessaire de rendre plus robuste la sûreté des installations nucléaires vis-à-vis de risques très peu probables et non pris en compte à ce jour dans le dimensionnement initial des installations ou après leur réexamen périodique de sûreté.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- ***à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ;***
- ***à des situations de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.***

Aussi, l'ASN a prescrit à EDF de définir avant le 30 juin 2012, puis de déployer, un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles et de préciser ses modalités de mise en place.

Ces dispositions permettraient ainsi d'assurer une protection ultime des installations, avec les trois objectifs suivants :

- *prévenir un accident grave ou en limiter la progression,*
- *limiter les rejets massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maitrisé,*
- *permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.*

[31] Dans une situation d'inondation, les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs doivent rester opérationnels. Des dispositifs de protection sont donc mis en œuvre, lorsque nécessaire, pour se prémunir de différents aléas pouvant conduire à une inondation. Cette protection repose sur plusieurs lignes de défense (digues, murets, réseaux d'évacuation des eaux…), dont la protection volumétrique. Le périmètre de protection volumétrique, qui englobe les bâtiments contenant les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs, a été défini par EDF de façon à garantir qu'une arrivée d'eau à l'extérieur de ce périmètre ne conduit pas à une inondation des locaux situés à l'intérieur de ce périmètre. Concrètement, la protection volumétrique est constituée des murs, plafonds et planchers. Les protections des ouvertures existant sur ces voiles (portes, trémies…) peuvent constituer des voies d'eau potentielles en cas d'inondation.

Pour la définition des exigences applicables à ce noyau dur, EDF devra retenir des marges significatives forfaitaires par rapport au référentiel actuel. Les systèmes, structures et composants (SSC) faisant partie de ces dispositions devront être maintenus fonctionnels pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. En particulier, ces SSC devront être 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. Les propositions qui seront transmises par EDF feront l'objet d'un examen par l'ASN et son appui technique.

Pour le réacteur EPR de Flamanville 3, EDF a proposé plusieurs mesures pour renforcer sa robustesse. L'ASN juge ces propositions pertinentes et considère qu'elles doivent être mises en œuvre. Comme pour les autres réacteurs, l'ASN a prescrit à EDF d'identifier les matériels qui feront partie du noyau dur, notamment les systèmes existants ou supplémentaires pour assurer la maitrise de la pression dans l'enceinte en cas d'accident grave.

1.2.4 Tableau de synthèse : Thème 1 : Evénements externes – Inondation

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Activité Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier Ou étapes pour les activités envisagées**	**Résultat Obtenu Oui ? Non ?**	**Activité Réalisée En cours ? Envisagée**	**Calendrier Ou étapes pour les activités envisagées**	**Conclusions disponibles Oui ? Non ?**
Thème 1 : Evénements externes – Inondation						
Mise en œuvre d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées visant, pour les extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression, limiter les rejets massifs, et permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise Les exigences applicables à ce noyau dur donneront des marges significatives par rapport au référentiel actuel, vis-à-vis des agressions considérées dans les ECS.	En cours	Proposition d'une définition du périmètre et des exigences associées en 2012	Oui	En cours	Examen des propositions d'EDF en 2012	Non
Amélioration du programme local de contrôle périodique et de maintenance préventive de la protection volumétrique.	Réalisée	Fin 2011	Oui	Réalisée	Prescription 2012	
La réalité d'un risque de lame d'eau sur les plateformes de l'îlot nucléaire et des transformateurs TS/TA sera étudiée dans certains scénarios de pluies de forte intensité, et en cas de ruine des réservoirs non-sismiques remplis au maximum de leur capacité. Le cas échéant, des protections supplémentaires seront proposées vis-à-vis notamment du risque de perte de la source froide principale, et de perte des alimentations électriques.	En cours	études fin 2012 et programme éventuel de modifications fin 2012 ou en 2013 selon les sites	Non	Réalisée	Demande ASN 2012	
Le renforcement de la protection des équipements nécessaires à la conduite d'une situation de perte totale des sources électriques en cas de crue augmentée au delà du dimensionnement actuel	En cours	Etudes et programme éventuel de modifications fin	Non	Réalisée	Prescription 2012	

sera étudié. Au vu des résultats, des protections supplémentaires seront proposées		2013				
Mise en œuvre du programme de travaux décidés permettant de protéger les installations contre l'inondation, en cas d'atteinte de la Cote Majorée de Sécurité.	En cours	31 décembre 2014	Oui	Réalisée	Prescription 2012	
Pour Tricastin et Cruas, mise en place d'organisation et des ressources permettant de faire face à l'isolement du site en cas d'inondation.	En cours	31/12/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Démonstration de l'efficacité des joints « waterstop »	En cours	Mars 2012	Non	Réalisée	Demande ASN 2012	
Études du risque créé par les activités situées à proximité de ses installations, dans les situations au-delà du dimensionnement, 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). Proposition des éventuelles modifications à apporter à ses installations ou leurs modalités d'exploitation résultant de cette analyse.	En cours	31/09/2012 pour Tricastin 31/12/2012 pour Gravelines et Saint-Alban 31/12/2013 pour les autres sites	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Mise à jour d'un nouveau guide relatif à la protection des installations nucléaires contre le risque d'inondation				En cours	2012	
Etudes des pluies : sensibilité aux paramètres dont la durée de pluie ;	En cours	L'étude sera menée sur 2 sites tests pour juin 2012	Non	Réalisée	Demande ASN 2012	
Etude de ruptures multiples de barrages dans une même vallée, au-delà de séisme de référentiel.	En cours	2012	Non	Réalisée	Demande ASN 2012	

1.3 Conditions climatiques extrêmes

L'inondation peut être accompagnée d'autres phénomènes climatiques. C'est la raison pour laquelle l'ASN a demandé à EDF, dans sa décision du 5 mai 2011, de mener une analyse similaire à celle réalisée pour l'inondation ou le séisme.
A titre d'exemple, on peut citer la tempête qui a balayé la France en décembre 1999 qui s'est caractérisée à la fois par une marée importante et des vents forts ayant entraîné une inondation partielle de la plateforme du CNPE du Blayais et des perturbations électriques sur les sites de Nogent et Blayais.

1.3.1 Dimensionnement des installations

Concernant les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation (tempête, pluies torrentielles…), l'ASN a demandé à EDF de préciser :

- *les événements et combinaisons d'événements pris en compte, et les raisons de leur sélection (ou non) pour le dimensionnement de l'installation ;*
- *les points faibles, en précisant tout effet falaise, ainsi que l'identification des bâtiments et équipements qui seraient affectés ;*
- *si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).*

EDF a consacré un chapitre des rapports d'ECS de chacun de ses sites aux conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation. Dans ses rapports d'ECS, EDF a pris en compte quatre phénomènes :

- les effets directs du vent sur les installations ;
- les effets des projectiles générés par un vent extrême ;
- les effets de la grêle ;
- les effets de la foudre.

Dimensionnement des matériels à ces phénomènes climatiques extrêmes

Vent

Le dimensionnement des ouvrages a été réalisé suivant les règles Neige et Vent 65 [32] à la dernière révision disponible pour la construction de chaque palier. Lors de chaque réexamen périodique de sûreté, EDF vérifie que la tenue des bâtiments importants pour la sûreté (IPS) et des bâtiments abritant des systèmes ou matériels IPS est assurée pour un vent dont les caractéristiques sont conformes aux évolutions des règles Neige et Vent (éditions 1999 et 1984 modifiées 2000).

EDF a également vérifié le dimensionnement des bâtiments, notamment en prenant en compte le retour d'expérience des deux tempêtes qui ont balayé la France en décembre 1999 ainsi que des tempêtes plus récentes (Klaus en 2009 et Xynthia en 2010). EDF a précisé que ces tempêtes n'ont généré aucune détérioration sur les bâtiments de l'îlot nucléaire et sur les ouvrages de génie civil de la station de pompage. Les systèmes et équipements assurant les fonctions de sûreté d'un réacteur se situant essentiellement dans ces bâtiments et ouvrage, les effets du vent n'ont pas eu d'impact sur la sûreté.

[32] Les règles neige et vent 65 sont des normes du génie civil en France qui ont pour objet de fixer les valeurs des surcharges climatiques (neige et vent) et de donner des méthodes d'évaluation des efforts correspondant sur l'ensemble d'une construction ou sur ses différentes parties.

Dans le cadre des derniers réexamens de sûreté des réacteurs des paliers 900 MWe et 1300 MWe, EDF a vérifié la tenue aux vents des équipements classés IPS-NC[33] situés à l'extérieur des ouvrages de génie civil.

Par ailleurs, des projectiles ont été générés par les vents extrêmes (graviers, antennes, éléments de toiture…) lors des trois tempêtes citées ci-dessus ; EDF évalue leur énergie pour une vitesse d'environ 200 km/h. EDF estime que celle-ci n'est pas suffisante pour endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou abritant des systèmes ou matériels participant à une fonction de sûreté. Ainsi, seuls les matériels IPS situés à l'extérieur des bâtiments sont susceptibles d'être agressés par de tels projectiles. Or, la majorité des matériels importants pour la sûreté étant située à l'intérieur des bâtiments, ils sont protégés du risque de dégradation. De plus, en règle générale, les objets légers (inférieurs à environ 2 kilogrammes) ou les matériels peu rigides (calorifuges, branchages…) ne sont pas susceptibles de dégrader les matériels IPS extérieurs.

Néanmoins, lors des derniers réexamens de sûreté, EDF a défini un référentiel des exigences de sûreté de protection contre les projectiles générés par les vents extrêmes. Ce référentiel définit des projectiles lourds et légers considérés à toute altitude et dans toutes les directions, selon une vitesse prenant en compte les événements passés et la réglementation. Ce référentiel définit également des « cibles » à protéger et impose un cumul de perte des alimentations électriques de site avec la perte de la source froide. A ce titre, EDF vérifie les matériels extérieurs IPS-NC nécessaires à la gestion d'un Manque De Tension Externe (MDTE) et nécessaires en cas de perte totale de la source froide.

Grêle

EDF a indiqué dans ses rapports d'ECS que la grêle n'avait pas été retenue pour le dimensionnement des tranches. Selon EDF, il s'agit, en effet, d'un phénomène météorologique relativement rare, localisé et bref. La majorité des matériels importants pour la sûreté est située à l'intérieur des bâtiments, ce qui les protège du risque de détérioration par la grêle. Aucun incident lié à une averse de grêle n'a d'ailleurs été constaté sur les tranches en exploitation.

Foudre

Dans les rapports d'ECS, EDF a précisé que la protection des installations contre les risques liées à la foudre se conformait aux dispositions de l'arrêté ministériel du 15 janvier 2008 (relatif à la protection contre la foudre de certaines installations classées) abrogé et remplacé par l'arrêté du 19 juillet 2011[34]. Selon la démarche retenue par EDF relative à la protection contre la foudre, les mesures de prévention et des dispositifs de protection doivent garantir que les conséquences sur la sûreté des installations d'un foudroiement sont enveloppées par celles définies lors de la conception initiale des réacteurs vis-à-vis des incidents de catégorie 2 (fréquence inférieure à 10^{-2} par réacteur et par an).

[33] Équipement important pour la sûreté mais non classé de sûreté à savoir : les équipements dont la défaillance est susceptible de nuire au respect des objectifs de sûreté (intégrité de l'enveloppe sous pression du circuit primaire principal, arrêt et maintien en état sûr du réacteur, prévention et limitation des conséquences radiologiques des accidents), les équipements dont le bon fonctionnement est seulement nécessaire à long terme pour atteindre ces objectifs, certains équipements mis en œuvre en cas d'agression (incendie, inondation…). Depuis la conception, la classe IPS-NC a été étendue à d'autres matériels nécessaires à la démonstration de sûreté.

[34] Arrêté du 19 juillet 2011 modifiant l'arrêté du 22 octobre 2010 relatif à la classification et aux règles de construction parasismique applicables aux bâtiments de la classe dite « à risque normal ».

Conformément à l'arrêté cité ci-dessus, une analyse du risque foudre a été menée pour démontrer l'acceptabilité des conséquences d'un foudroiement vis-à-vis de l'environnement, selon une démarche basée sur la norme NF EN 62305-2 de 2006 (« Protection contre la foudre : évaluation du risque »). EDF a indiqué que suite à cette étude, des mesures de prévention et des dispositifs de protection seront définis, en vue d'une mise en œuvre au 1er janvier 2012. Avant cette date, les équipements mis en place en application de la réglementation antérieure[35] font l'objet d'une surveillance conformément à la norme NF C 17-100.

La foudre peut avoir des effets directs (lorsque l'impact de la foudre est situé directement sur la structure du bâtiment) et indirects (impact de la foudre au voisinage de la structure ou du bâtiment). Concernant les effets directs, les bâtiments et structures des CNPE présentent au minimum une protection de niveau II au sens de la norme CEI 61024 ou de la NFC 17-100. Leur protection est réalisée par une cage maillée. Les tuyauteries et les capacités sont par nature protégées vis-à-vis de la foudre. Concernant les effets indirects, différents dispositifs sont mis en œuvre par EDF (antennes et tuyauteries raccordées à la terre, câbles de mesure blindés et raccordés à une extrémité…).

L'EPR est quant a lui conçu, vis-à-vis de l'agression foudre, conformément au « référentiel de sûreté foudre applicable à l'EPR ». Des dispositions adéquates sont donc mises en œuvre afin de garantir que les fonctions de sûreté des systèmes et des matériels qui sont nécessaires pour amener la tranche dans un état sûr et pour éviter et limiter les rejets radioactifs ne sont pas affectées de manière inadmissible. Les caractéristiques retenues de l'agression sont celles relatives au niveau I de protection, tel que défini par la norme NF EN 62 305-1 ou la norme NF C 17-100.

Compte-tenu des mesures de protection mises en place contre la foudre, EDF considère que les conséquences sur la sûreté des installations d'un foudroiement sont effectivement enveloppées par celles définies lors de la conception initiale des tranches vis-à-vis d'un incident de catégorie 2.

Neige

Concernant la neige, EDF n'a pas jugé utile de la prendre en compte dans le cadre des ECS pour sélectionner les autres phénomènes liés à l'inondation, EDF s'est basé pour cela sur la contribution du groupe de travail Météo France / EDF / CEMAGREF / IRSN au guide Inondations. Ce document précise notamment que les phénomènes suivants peuvent être associés aux pluies :

- Grêle : « Le phénomène de grêle est fortement corrélé aux pluies d'orage courtes et de forte intensité. Pour les faibles pas de temps, plus la pluie est intense, plus il y a de chance que de la grêle y soit associée. »
- Foudre : « La dépendance de ce phénomène avec les pluies courtes d'orages est avérée. »

Ce document évoque aussi les autres formes de précipitations telles que la neige. EDF a considéré qu'il n'y avait pas de corrélation directe entre la neige et la pluie et que la neige ne faisait pas partie des conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation. Néanmoins, le dimensionnement des ouvrages réalisé suivant les règles Neige et Vent 65 à la dernière révision disponible pour la construction de chaque palier protège les bâtiments classés de sûreté de tout effet falaise vis-à-vis de la neige.
Sur ce point, d'autres exploitants concernés par la décision de l'ASN du 5 mai 2011 ont pris en compte la neige parmi les phénomènes naturels extrêmes et on constate ainsi des disparités entre exploitants de sites proches.

L'ASN a donc demandé à EDF de présenter des études prenant en compte la neige.

[35] Article 35 de l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installation nucléaires de base. Arrêté du 28 janvier 1993 concernant la protection contre la foudre de certaines installations classée.

Cumul des phénomènes climatiques extrêmes

EDF considère que les combinaisons d'événements prises en compte peuvent générer un risque de défaillance de mode commun, c'est-à-dire un risque d'indisponibilité de matériels ou de systèmes fonctionnellement redondants. Or une telle situation est susceptible de se traduire par une situation de perte totale de source froide (situation dite H1), ou de perte des alimentations électriques externes (MDTE-Manque De Tension Externe) sur toutes les tranches du CNPE. Ces situations sont présentées dans le chapitre § 2.

1.3.2 Évaluation des marges de sûreté

1.3.2.1 Estimation des marges en cas de conditions météorologiques extrêmes

Vent

EDF estime que le dimensionnement des bâtiments aux risques d'explosion hors du site permet de garantir leur robustesse à des vents extrêmes. EDF a évalué la marge existante par comparaison avec cet événement. EDF conclut que, pour l'ensemble de ses sites, tous les bâtiments dimensionnés à « l'explosion hors site » sont donc robustes à des vents extrêmes avec des marges importantes.

Pour les bâtiments non couverts par le dimensionnement à « l'explosion hors site », EDF estime que les sollicitations associées à des vents extrêmes ne sont pas susceptibles d'avoir des conséquences sur la sûreté des réacteurs. Vis-à-vis des effets directs du vent sur les matériels nécessaires en cas de situation H3, H1 ou d'accidents graves et situés à l'extérieur des bâtiments (tuyauteries d'alimentation de secours des générateurs de vapeurs ASG et réservoirs de distribution d'eau déminéralisée pour les parties conventionnelles SER), EDF conclut que les sollicitations associées à des vents extrêmes ne remettent pas en cause leur tenue.

L'ASN considère que les profils des deux situations (« explosion hors site » et « vent extrême ») ne sont pas les mêmes : la sollicitation sur les structures est unique pour les explosions alors qu'un vent en rafale conduit à plusieurs sollicitations. En outre, l'ASN considère que la valeur de vitesse de vent à considérer dans ces études mérite d'être consolidée.

EDF se limite à analyser le comportement de ses installations et les éventuels effets falaise pour une valeur de vitesse de vent de l'ordre de 200 km/h. EDF a précisé que cet ordre de grandeur sur la base d'une évaluation statistique réalisée par EDF R&D, et présentée à l'IRSN lors de la réunion d'instruction du 3 octobre 2011. Les principaux enseignements de cette évaluation sont les suivants :

- Les valeurs figurants dans les règles Neige et Vent, édition 99 utilisées dans le référentiel « Projectiles générés par le vent extrême » correspondent à des niveaux de retour supérieurs à une période de retour centennale.
- L'ordre de grandeur de 200 km/h retenu par EDF est cohérent avec l'objectif d'une fréquence annuelle d'occurrence < 10^{-4} pour les valeurs de vent à prendre en compte.
- La loi de distribution statistique des valeurs de vent a un comportement borné dans les extrêmes.

Compte-tenu de ces éléments, EDF a en conséquence considéré que la prise en compte d'une vitesse de vent de 200 km/h était suffisante pour l'examen d'effet falaise sur l'installation vis-à-vis des effets directs et indirects du vent. Cette valeur est proche de celle des règles Neige et Vent 65 modifiées 1999 (qui donnent des vitesses variant globalement entre 150 km/h et 200 km/h pour les CNPE).

L'ASN considère alors que la valeur retenue par EDF pour l'étude des effets falaise ne constitue pas un scénario allant suffisamment au-delà des scénarios pris en compte pour la conception des installations. De plus, l'ASN considère qu'une vitesse de 200 km/h est une vitesse rarement observée en métropole mais elle n'est pas la vitesse maximale enregistrée sur les trente dernières années (tempête du 16 octobre 1987 : vitesses observées de 216 km/h).

Lors de l'instruction préparatoire à la réunion des groupes permanents de novembre 2011, EDF a pris l'engagement de « transmettre sous 6 mois l'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. Les valeurs retenues pour chaque site seront comparées aux vitesses maximales enregistrées par les stations métropolitaines de Météo France représentatives de chaque site. »

Cet engagement répond partiellement à la demande de l'ASN. ***L'ASN considère qu'EDF doit mener des études prenant également en compte les spécificités des vents en rafale et formulera une demande en ce sens à EDF.***

L'ASN considère que les conclusions sur les effets directs du vent sont également valables pour les effets indirects du vent : l'ASN considère que la valeur de vitesse de vent à considérer dans ces études mérite d'être consolidée. *L'ASN considère également qu'EDF doit vérifier, conformément au retour d'expérience des tempêtes françaises récentes que, pour des vents de l'ordre de 200 km/h, les seuls projectiles à prendre en compte sont effectivement des tôles de bardage qui ne sont pas de nature à dégrader les matériels IPS extérieurs du fait de leur très faible rigidité.*

EDF s'est engagé à mettre en œuvre un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées 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 massifs, et permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise. Les exigences applicables à ce noyau dur donneront des marges significatives par rapport au référentiel actuel, vis-à-vis des agressions considérées dans les ECS, notamment les vents extrêmes et les projectiles associés. Au travers de cet engagement EDF considère garantir la protection des installations vis-à-vis de tout risque d'effet falaise qui pourrait être associé aux vents extrêmes et projectiles associés.

Grêle

La majorité des matériels IPS est située à l'intérieur des bâtiments, ce qui leur confère une protection vis-à-vis du risque de détérioration par la grêle. Concernant la robustesse des bâtiments eux-mêmes à l'effet de la grêle, EDF estime que l'impact maximal pourrait être des pincements du bardage sans le traverser. Aucun incident lié à une averse de grêle n'a été constaté sur les réacteurs en exploitation.

Les cibles identifiées vis-à-vis de la grêle sont majoritairement celles déjà prises en compte dans les analyses relatives aux projectiles générés par le vent. Les tuyauteries, les bâches sont jugées résistantes à l'impact de la grêle.

Les conséquences d'une obturation des réseaux d'évacuation des eaux pluviales, qui pourrait être provoquée par la grêle, sont traitées dans la section § 1.2.2.

EDF a précisé que l'engagement décrit au paragraphe précédent s'applique également à la grêle. *Les exigences du noyau dur, notamment le chargement « grêle extrême », seront en conséquence transmis à l'ASN dans le cadre du noyau dur, prescrit par l'ASN.*

L'ASN considère que les éléments présentés par EDF vis-à-vis de la grêle sont succincts : en particulier, aucune valeur de chargement de la grêle (intensité, diamètre des grêlons…) n'a été mentionnée. L'ASN a demandé qu'EDF propose une définition plus précise d'un chargement de la grêle extrême et qu'EDF mène une analyse plus approfondie de la résistance des équipements.

Foudre

EDF considère qu'il n'y a pas d'effet falaise plausible susceptible d'être engendré par la foudre, compte tenu :

- de la robustesse élevée des installations nécessaires à la gestion d'une situation accidentelle vis-à-vis du risque foudre et ses effets ;

- de la confirmation par le retour d'expérience, jusqu'à des niveaux élevés, de l'efficacité de cette robustesse ;
- de la redondance fonctionnelle et de la diversité de certains systèmes, en premier lieu ceux liés aux alimentations électriques.

Pour renforcer la robustesse des installations, EDF a indiqué néanmoins qu'un programme de maintenance préventive pour les « Ouvrages chauds non IPS » et un programme de maintenance pour la « salle des machines » sont en cours d'élaboration. Ils couvriront les bardages métalliques. EDF estime qu'une maintenance des bardages limite leur risque de détérioration en cas de tempête pour les bâtiments entrant dans le périmètre de ces programmes de maintenance et augmentera de ce fait la protection des installations contre les risques liés à la foudre.

Concernant les effets falaise dus à la foudre pour les REP en exploitation, l'ASN a constaté qu'EDF se base uniquement sur des arguments en lien avec le dimensionnement ou le retour d'expérience positif à des niveaux élevés d'intensité sans pour autant en mentionner les valeurs permettant de conclure à l'absence d'effet falaise.

Par ailleurs, l'ASN a noté que sur EPR (Flamanville 3, Penly 3), EDF a mentionné une analyse du retour d'expérience qui révèle l'occurrence de coups de foudre allant jusqu'à des intensités de 454 kA (Chooz en avril 2011). EDF a précisé qu'une étude sera menée sur l'EPR pour évaluer les conséquences d'un coup de foudre supérieur à 200 kA pour les équipements installés hors « cage maillée ». Or, ce retour d'expérience sur Chooz ainsi que cette étude ne sont pas mentionnés dans les ECS des REP en exploitation.

EDF a précisé que l'engagement décrit au paragraphe précédent s'applique également à la foudre Les exigences du noyau dur, notamment le chargement « foudre extrême », seront en conséquence transmis à l'ASN dans le cadre du noyau dur, prescrit par l'ASN.

L'ASN considère qu'un chargement « foudre extrême », défini à partir de l'ensemble du retour d'expérience disponible, devra être défini et pris en compte pour les REP en exploitation pour les matériels nécessaires à la gestion des situations H1, H3 et accidents graves. L'ASN a demandé à EDF de réaliser de telles études.

<u>Cumul des phénomènes climatiques extrêmes et des situations de perte de source froide (H1) et de perte des alimentations électriques (H3)</u>

Contrairement à ce qui est demandé par l'ASN dans sa décision du 5 mai 2001, EDF ne prend pas en compte ces phénomènes naturels extrêmes dans les analyses H1 et H3 présentées dans les rapports d'ECS (voir § 2). Toutefois, lors de l'instruction précédant la réunion des groupes permanents de novembre 2011, EDF a indiqué qu'il les prendrait en compte dans l'analyse des actions à réaliser au titre des situations H1, H3 et des accidents graves, au même titre que le séisme et l'inondation, et que les conditions climatiques extrêmes liées à l'inondation faisaient bien partie des exigences applicables au noyau dur.

L'ASN considère qu'EDF doit prendre en compte les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation dans la définition du « noyau dur » (voir § 1.2.3).
Concernant l'EPR, EDF a indiqué que, pour se prémunir de tout effet falaise au-delà du référentiel, les matériels supplémentaires qui pourraient être mis en œuvre à la suite des ECS seront dimensionnés ou protégés vis-à-vis des conditions climatiques extrêmes.

L'ASN considère que cette démarche est satisfaisante.

1.3.2.2 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de conditions météorologiques extrêmes

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF, sur la base des conclusions de l'analyse précédente, d'indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Concernant les réacteurs en exploitation, EDF s'est engagée, au cours de l'instruction préparatoire à la réunion des groupes permanents de novembre 2011, à étudier la tenue aux effets directs et indirects du vent du dispositif d'éventage-filtration sollicité en accident grave (filtre U5), ainsi que la tenue aux effets indirects du vent de matériels nécessaires au fonctionnement des locaux de crise et situés à l'extérieur du bâtiment. En outre, pour renforcer la robustesse des installations, EDF a indiqué qu'un programme de maintenance préventive pour les « Ouvrages chauds non IPS » et un programme de maintenance pour la « salle des machines » sont en cours d'élaboration.

Ils couvriront les bardages métalliques. EDF estime qu'une maintenance des bardages limite leur risque de détérioration en cas de tempête pour les bâtiments entrant dans le périmètre de ces programmes de maintenance et augmentera de ce fait la protection des installations contre les risques liés aux projectiles générés par les vents extrêmes.

En complément, l'ASN veillera à ce que les la définition du « noyau dur » prenne en compte les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation.

Concernant l'EPR, EDF a indiqué que, pour se prémunir de tout effet falaise au-delà du référentiel, les matériels supplémentaires qui pourraient être mis en œuvre à la suite des ECS seront dimensionnés ou protégés vis-à-vis des conditions climatiques extrêmes. *L'ASN considère que cette démarche est satisfaisante.*

1.4 Tableau de synthèse : Thème 1 : Evénements externes – Conditions climatiques extrêmes

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Activité Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier** Ou étapes pour les activités envisagées	**Résultat** Obtenu Oui ? Non ?	**Activité** Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier** Ou étapes pour les activités envisagées	**Conclusions disponibles** Oui ? Non ?
Thème 1 : Evénements externes - conditions climatiques extrêmes						
Mise en œuvre d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées 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 massifs, et permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise Les exigences applicables à ce noyau dur donneront des marges significatives par rapport au référentiel actuel, vis-à-vis des agressions considérées dans les ECS	En cours	Proposition d'une définition du périmètre et des exigences associées en 2012	Oui	En cours	Examen des propositions d'EDF en 2012	Non
Étude de la robustesse des installations par rapport à la neige				Réalisée	Demande ASN 2012	
Étude de la robustesse des installations par rapport aux vents en rafales en compte les spécificités des vents en rafale pour tous les sites.				Réalisée	Demande ASN 2012	
Études du risque créé par les activités situées à proximité de ses installations, dans les situations au-delà du dimensionnement, 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). Proposition des éventuelles modifications à apporter à ses installations ou leurs modalités d'exploitation résultant de cette analyse.	En cours	31/09/2012 pour Tricastin 31/12/2012 pour Gravelines et Saint-Alban 31/12/2013 pour les autres sites		Réalisée	Prescription 2012	

2 Etudes de conception

2.1 Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement

Même après arrêt des réactions nucléaires en chaîne, le combustible nucléaire présent dans le réacteur et dans les piscines de désactivation doit être refroidi afin d'évacuer la puissance résiduelle. A cette fin, il est nécessaire d'assurer la continuité de l'alimentation électrique de certains composants clés (par exemple, les pompes des systèmes de refroidissement), ainsi que la fourniture en eau provenant d'une source froide (par exemple un fleuve ou la mer).

L'ASN a, par conséquent, demandé à EDF d'analyser les pertes induites de systèmes de sûreté suivantes, en lien avec le retour d'expérience de l'accident de la centrale de Fukushima :

- *perte des alimentations électriques (y compris le cas de perte totale des alimentations électriques externes et internes) ;*
- *perte des sources de refroidissement ;*
- *cumul de ces deux pertes.*

2.1.1 Perte des alimentations électriques

Chaque réacteur est relié au réseau de transport d'électricité par une ligne appelée « ligne principale ». Avant de mettre à disposition du réseau l'énergie électrique qu'il produit au niveau de l'alternateur, le réacteur soutire via le transformateur de soutirage (TS) l'énergie électrique lui permettant d'alimenter les tableaux qui fournissent l'énergie nécessaire aux matériels indispensables à son fonctionnement, ainsi qu'aux matériels nécessaires à la sûreté de l'installation. En cas d'incident sur la ligne principale, il est capable de s'isoler du réseau de transport d'électricité et via son transformateur de soutirage, il peut continuer à alimenter lui-même ses tableaux ; cette procédure est appelée « îlotage ».

Lorsque le réacteur ne produit pas d'électricité ou en cas d'indisponibilité de la ligne principale, l'alimentation des tableaux se fait alors via une seconde ligne, appelée ligne auxiliaire. Le réacteur est alors alimenté directement par le réseau de transport d'électricité, via le transformateur auxiliaire (TA).

Pour disposer sur site de sources électriques d'énergie suffisante, chaque réacteur dispose de sources internes de secours conventionnelles redondantes et capables d'alimenter les tableaux électriques indispensables au bon fonctionnement des matériels de sûreté. Les sources de secours conventionnelles d'un réacteur sont ainsi constituées de deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel sur les réacteurs du parc en exploitation et de quatre groupes électrogènes principaux sur le réacteur EPR.

Chaque centrale nucléaire dispose également d'une source d'énergie interne de secours supplémentaire dont la technologie diffère suivant le palier auquel elle appartient :

- sur le palier 900 MWe, un groupe électrogène à moteur diesel d'ultime secours (GUS) par site ;
- sur les paliers 1300 MWe et N4, une turbine à combustion (TAC) par site ;
- sur le réacteur EPR, deux groupes électrogènes à moteur diesel d'ultime secours (SBO) par réacteur.

Des batteries électriques, d'une autonomie d'une heure sur les réacteurs du parc en exploitation et de deux heures sur le réacteur EPR, permettent en outre d'assurer et de garantir la continuité de l'alimentation électrique de certains équipements importants lorsque les groupes électrogènes ne sont pas en fonctionnement.

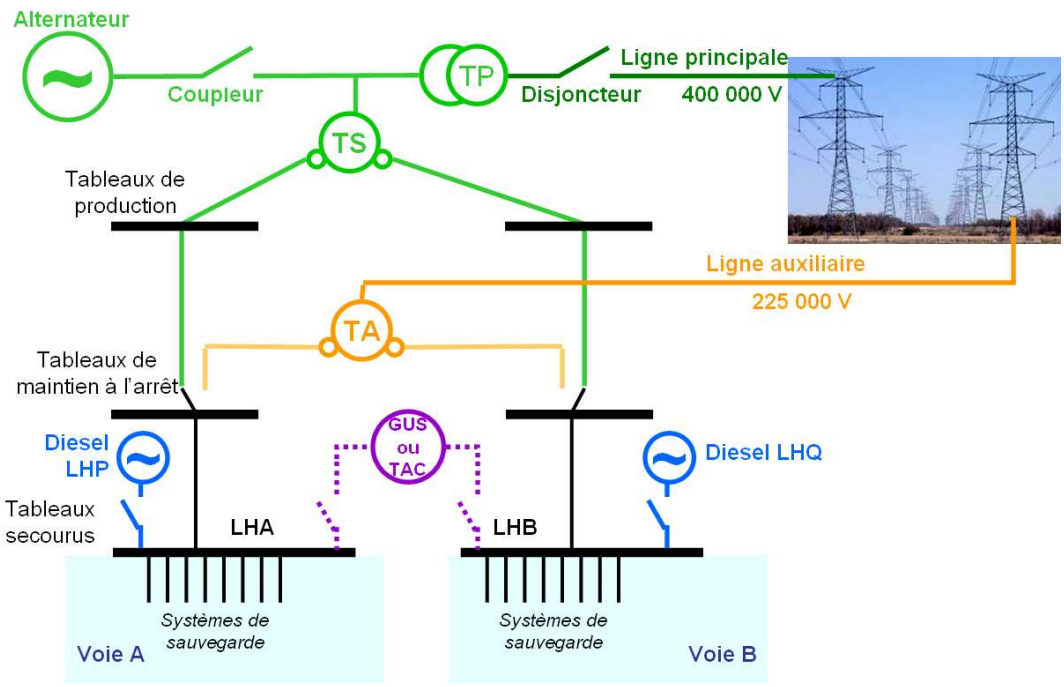


Schéma de principe des alimentations électriques d'un réacteur du parc en exploitation

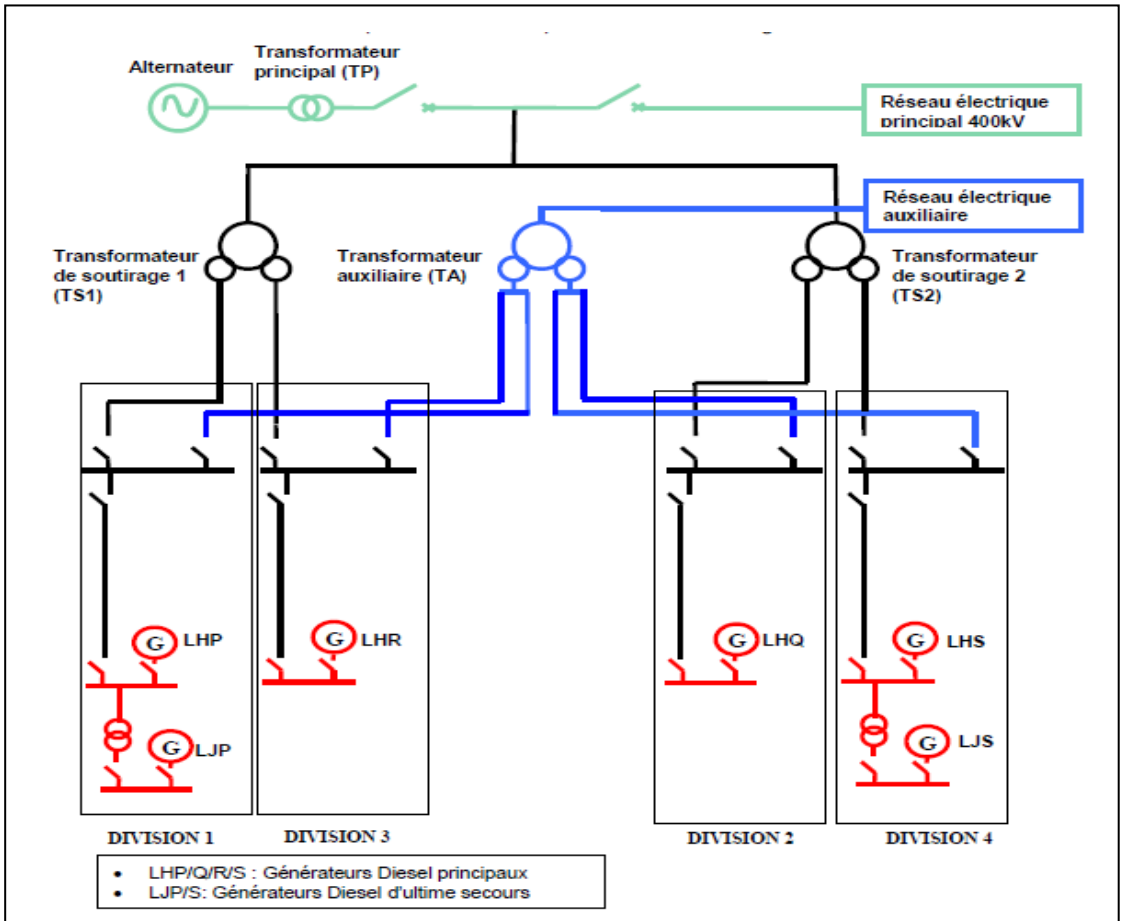


Schéma de principe des alimentations électriques d'un réacteur du réacteur EPR

En cas de perte des sources électriques externes et des sources internes de secours précitées, et afin d'alimenter certains matériels critiques pour la gestion de cette situation, des équipements spécifiques sont prévus :

- sur chaque réacteur du parc en exploitation, une ultime source d'énergie électrique de type turbo-alternateur (LLS) alimenté par la vapeur des générateurs de vapeur (GV) ;
- sur le réacteur EPR, deux batteries dédiées à cette situation (dites batteries « 12 heures »).

L'ASN a demandé à EDF d'étudier, dans les évaluations complémentaires de sûreté, la perte successive de toutes ces sources électriques, en considérant dans un premier temps qu'un seul réacteur est concerné puis dans un second temps que toutes les installations d'un même site sont affectées simultanément.

Les inspections ciblées conduites par l'ASN en 2011 ont montré que l'état général des alimentations électriques était correct, mais un certain nombre d'écarts subsiste sur certains sites. La rigueur apportée aux documents d'exploitation et de maintenance, l'état physique de certains matériels liés à l'entreposage de fioul, la gestion périodique des fluides nécessaires aux groupes électrogènes et les contrôles périodiques associées aux TAC sont en règle générale des axes d'amélioration pour de nombreux sites.

2.1.1.1 Perte des alimentations électriques externes

L'ASN a demandé à EDF pour chaque réacteur de :

- *décrire les dispositions de conception de l'installation tenant compte de cette situation, les moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre ;*
- *indiquer combien de temps les alimentations électriques internes peuvent fonctionner, sans secours extérieur ;*
- *préciser les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes (ravitaillement en combustible des groupes électrogènes diesels...) ;*
- *indiquer toute disposition envisagée pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).*

La perte des alimentations électriques externes d'un réacteur est une situation étudiée au titre du référentiel de sûreté ; elle correspond à la perte des lignes principales et auxiliaires ainsi qu'à l'échec de l'îlotage.

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes :

- le réacteur est alimenté par ses sources internes constituées par les groupes électrogènes à moteur diesel de secours ; ces groupes démarrent automatiquement en cas de perte simultanée des réseaux principaux et auxiliaires ou de baisse de tension significative sur les tableaux électriques secourus ;
- les barres de contrôle chutent par gravité, ce qui permet d'étouffer la réaction de fission nucléaire et d'assurer le contrôle de la réactivité ;
- le cœur du réacteur continue à dégager de la chaleur, appelée puissance résiduelle, qui doit être extraite du cœur pour empêcher sa montée en température, puis à terme son endommagement ;
- les groupes motopompes primaires (GMPP) ne sont plus alimentés électriquement, leur puissance ne permettant pas une alimentation par les groupes électrogènes ; le débit du circuit primaire décroît rapidement ; après l'arrêt complet des GMPP, une circulation naturelle en thermosiphon dans les boucles primaires assure l'évacuation de la puissance résiduelle, qui diminue par la décroissance consécutive à l'arrêt automatique du réacteur ;
- du côté secondaire, l'arrêt du réacteur entraîne le déclenchement de la turbine et la fermeture des vannes d'admission à la turbine ; les pompes d'eau alimentaire normale des générateurs de vapeur (circuit ARE) étant arrêtées du fait de l'initiateur, le débit d'eau alimentaire s'annule jusqu'à la mise en route du système d'eau alimentaire de secours (circuit ASG) ; la puissance résiduelle est évacuée par les générateurs de vapeur par l'ouverture des vannes à l'atmosphère (GCT-a/VCD-a pour le parc en exploitation ou VDA pour le réacteur EPR) ;
- les circuits de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sont secourus par les groupes électrogènes de secours du réacteur.

EDF a rappelé dans les rapports d'évaluation complémentaire de la sûreté (RECS) que le démarrage des groupes électrogènes de secours permet à l'équipe de conduite de disposer des sources électriques nécessaires pour ramener le réacteur dans un état sûr en cas de perte des alimentations électriques externes.

Dans le cadre d'actions planifiées et systématiques d'identification des éventuels écarts présents sur ses installations (essais périodiques, maintenance, inspections réglementaires, examen de conformité des installations réalisées dans le cadre des réexamens de sûreté, etc.), EDF a identifié certains écarts de conformité affectant directement ou indirectement les groupes électrogènes des réacteurs en exploitation.

L'ASN considère que ces écarts de conformité, s'ils ne présentent pas de danger immédiat pour la sûreté, affectent la robustesse des groupes électrogènes de secours. Ces écarts de conformité ont été déclarés par EDF à l'ASN et font l'objet d'un suivi particulier.

Concernant l'autonomie des alimentations électriques internes, EDF a rappelé dans les rapports d'ECS que le cas enveloppe, étudié au titre de la robustesse de l'installation, considère une situation de perte des alimentations électriques externes sur l'ensemble du site pour une durée de quinze jours. A ce titre, les dispositions d'approvisionnement suivantes ont été prévues :

- pour le fioul, l'autonomie est garantie pendant 3,5 jours ; un réapprovisionnement est prévu au travers d'un contrat national, dans un délai de 24 heures en urgence et de 3 jours en situation normale ; EDF a précisé également que lui sont réservées des réserves stratégiques en fioul ;
- pour l'huile, l'autonomie est de 3 jours pour les réacteurs du parc en exploitation et de 10 jours pour le réacteur EPR ; au-delà, un réapprovisionnement est possible selon des dispositions propres à chaque site. Dans tous les cas EDF considère que la disponibilité des moyens de réapprovisionnement est assurée pour 15 jours ;
- Les diesels sont refroidis par air. Pour l'eau des circuits de refroidissement des groupes électrogènes, les réserves initiales des groupes électrogènes des réacteurs du parc en exploitation sont suffisantes pour assurer une autonomie de 15 jours ; pour le réacteur EPR, les réserves initiales en eau de refroidissement « Haute température » assurent une autonomie d'au moins 10 jours, et d'au moins 22 jours pour l'eau « Basse température » ;
- pour l'air comprimé, la réserve d'air de lancement nécessaire au démarrage de chaque groupe électrogène permet d'assurer cinq démarrages et peut être réalimentée par des compresseurs ; les diesels bénéficient d'un refroidissement air-eau autonome.

Pour le réacteur EPR, EDF a indiqué dans ses rapports ECS que les groupes électrogènes d'ultime secours (SBO) permettent de disposer d'une alimentation électrique supplémentaire d'au moins vingt-quatre heures.

L'ASN considère que les modalités de gestion des approvisionnements sont satisfaisantes pour garantir l'autonomie des groupes électrogènes pendant 3 jours pour le parc en exploitation et 4 jours pour les réacteurs EPR.

L'ASN a constaté qu'EDF n'a pas démontré l'autonomie du site pour une durée de quinze jours en toutes circonstances, notamment après un séisme ou une inondation engendrant un isolement du site. L'ASN a demandé à EDF de fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours.

Concernant les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que :

- sur les réacteurs du parc en exploitation, l'utilisation de vannes thermostatiques autonomes, c'est-à-dire uniquement pilotées par le fluide qui les traverse, pour la régulation du refroidissement des groupes électrogènes de secours, en remplacement de vannes électropneumatiques, permet de garantir le fonctionnement de ces groupes électrogènes en cas de perte du système d'alimentation en air comprimé (SAR) ;

- sur le réacteur EPR, la fiabilisation du fonctionnement à long terme des groupes électrogènes de secours repose sur l'activation de protections complémentaires en cas de risque de ruine rapide du groupe électrogène alors qu'ils peuvent être résolus avec un temps de réparation court ; il s'agit de limiter les conséquences d'une éventuelle défaillance, susceptible d'entraîner la dégradation du groupe électrogène, en le mettant à l'arrêt préventivement : les pannes de longues durées peuvent ainsi être évitées par l'intermédiaire d'arrêts courts pour intervention ;
- un seul groupe électrogène étant suffisant pour les systèmes de sûreté, les autres pouvaient être arrêtés, notamment pour économiser le carburant.

L'ASN considère que la proposition d'EDF, d'élaborer une fiche de conduite permettant la « mise en économie » d'un groupe électrogène le cas échéant, doit être mise en œuvre.

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF a proposé dans les rapports d'ECS que la logique de protection des groupes électrogènes du palier 1300 MWe soit modifiée en rétablissant par commande manuelle des protections « non prioritaires » inhibées automatiquement lors des phases de fonctionnement « court terme » (cette modification est en cours de déploiement sur les groupes électrogènes des paliers 900 MWe et N4) ; il s'agit de limiter les conséquences d'une éventuelle défaillance susceptible d'entraîner la dégradation du groupe électrogène, en le mettant préventivement à l'arrêt : les pannes de longue durée peuvent ainsi être évitées par l'intermédiaire d'arrêts courts pour intervention.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.

Concernant l'extension de la perte d'alimentation électrique externe à l'ensemble du site, qui n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté, EDF a précisé dans ses rapports d'ECS que cela ne modifie pas son analyse ; en effet, dans cette situation, la conduite d'un réacteur ne nécessite pas de matériel particulier ou commun à plusieurs réacteurs.

L'ASN considère qu'EDF doit prendre en compte ce scénario de perte d'alimentation électrique externe du site dans le cadre de la fiabilisation des stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que de leur réapprovisionnement.

2.1.1.2 Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles

L'ASN a demandé à EDF pour chaque réacteur de :

- *fournir les informations sur la capacité et la durée des batteries ;*
- *indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable ;*
- *préciser quelles actions (extérieures) sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :*
    - *matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur ;*
    - *matériels disponibles hors du site, en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages ;*
    - *générateurs géographiquement très proches (par exemple des générateurs hydroélectriques, des turbines à gaz, etc.) qui peuvent être utilisés pour alimenter l'installation par des branchements dédiés ;*
    - *délai nécessaire pour que chacun de ces systèmes soit opérationnel ;*
    - *disponibilité des ressources humaines compétentes en particulier pour réaliser et rendre opérationnel ces branchements exceptionnels ;*
- *identifier les moments où les principaux effets falaise se produisent ;*
- *indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).*

La perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles d'un réacteur est une situation analysée au titre du référentiel de sûreté ; elle résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux électriques secourus par les groupes électrogènes de secours du réacteur.

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles d'un réacteur du parc en exploitation :

- la puissance résiduelle du cœur est évacuée par une circulation naturelle en thermosiphon si le circuit primaire est fermé, ou par évaporation si le circuit primaire est ouvert ;
- si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, les grappes de contrôle s'insèrent dans le cœur et le refroidissement des joints des GMPP est assuré par la pompe de test (RIS sur 900 et RCV sur 1300 et N4) (commune à une paire de réacteurs pour le palier 900 MWe) et alimentée électriquement par le turboalternateur de secours (LLS) ;
- si le circuit primaire est entrouvert, ou suffisamment ouvert, le groupe électrogène d'ultime secours (GUS) pour le palier 900 MWe ou la turbine à combustion (TAC) pour les paliers 1300 MWe et N4 permet d'alimenter les pompes de charge du circuit RCV réalisant l'appoint en eau du circuit primaire ;
- côté secondaire, le cas échéant, les générateurs de vapeur sont alimentés par le système d'eau alimentaire de secours (ASG) par une turbopompe (palier 900MWe) ou deux turbopompes (palier 1300 MWe et N4), alimentées par la vapeur issue de ces mêmes générateurs de vapeur ; la puissance résiduelle est évacuée par les vannes de contournement de la turbine vers l'atmosphère (GCT-a/VCD-a) ;
- les circuits de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ne sont plus alimentés électriquement, ce qui peut induire une évaporation de l'eau de la piscine et le cas échéant un découvrement du combustible (dans un délai précisé plus loin), et peut *in fine* conduire à la fusion du combustible entreposé.

Dans le cas du réacteur EPR, en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles :

- un groupe électrogène d'ultime secours (SBO), qui est démarré manuellement depuis la salle de commande, permet notamment d'alimenter les pompes du circuit ASG ; la charge des batteries « 2 heures » et « 12 heures » s'effectue automatiquement sur le groupe SBO en fonctionnement ;
- si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, les grappes de contrôle s'insèrent dans le cœur ; la puissance résiduelle est évacuée par une circulation naturelle en thermosiphon ; l'étanchéité des joints d'arbre des GMPP est assuré automatiquement par le dispositif d'étanchéité à l'arrêt (DEA) alimenté par les batteries « 2 heures » ;
- côté secondaire, le cas échéant, les générateurs de vapeur sont alimentés par les motopompes du système d'eau alimentaire de secours (ASG), alimentées électriquement par les groupes SBO ; la puissance résiduelle est évacuée par les vannes de décharge à l'atmosphère (VDA) ;
- si le réacteur est à l'arrêt et que le circuit primaire est entrouvert ou ouvert, la puissance résiduelle est évacuée par évaporation ; une voie d'injection à basse pression du circuit d'injection de sécurité (IRWST) alimentée par le SBO permet de faire l'appoint du circuit primaire et une voie du système d'évacuation ultime de la chaleur dans l'enceinte (EVU/SRU) permet l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte ;
- un circuit de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible peut être alimenté électriquement par un groupe SBO.

<u>Concernant la capacité et l'autonomie des batteries des réacteurs du parc en exploitation</u>, EDF a rappelé dans les rapports d'ECS que des batteries d'accumulateurs permettent :

- d'assurer le basculement automatique des sources de puissance ;
- d'alimenter pendant une heure minimum le contrôle-commande et l'instrumentation nécessaire au diagnostic et à l'orientation de l'équipe de conduite pendant un manque de tension.

EDF a précisé également dans les rapports d'ECS que des procédures de conduite en situation de perte des alimentations électriques externes et internes prévoient un fonctionnement dit « en économie de batteries » permettant d'alimenter le plus longtemps possible une fraction estimée prioritaire de ces fonctions en délestant les parties jugées non prioritaires.

Pour le réacteur EPR, EDF a rappelé dans les rapports d'ECS que :

- quatre batteries « 2 heures » permettent d'alimenter notamment le contrôle-commande, les interfaces homme-machine et les vannes d'isolement enceinte internes pendant au moins deux heures ;
- deux batteries « 12 heures » permettent notamment d'alimenter le contrôle-commande dédié aux accidents graves (CCAG), le pupitre dédié aux accidents graves (PAG), la filtration de l'iode de l'espace entre enceinte, les vannes de décharge du pressuriseur 900t/h, les vannes d'isolement enceinte externes et l'éclairage de sauvegarde de la salle de commande, du local technique de crise et de la station de repli, pendant au moins douze heures.

Sur le réacteur EPR, les batteries « 2 heures » étant nécessaires pour assurer le couplage des groupes électrogènes principaux et des groupes électrogènes d'ultime secours (SBO) sur le réseau électrique, les effets falaise suivants ont été mise en évidence lors de l'instruction préalable à la réunion des groupes permanents de novembre 2011 :

- une défaillance de cause commune sur les quatre batteries « 2 heures » en situation de perte des alimentations électriques externes conduirait à une situation d'indisponibilité totale de tous les groupes électrogènes et à un accident grave ;
- les actions nécessaires au confinement de l'enceinte et au basculement sur le pupitre dédié aux accidents graves doivent être réalisées avant la décharge de ces batteries « 2 heures ».

Pour le réacteur EPR, l'ASN considère donc qu'EDF devra proposer des dispositions visant à assurer aux batteries « 2 heures » la diversification répondant aux mêmes exigences que pour les groupes électrogènes. Ce point est actuellement en cours d'instruction dans le cadre de l'analyse détaillée de la conception des groupes électrogènes du réacteur EPR de Flamanville 3.

Compte-tenu des effets falaise générés par la décharge des batteries sur tous les réacteurs, l'ASN a prescrit à EDF d'augmenter notablement, avant le 31 décembre 2014, l'autonomie des batteries utilisées en cas de perte des alimentations électriques externes et internes.

Concernant le délai avant qu'un endommagement grave du combustible ne devienne inévitable, en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles d'un réacteur sans intervention extérieure, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- lorsque le circuit primaire est fermé, l'autonomie dépend du volume des réserves d'eau du circuit secondaire alimentant les GV ; la non-réalimentation de la bâche ASG puis l'indisponibilité des GV entraînent un échauffement du circuit primaire et une montée en pression jusqu'à l'ouverture des soupapes de décharge du pressuriseur provoquant une vidange progressive du circuit primaire ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrement du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- lorsque le circuit primaire est entrouvert, la puissance résiduelle étant plus faible, le délai de découvrement du combustible est plus long que lorsque le circuit primaire est fermé ;
- lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert, un appoint gravitaire d'une fraction limitée de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible est mis en place pour compenser la vaporisation provoquée par la perte du circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt ; puis un appoint par la bâche du circuit PTR est réalisé :
    - sur le palier 900 MWe, par les pompes de charges du circuit RCV du réacteur voisin ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrement du combustible interviendrait dans un délai supérieur à un jour après le début de l'accident ;
    - sur les paliers 1300 MWe et N4, par la motopompe thermique mobile ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrement du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;

- pour la piscine d'entreposage du combustible, l'appoint réalisé par les pompes du circuit de production d'eau incendie (système JPP ou JPD) du réacteur voisin permet d'éviter le découvrement du combustible.

Pour le réacteur EPR, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que :

- le réacteur ne présente pas de risque de fusion du cœur ni de rejet radioactif pendant au moins les vingt-quatre heures de fonctionnement des groupes SBO ; lorsque le refroidissement est assuré par les GV, les réservoirs du circuit ASG sont vides au bout de deux jours environ, mais leur réalimentation à partir des réservoirs du circuit de production d'eau incendie (JAC) par les pompes de réalimentation du circuit ASG (pouvant être secourues électriquement par les groupes SBO) est possible et permet une autonomie totale en eau de plus de sept jours environs ; le début de l'endommagement du combustible commencerait environ neuf jours après l'initiateur ;
- si le réacteur n'est pas en arrêt à froid avec la piscine réacteur pleine, le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ne peut pas être assuré, car le groupe SBO est dédié à la gestion du réacteur ; un appoint en eau par une pompe du système JAC permettant de compenser l'évaporation et d'éviter le découvrement du combustible peut être réalisé pendant les vingt-quatre heures d'autonomie du groupe SBO ; le délai avant le découvrement du combustible est d'environ 5 jours après l'initiateur ;
- si le réacteur est en arrêt à froid avec la piscine réacteur pleine, le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible est assuré pendant vingt-quatre heures ; le découvrement du combustible intervient alors plus de deux jours après l'initiateur.

<u>Concernant la situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles pour l'ensemble du site</u>, qui n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté, EDF a précisé dans ses rapports d'ECS que, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- le GUS ou la TAC étant des matériels commun au site, ceux-ci ne pourront alimenter qu'un seul réacteur du site ;
- lorsque le circuit primaire est fermé, le découvrement du cœur interviendrait dans un délai supérieur à un jour ;
- lorsque le circuit primaire est entrouvert, en cas d'échec de la fermeture des évents du circuit primaire, le découvrement du combustible interviendrait au bout d'une dizaine d'heure ; cette situation est similaire à celle de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours d'un réacteur ;
- lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert :
    - pour le palier 900 MWe, les pompes de charges du circuit RCV ne sont plus disponibles ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrement du combustible interviendrait quelques heures après le début de l'accident ;
    - pour les paliers 1300 MWe et N4, le chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) limite cet état à un seul et unique réacteur sur un site permettant toujours l'utilisation de la motopompe thermique mobile ; le découvrement du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- pour les piscines d'entreposage du combustible, toutes les pompes du circuit de production d'eau incendie (système JPP ou JPD) étant indisponibles, le découvrement du cœur interviendrait dans un délai d'un jour et demi.

Pour le réacteur EPR, EDF a précisé dans ses rapports d'ECS que l'extension de la perte d'alimentation électrique externe à l'ensemble du site ne modifie pas son analyse de la partie réacteur, mais ne donne aucune précision sur la partie piscine d'entreposage du combustible ; dans cette situation, la conduite du réacteur ne nécessite pas de matériel particulier ou commun au site.

L'ASN considère nécessaire que EDF se positionne sur l'évaluation manquante.

Concernant les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que les moyens permettant de gérer la situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles seraient mis en œuvre par des personnels compétents et qualifiés, appuyés et conseillés par les équipes de gestion de crise.

Les actions extérieures prévues permettant de gérer la situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles sur l'ensemble du site examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN.

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF a proposé dans les rapports d'ECS, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- d'étudier et de vérifier la tenue des turbopompes du système ASG et du turbo alternateur LLS à la montée de la température dans les locaux en l'absence de ventilation au-delà de vingt-quatre heures ;
- d'accélérer la mise en place sur chaque réacteur un groupe électrogène appelé « diesel d'ultime secours » :
    - il pourra assurer, en totale autonomie pendant quarante huit heures, le secours électrique partiel d'un tableau électrique secouru, sous un délai d'environ une heure lors d'une situation de perte des alimentations électriques externes et internes ;
    - sa puissance autorisera aussi l'alimentation électrique d'un moyen d'injection au primaire et d'une motopompe du système ASG ;
    - il pourra également permettre la réalimentation électrique des auxiliaires permettant de réaliser l'isolement de l'enceinte de confinement, des ventilations de la salle de commande, et pour les paliers 1300 MWe et N4, le secours du système de mise en dépression de l'espace inter-enceinte ;
    - il sera conçu de façon à être robuste aux agressions ;
- dans l'attente de la mise en place de ce « diesel d'ultime secours », de mettre en place un ou plusieurs petits groupes électrogènes de secours qui garantiront la réalimentation du contrôle commande minimum et de l'éclairage de secours de la salle de commande, en secours du turboalternateur LLS ;
- d'installer sur les paliers 900 MWe une motopompe thermique d'injection dans le cœur à partir du réservoir du circuit PTR ;
- de mettre en place des moyens ultimes de réalimentation en eau des systèmes ASG et PTR ainsi que de la piscine d'entreposage des combustibles qui soient de nature pérennes (forage, bassins, etc.) avec les moyens matériels et humains associés ; certains de ces moyens matériels pourraient être apportés par la « force d'action rapide nucléaire (FARN) voir § 3 » dans un premier temps;
- d'équiper à court terme les sites en moyens mobiles autonomes d'éclairage supplémentaire de forte puissance, de façon à faciliter les interventions dans les locaux ;
- d'élaborer un document de conduite traitant la situation de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours ;
- Pour les états ou le circuit primaire est fermé de faire évoluer la conduite actuelle, dans le cadre d'une modification des procédures du chapitre VI des règles générales d'exploitation :
    - anticipation du refroidissement rapide,
    - limitation de la dépressurisation des générateurs de vapeur ;
- pour les états où le circuit primaire est entrouvert, de faire évoluer la conduite de remontée en pression du circuit primaire pour évacuer la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, permettant ainsi de disposer d'une pression secondaire suffisante pour alimenter la turbopompe alimentaire de secours requise et de maintenir l'inventaire en eau du GV requis lorsque le circuit primaire est repressurisable ;
- de modifier les documents de conduite pour entreprendre les actions nécessaires dès le constat de la perte source froide ou de la perte totale des alimentations électriques, sans attendre le gréement du PUI ;

- d'étudier des dispositions complémentaires de conduite, notamment par la mise à disposition d'abaques permettant de valoriser la TAC ou le GUS pour la gestion des piscines d'entreposage du combustible dans ces situations ;
- d'étudier l'opportunité de secourir électriquement par un groupe électrogène les informations strictement nécessaires à la gestion de la situation de perte de refroidissement en piscine d'entreposage du combustible ;
- d'étudier et, le cas échéant, de mettre en place les parades pour maîtriser le risque d'explosion lié à la radiolyse de l'eau de piscine d'entreposage du combustible en l'absence de ventilation ;
- à terme, d'étudier la faisabilité de déporter les commandes du système d'appoint actuel des piscines d'entreposage du combustible dans des locaux totalement préservés de la propagation de vapeur et d'améliorer le fonctionnement de l'exutoire vapeur.

Pour le réacteur EPR, EDF a proposé dans les rapports d'ECS pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation :

- dans le cas où l'approvisionnement en fioul depuis l'extérieur ne serait pas possible, de mettre en œuvre un moyen mobile de pompage du fioul des réservoirs des groupes électrogènes principaux pour réalimenter les groupes SBO ;
- une réalimentation des réservoirs du circuit ASG par les bassins d'eau douce du circuit de production d'eau déminéralisée (SEA) est envisagée ;
- d'étudier et, le cas échéant, de mettre en place les parades pour maîtriser le risque d'explosion lié à la radiolyse de l'eau de piscine d'entreposage du combustible en l'absence de ventilation ;
- de mettre en place un dispositif passif ou automatique d'ouverture de l'exutoire du hall piscine pour permettre de renforcer la prévention de la situation de montée en pression du hall piscine ;
- de mettre en place un appoint gravitaire à la piscine de désactivation par l'eau des bassins SEA via un raccord externe au bâtiment combustible qui pourra permettre de compenser les pertes en eau par évaporation et de maintenir a minima le niveau d'eau ;
- d'étudier les dispositions à prendre afin de renforcer la robustesse de l'instrumentation en piscine (température de l'eau, niveau d'eau, débit de dose dans le hall) pour assurer la gestion de la situation et notamment la gestion de l'appoint.

L'ASN considère que les renforcements des moyens en électricité proposés par EDF, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mis en œuvre.

EDF a identifié le besoin d'assurer le maintien de certaines informations en salle de commande indispensables à la conduite et l'éclairage de la salle de commande. EDF n'a néanmoins pas évalué le risque d'effet falaise lié à la perte de certaines informations en salle de commande, à l'épuisement des batteries et à l'absence d'éclairage dans les états correspondant au circuit primaire ouvert où le LLS est indisponible. *L'ASN relève que la proposition d'EDF de mettre en place un ou plusieurs petits groupes électrogènes de secours qui garantiront la réalimentation du contrôle commande minimum et de l'éclairage de secours de la salle de commande est de nature à répondre à cette problématique.*

L'ASN considère que la proposition d'EDF de mettre en œuvre d'un moyen d'alimentation électrique supplémentaire robuste aux agressions et permettant notamment d'alimenter en cas de perte des autres alimentations électriques externes et internes, moyen qu'il appelle « diesel d'ultime secours (DUS) », qui répond au cahier des charges des ECS, doit être mise en œuvre. Dans l'attente de ce moyen d'alimentation électrique supplémentaire, l'ASN considère également que la proposition d'EDF de mettre en place un ou plusieurs petits groupes électrogènes de secours doit être mise en œuvre. Elle a pris une prescription à ce sujet qui impose la mise en place d'un moyen d'alimentation électrique d'ultime secours sur l'ensemble des réacteurs avant fin 2018 et, dans l'attente, la mise en place de dispositifs temporaires d'alimentation électrique sur l'ensemble des réacteurs avant le 30 juin 2013.

Pour le réacteur EPR, les groupes SBO bénéficient déjà d'éléments de robustesse. Afin de disposer d'un niveau de robustesse au moins égal au parc en exploitation avec la mise en œuvre d'un moyen d'alimentation électrique supplémentaire robuste aux agressions.

L'ASN a demandé à EDF d'étudier la prise en compte des groupes SBO au sein du « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles, soumises à des exigences renforcées, notamment vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation.

EDF a proposé de faire évoluer, et pour les états où le primaire est entrouvert, la conduite de remontée en pression pour évacuer la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur. *L'ASN considère qu'EDF devra justifier que l'évolution de la conduite proposée pour l'état primaire entrouvert permettra effectivement de procurer un délai avant découvrement suffisant pour la mise en œuvre de moyens extérieurs pour la gestion à moyen et à long terme d'une situation de perte des alimentations électriques externes et internes sur un site.*

2.1.1.3 Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site

Pour le cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site, l'ASN a demandé à EDF pour chaque réacteur de :

- *fournir les informations sur la capacité et la durée des batteries ;*
- *indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable ;*
- *préciser quelles actions (extérieures) sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :*
    - *matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur,*
    - *en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages, matériels disponibles hors du site,*
    - *générateurs géographiquement très proches (par exemple des générateurs hydroélectriques, des turbines à gaz, etc.) qui peuvent être utilisés pour alimenter l'installation par des branchements dédiés,*
    - *délai nécessaire pour que chacun de ces systèmes soit opérationnel,*
    - *disponibilité des ressources humaines compétentes en particulier pour réaliser et rendre opérationnel ce branchement exceptionnel ;*
- *identifier les moments où les principaux effets falaise se produisent ;*
- *indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).*

La perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours d'un réacteur résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux électriques secourus par :

- les groupes électrogènes de secours des réacteurs du parc en exploitation ou des groupes électrogènes principaux du réacteur EPR ;
- le groupe électrogène d'ultime secours (GUS) pour le palier 900 MWe ;
- la turbine à combustion (TAC) pour les paliers 1300 MWe et N4 ;
- les groupes électrogènes d'ultime secours (SBO) pour le réacteur EPR ;
- le turboalternateur de secours (LLS) pour les réacteurs du parc en exploitation.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc en exploitation, EDF a également considéré la perte des turbopompes du système ASG, bien que ce matériel fonctionne indépendamment des sources électriques.

Pour les réacteurs du parc en exploitation, cette situation n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté. Pour le réacteur EPR, cette situation faisant partie du référentiel de sûreté, les batteries « 2 heures » et « 12 heures » sont disponibles.

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours d'un réacteur :

- si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, les grappes de commande et d'arrêt s'insèrent dans le cœur ; la puissance résiduelle est évacuée par une circulation naturelle en thermosiphon si le circuit primaire est fermé, ou par évaporation si le circuit primaire est ouvert ;
- l'appoint en eau du circuit primaire n'est plus assuré ;
- le refroidissement de la barrière thermique et des joints d'arbre des GMPP n'est plus assuré ;
- côté secondaire, les générateurs de vapeur ne sont plus alimentés ;
- les circuits de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ne sont plus alimentés électriquement.

De manière conservative pour le parc en exploitation, EDF a procédé à l'analyse de cette situation sur tous les réacteurs du site, et non sur chaque réacteur pris individuellement. Pour le réacteur EPR, EDF l'a considéré comme isolé des autres réacteurs du site dans les rapports ECS.

En cas de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours du site, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que la capacité et l'autonomie des batteries étaient identiques au cas précédent de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles.

Concernant le délai, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable en cas de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours du site, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- lorsque le circuit primaire est fermé, en considérant une dégradation des joints des GMPP engendrant une brèche significative du circuit primaire, le délai avant découvrement du cœur serait de l'ordre d'une journée ;
- lorsque le circuit primaire est entrouvert, un refroidissement maximal du circuit primaire est actuellement demandé par les procédures de conduite accidentelle, entraînant une vidange complète du GV ; en l'absence d'appoint en eau, le découvrement du combustible interviendrait en une dizaine d'heure ;
- lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert, un appoint gravitaire d'une fraction limitée de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible est mis en place pour compenser la vaporisation provoquée par la perte du circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt ; puis un appoint par la bâche du circuit PTR est réalisé :
    - sur le palier 900 MWe, les pompes de charges du circuit RCV ne sont plus disponibles ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrement du combustible interviendrait quelques heures après le début de l'accident ;
    - sur les paliers 1300 MWe et N4, le chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) limite cet état à un seul et unique réacteur sur un site permettant toujours l'utilisation de la motopompe thermique mobile ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrement du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- pour la piscine d'entreposage du combustible, toutes les pompes du circuit de production d'eau incendie (système JPP ou JPD) étant indisponibles, le découvrement du cœur interviendrait dans un délai d'un jour et demi.

Pour le réacteur EPR, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que, en cas de perte de toutes les alimentations électriques externes et internes :

- le délai avant l'endommagement du combustible en cœur est de quelques heures si le réacteur est en pleine puissance ;
- le délai avant découvrement du combustible en piscine est de plus d'une journée après l'initiateur si le cœur est déchargé (il est de plus de quatre jours si le cœur est en cuve).

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site, *l'ASN a constaté que les ECS mettent en évidence des effets falaise court terme, caractérisés par un délai avant découvrement du cœur inférieur au délai prévu pour la mise en œuvre des moyens de la FARN.*

Concernant les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, EDF a précisé dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc en exploitation que celles-ci étaient identiques au cas précédent de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles.

Pour l'EPR, EDF a précisé que les dispositions de conception (sources électriques redondantes, diversifiées et robustes) et les actions extérieures associées contribuent à la prévention de la dégradation du combustible.

Les actions extérieures permettant de gérer les situations de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN.

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation, outre les dispositions proposées en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles et exposées précédemment, EDF a proposé dans les rapports d'ECS :

- pour le palier 900 MWe, d'étudier un réarmement depuis la salle de commande des turbopompes du système ASG (pour les états dans lesquels ceci est possible) ;
- pour les paliers 1300 MWe et N4, et pour les états où le circuit primaire est entrouvert, de faire évoluer la conduite de remontée en pression du circuit primaire pour évacuer la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, permettant ainsi de disposer d'une pression secondaire suffisante pour alimenter la turbopompe alimentaire de secours requise ainsi que le turbo alternateur LLS, et de maintenir l'inventaire en eau du GV requis lorsque le circuit primaire est repressurisable ;
- pour l'EPR :
    - d'étendre l'alimentation électrique des fonctions alimentées par les batteries « 12 heures » », et nécessaires au delà de 12h00 pour la gestion de la situation redoutée, par la mise en œuvre de sources électriques complémentaires fixes ou mobiles ;
    - de mettre en place un moyen de redémarrage du contrôle commande accidents graves (CCAG) en cas de coupure ;
    - de mettre en place des dispositifs et des moyens mobiles d'alimentation électrique nécessaire pour :
        - assurer l'habitabilité de la salle de commande,
        - au niveau de la piscine d'entreposage du combustible, alimenter une voie de refroidissement du système PTR ou un appoint en eau par la bâche du circuit JAC ;
- d'intégrer les informations essentielles sur l'évolution de la situation dans le bâtiment d'entreposage du combustible (température piscine, mesure du niveau d'eau, etc.) au CCAG et au pupitre dédié aux accidents graves (PAG) qui sont alimentés par les batteries « 12 heures ».

L'ASN a constaté qu'EDF a proposé des dispositions visant à augmenter les délais avant découvrement du cœur, notamment :

- *la mise en œuvre de moyens de pompage supplémentaires pour l'appoint aux circuits primaire et secondaire ;*
- *des études et évolutions de conduite visant à limiter le risque de brèche aux joints des GMPP en cas de perte de leur refroidissement ;*
- *l'augmentation de l'autonomie des moyens d'alimentation en eau des générateurs de vapeur et du circuit primaire.*

L'ASN considère nécessaire que EDF augmente effectivement les délais avant découvrement du cœur. L'ASN considère que les dispositions complémentaires proposées par EDF, qui permettront d'apporter de la robustesse vis-à-vis d'une situation de perte des alimentations électriques ainsi que de perte de la source froide, doivent être mises en œuvre.

2.1.1.4 Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

EDF conclut ses rapports d'ECS en considérant que les moyens de secours en place en cas de perte totale et cumulée des sources électriques confèrent une bonne robustesse aux installations, en particulier compte tenu du nombre de lignes de défense prévues à la conception et supposées perdues de façon déterministe dans les scénarios demandés.

L'ASN a constaté que, dans les rapports d'ECS, EDF a réalisé l'évaluation relative aux pertes des alimentations électriques dans le cadre du référentiel existant, sans considérer qu'une agression (séisme, inondation, etc.) peut en être à l'origine. Or une agression peut entraîner la défaillance de matériels qu'il est prévu d'utiliser pour faire face à la perte des alimentations électriques.

L'ASN considère donc que les délais avant endommagement du combustible, en cas de perte des alimentations électriques, pourraient être plus courts que ceux présentés par EDF dans les rapports relatifs aux ECS, en particulier si cette perte des alimentations électriques était induite par un séisme ou une inondation.

L'ASN considère qu'EDF doit rendre robustes aux agressions certaines des dispositions complémentaires proposées et permettant de gérer les situations de pertes d'alimentations électriques. L'ASN a prescrit à EDF de proposer avant le 30 juin 2012 un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles, soumises à des exigences renforcées, notamment vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation (voir § 1.2.3).

2.1.1.5 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques

De manière synthétique, EDF a notamment proposé dans les rapports d'ECS les dispositions suivantes vis-à-vis du risque de perte des alimentations électriques pour les réacteurs du parc en exploitation :

- un groupe électrogène, robuste aux agressions, appelé « diesel d'ultime secours » sera implanté sur chaque réacteur ; il permettra notamment la réalimentation :
    - du contrôle commande minimum du réacteur et de l'éclairage de la salle de commande,
    - des informations nécessaires en cas de perte de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible,
    - de la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bâche du circuit ASG, du réservoir du circuit PTR et de la piscine d'entreposage du combustible,
    - des informations nécessaires dans les situations avec fusion du cœur,
    - des vannes d'isolement enceinte, de la ventilation filtration de la salle de commande et de la ventilation filtration de l'espace entre-enceintes,
    - d'une motopompe du système ASG et d'un appoint au primaire ;
- dans un premier temps, en attendant l'implantation du « diesel d'ultime secours », deux petits groupes électrogènes fixes permettront de réalimenter :
    - l'un, le contrôle commande minimal du réacteur et l'éclairage de la salle de commande,
    - l'autre, la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bâche du circuit ASG, du réservoir du circuit PTR et de la piscine d'entreposage du combustible ;
- la possibilité de réalimentation à court terme des mesures nécessaires à la gestion des pertes de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sera étudiée ;

- la fiabilisation du fonctionnement du LLS en cas de montée de la température dans les locaux en l'absence de ventilation, au delà de 24 heures, sera étudiée ; si les études en montrent la nécessité, des modifications seront proposées.

Pour le réacteur EPR, EDF a notamment proposé dans les rapports d'ECS les dispositions suivantes :

- prolongation de l'autonomie : moyen mobile de pompage du fioul des réservoirs des groupes électrogènes principaux pour réalimenter les groupes SBO ;
- extension de la durée d'alimentation électrique des fonctions essentielles par mise en œuvre de sources électriques complémentaires fixes ou mobiles ;
- moyen de redémarrage du contrôle-commande dédié aux accidents graves (CCAG).

Au cours de l'instruction des rapports d'ECS par l'IRSN, appui technique de l'ASN, EDF a notamment pris les engagements suivants :

- afin d'assurer l'injection aux joints simultanée sur les réacteurs du palier 900 MWe, pour lesquels une seule pompe est installée pour deux réacteurs, EDF réalisera une étude de caractérisation de l'adéquation du débit qui alimente les joints des pompes primaires de chacun des deux réacteurs, en cas de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours de site ; les résultats de cette étude sont prévus avant la fin du premier semestre 2012 ;
- afin d'éviter une brèche aux joints des GMPP en situation de perte totale des alimentations électriques externes et internes sur les réacteurs du parc en exploitation, EDF a engagé l'examen de la mise en œuvre d'essais de robustesse des nouveaux joints haute température installés sur les réacteurs en exploitation en remplacement des joints toriques ; un programme sera défini à la même échéance.
- EDF examinera les dispositifs d'étanchéité à l'arrêt des joints d'arbre des GMPP existants ou en développement dans le monde ; en fonction de ces résultats, EDF se positionnera à la fin du premier semestre 2012 sur une modification de conception permettant d'assurer l'injection aux joints simultanée sur deux réacteurs voisins du palier 900 MWe ;
- EDF réalisera l'étude d'une conduite avec un refroidissement accéléré pour atteindre un état dans lequel l'injection aux joints des GMPP n'est plus nécessaire ;
- comme sur les paliers 1300 MWe et N4, EDF implantera à court terme sur le palier 900 MWe une motopompe assurant un appoint suffisant au circuit primaire lorsque celui-ci est suffisamment ouvert ; dans la courte phase d'ouverture directe de la cuve avec le couvercle desserré, EDF vérifiera pour mars 2012 sur les réacteurs du parc en exploitation que les caractéristiques de cette motopompe permettent un appoint, en attendant la mise en place de la réalimentation par le « diesel d'ultime secours » d'un moyen d'appoint au circuit primaire ;
- Sur le réacteur EPR, EDF présentera d'ici fin 2012 l'analyse des situations de manque de tension généralisé et statuera sur la nécessité de dispositions supplémentaires ;
- Pour la définition des exigences des équipements du noyau dur, EDF prendra en compte les risques de défaillance par mode commun entre les matériels existants et les matériels nouveaux installés, en recherchant leur diversification et leur indépendance

L'ASN considère que les objectifs de renforcement des moyens d'alimentation en électricité proposés par EDF doivent être mis en œuvre.

Afin de fixer les objectifs de ces renforcements et les échéances associées, l'ASN a prescrit à EDF de mettre en place d'un moyen d'alimentation électrique d'ultime secours sur l'ensemble des réacteurs avant fin 2018 et, dans l'attente, de mettre en place de dispositifs temporaires d'alimentation électrique sur l'ensemble des réacteurs avant le 30 juin 2013.

EDF s'est engagée à effectuer des études relatives au débit de la pompe de test pour effectuer l'injection aux joints des GMPP simultanément sur deux réacteurs voisins. Si le caractère suffisant de ce débit ne pouvait être démontré, *l'ASN considère qu'EDF devrait définir à court terme une modification permettant d'assurer l'injection aux joints simultanée sur deux réacteurs voisins du palier 900 MWe. De plus, si une brèche aux joints des GMPP ne peut être évitée en situation de perte des alimentations électriques externes et internes sur un site, l'ASN considère nécessaire que des moyens de gestion de la brèche soient mis en place pour éviter une entrée en accident grave dans cette situation.*

L'ASN considère satisfaisant dans son principe l'engagement d'EDF de prendre en compte la diversification et l'indépendance comme un des moyens permettant d'atteindre les exigences du noyau dur, et de vérifier en particulier la minimisation des risques de défaillance par mode commun.

2.1.2 Perte des systèmes de refroidissement ou de la source froide

La source froide sert à fournir de l'eau pour évacuer la puissance du combustible nucléaire, refroidir les systèmes des installations nucléaires ou conventionnelles, et alimente certains circuits spécifiques comme le réseau de lutte contre l'incendie ou certains appoints en eau à usage industriel. Un réacteur a besoin d'être connecté en permanence à une source froide, même après son arrêt.

L'eau est prélevée directement dans le milieu naturel, à savoir la mer pour les sites côtiers, ou dans un cours d'eau pour les sites en bord de rivière ou fleuve.

Les ouvrages de prise d'eau et la station de pompage assurent le pompage et la filtration de l'eau brute qui, une fois captée et filtrée, sert au refroidissement des circuits via des échangeurs thermiques. La station de pompage est directement connectée à l'ouvrage d'alimentation-rejet. Chaque site possède généralement une station de pompage pour deux tranches. Chaque station de pompage possède deux voies redondantes séparées géographiquement.

L'ouvrage de prise d'eau varie d'un site à l'autre. Pour les sites fluviaux il est généralement constitué :

- d'un rideau déflecteur ;
- d'une drôme flottante permettant de limiter l'entrée de corps flottants ;
- de pertuis pouvant alimenter plusieurs galeries sous-fluviales. Chaque pertuis est équipé de grilles amovibles.

La prise d'eau alimente des galeries sous-fluviales qui débouchent dans une fosse de décantation à l'entrée du canal d'alimentation des tranches. Ce canal d'amenée se scinde afin de desservir les stations de pompage de chaque paire de tranche.

De manière générale, d'amont en aval, les matériels utilisés pour assurer le transit et la filtration de l'eau brute sont les grilles avancées (à large barreaudage, sans dégrilleur), les grilles de pré-filtration (barreaux moins espacés, et équipées de dégrilleur), un système filtrant (filtres à chaînes ou tambours filtrants), et enfin les pompes d'aspiration. L'eau transite principalement au travers de chenaux aménagés, rus ou conduites d'eau en béton.

L'aspiration, le refoulement et la filtration de l'eau brute sont assurés entre deux niveaux minimum et maximum, appelés respectivement plus basses et plus hautes eaux de sécurité. Le calcul de ces niveaux d'eau prend en compte l'environnement spécifique du site. La prise en compte des différents critères de conception impose au final :

- la forme et la hauteur des digues,
- la profondeur des conduites,
- le calage et les dimensions des systèmes de filtration,
- le calage des matériels de nettoyage et d'évacuation des systèmes de filtration,
- le calage des pompes de sûreté.

Les 3 derniers points fixent la forme et la profondeur de la station de pompage.

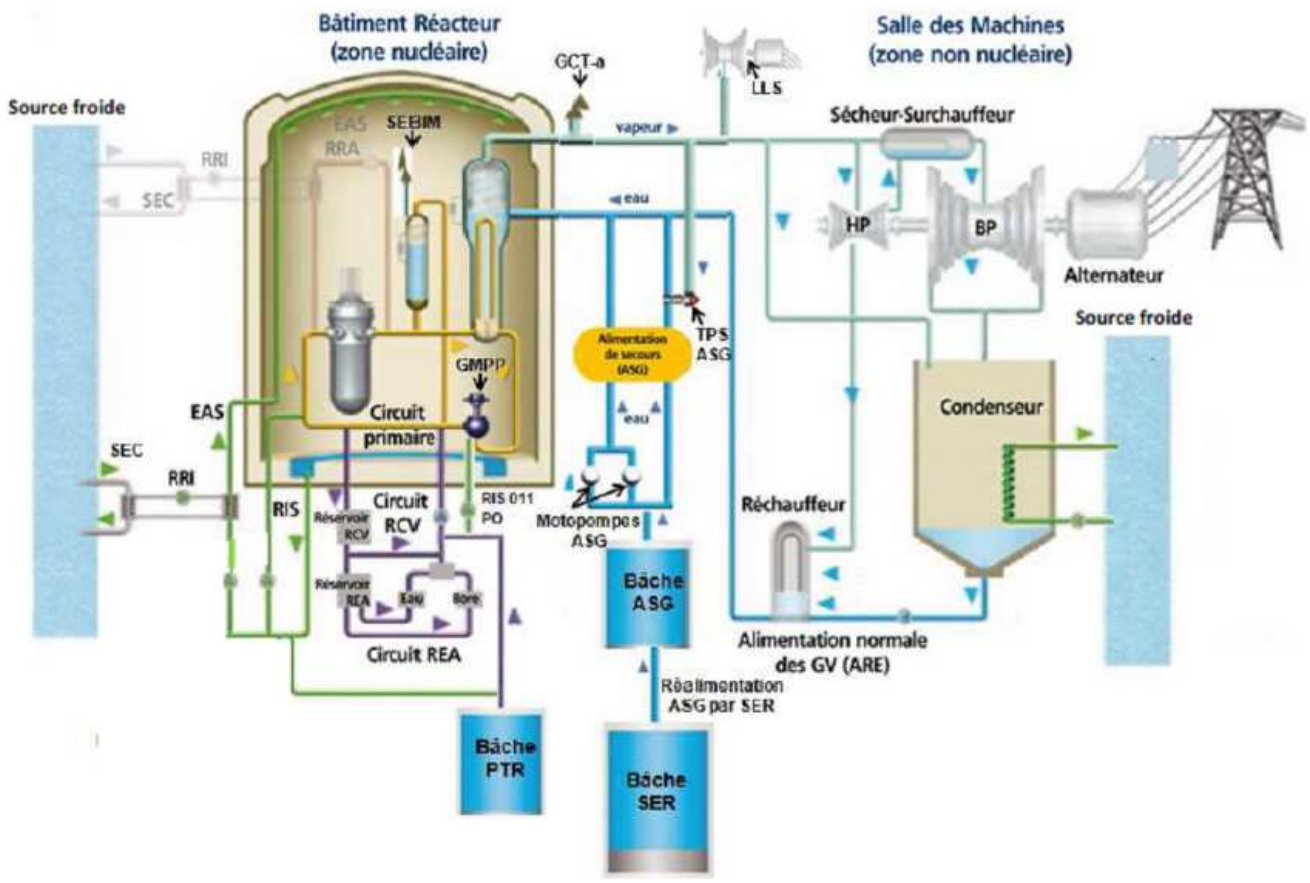
Les réacteurs en exploitation du parc sont dimensionnés pour une autonomie vis-à-vis d'une perte de source froide de 100 heures au moins.

Si l'agression de la source froide affecte simultanément tous les réacteurs d'un site, l'objectif d'autonomie annoncé par EDF est de 24 heures pour les sites bord de mer et 60 heures pour les sites bord de rivière en cas d'agression non prédictible (par exemple une arrivée soudaine de colmatants), et de 72 heures en cas d'agression prédictible (par exemple une agression climatique de type grand froid+frasil) auquel cas, notamment, un remplissage préventif au maximum des bâches peut être fait.

La source froide correspond généralement au milieu naturel auquel sont connectées les installations nucléaires, mais il existe d'autres sources froides sur la centrale qui sont utilisées selon les états de tranche et qui servent elles aussi à refroidir le cœur ou la piscine du bâtiment combustible :

Matériels ou circuits utilisés en tant que « source froide » :

	Matériels ou circuits utilisés	**Source Froide**
Fonctionnement normal	Générateurs de vapeur (GV)	o Eau alimentaire normale o Eau d'alimentation de secours des GV (ASG) et décharge à l'atmosphère (GCT-a).
Fonctionnement accidentel	Générateurs de vapeur	Eau ASG, eau déminéralisée, eau brute, décharge à l'atmosphère (GCT-a)
	Circuit RRA	Eau RRI refroidie par le circuit SEC
	Circuit d'injection de sécurité (RIS)	Eau du réservoir PTR
	Circuit d'aspersion de l'enceinte (EAS)	o Eau RRI refroidie par le circuit SEC o Eau réservoir PTR



Dans son cahier des charges l'ASN a demandé à EDF de décrire les dispositions de conception destinées à empêcher la perte de la source froide (par exemple, différentes prises d'eau situées à des endroits différents, utilisation d'une source froide alternative, etc.).

Les équipements de la station de pompage sont soumis à des exigences de sûreté, définies dans le référentiel de sûreté de la source froide.

EDF a indiqué dans ses évaluations complémentaires de sûreté qu'une surveillance de la prise d'eau, de la station de pompage et du canal d'amenée est réalisée d'une part dans le cadre des rondes périodiques d'exploitation, et d'autre part par l'application des programmes de base de maintenance préventive (PBMP), avec notamment la réalisation de bathymétries et de curages.

L'évolution des niveaux d'eau de la source froide est surveillée en permanence, et des seuils de vigilance, de pré-alerte et d'alerte sont déterminés. Ces seuils sont calés de telle sorte que des mesures préventives peuvent être prises, concernant notamment la nécessité d'augmenter les stocks d'eau secondaires, et la gestion optimale du repli des tranches dans l'objectif de diminuer l'énergie résiduelle du cœur à évacuer.

En France, aucun réacteur électronucléaire hormis l'EPR de Flamanville 3 en construction ne dispose de source froide alternative (lac, nappe phréatique ou atmosphère). Toutefois, certains sites ont par conception une réserve d'eau plus importante. A Civaux et Cattenom, il existe des retenues d'eau, classées au séisme, qui constituent la source froide du système de sûreté SEC[36] : bassins dédiés sur Civaux d'autonomie 10 jours, retenue du Mirgenbach à Cattenom d'autonomie 30 jours. Une autre particularité du site de Civaux provient du fait que le circuit de refroidissement de sûreté fonctionne en circuit fermé avec un

[36] Circuit « SEC » : circuit d'eau brute secourue (c'est le circuit d'eau en provenance directe de la source froide)

aéroréfrigérant à tirage forcé associé au bassin de réserve (alors que sur la plupart des sites le circuit de refroidissement de sûreté est en circuit ouvert, l'eau étant prélevée et rejetée dans son milieu naturel).

Enfin, les données de conception sont révisées périodiquement par EDF dans le cadre des réexamens de sûreté dans le but de conforter ou d'améliorer la robustesse de l'installation.

EDF a apporté des réponses pour les différents risques de perte de la source froide :

1. Grands froids : pour éviter la prise en glace de la prise d'eau

Dès l'apparition des températures hivernales, une surveillance renforcée de la station de pompage est mise en œuvre dans le cadre des procédures Grands Froids, et les systèmes impliqués dans la source froide sont mis en configuration "hiver" : une surveillance renforcée des matériels identifiés sensibles est mise en place.

2. Grands chauds : pour éviter la perte de source froide par étiage

Dès le printemps, les sites fluviaux mettent en œuvre une surveillance accrue afin de détecter les températures ou niveaux anormaux de la source froide. En conséquence de ces alertes, des procédures « grand chaud » ou « étiage » permettent d'adapter la surveillance et de prendre les dispositions visant à protéger la source froide en adaptant la production le cas échéant. Les sites côtiers sont quant à eux naturellement protégés de ce risque. Dans les faits, les sites concernés par des situations d'étiage de la source froide sont généralement mis à l'arrêt bien avant d'atteindre la limite des plus basses eaux de sécurité pour limiter leur impact environnemental.

3. Marée noire : pour éviter le colmatage de la prise d'eau par arrivée d'hydrocarbures.

Certains sites, du fait de leur implantation géographique, sont à l'abri de ce risque. Dans ce cas, une ronde quotidienne sur les installations liées aux sources froides suffit pour s'assurer de la qualité de l'eau de refroidissement. Les autres (sites côtiers, ceux situés en bordure d'un estuaire, en bordure d'un canal navigable, ..) sont en revanche exposés. EDF a réalisé en 2003 une évaluation probabiliste de dérive d'une nappe d'hydrocarbures au droit des sites situés en Manche et en Mer du Nord, cette étude évalue la probabilité d'arrivée d'une nappe issue d'un accident à 2.10-3/an pour les CNPE de la côte normande.

La protection de la source froide s'appuie sur des dispositions de conception ainsi que sur une doctrine d'exploitation permettant d'assurer l'alerte du CNPE, la surveillance des dérives de nappes en relation avec les pouvoirs publics ainsi que le repli préventif des tranches en cas de risque avéré d'entrée d'une nappe au droit du chenal d'amenée. En cas de pollution massive en hydrocarbure au large d'un CNPE, l'alerte est donnée par les pouvoirs publics, ces situations conduisant généralement au déclenchement du plan POLMAR. Des conventions passées entre EDF et les préfectures maritimes ainsi qu'avec Météo France permettent de surveiller l'évolution d'une nappe et d'informer EDF de sa position par rapport aux prises d'eau des sites nucléaires. L'entrée d'une nappe d'hydrocarbures dans la zone de surveillance du CNPE provoque l'application d'actions de prévention graduées visant à s'assurer de la disponibilité des moyens de protection, de préparer le repli des tranches et mettre en œuvre si nécessaire les dispositions du plan d'urgence interne :

- des mesures conservatoires consistant à limiter la consommation d'eau brute pour préserver la source froide de sûreté sont prises. Une mise à l'arrêt progressive des tranches du site est effectuée afin de diminuer le débit aspiré à la station de pompage pour ne conserver que le débit requis au refroidissement du réacteur ;
- un ponton flottant muni de plaques plongeantes situé devant les pertuis de prise limite la pénétration d'une nappe en surface dans la station de pompage, moyennant l'arrêt préventif des pompes de circulation (CRF) qui réduit le débit d'eau aspiré au seul débit SEC requis pour le refroidissement des auxiliaires de sûreté ;
- les filtres et leurs dispositifs de lavage permettent également de limiter les hydrocarbures.

Ces consignes peuvent également être déclenchées par une observation effectuée dans le cadre de la surveillance de la station de pompage, par l'apparition d'une alarme de colmatage des tambours filtrants ou de déclenchement des pompes de circulation. EDF estime que l'instrumentation du circuit SEC et en particulier les mesures de débit restent opérationnels jusqu'à 10% d'hydrocarbures.

4. Colmatants : pour éviter l'obstruction de la prise d'eau

Toutes les stations de pompage sont protégées dès leur conception vis-à-vis du phénomène d'arrivée massive de colmatants au travers de lignes de défense qui varient d'un site à l'autre, en fonction des particularités de son environnement, mais qui typiquement sont les suivantes :

- A l'entrée de la prise d'eau, le premier élément rencontré est un ensemble de grilles amovibles à large barreaudage ;
- A l'entrée de la station de pompage, le premier élément rencontré est la grille "amont", dont l'espacement entre barreaux est plus resserré. Quelques mètres en aval, une ou deux grilles de pré-filtration évitent la pénétration de gros corps flottants. Ces grilles de pré-filtration sont le plus souvent équipées de dégrilleurs (un par grille) qui relèvent les éventuels débris et les envoient, via une goulotte d'évacuation, dans une benne de récupération.

L'arrivée de colmatants à la station de pompage est détectée par les alarmes propres à ce système : surveillance de la perte de charge à l'aspiration, alarmes SEF[37], perte de charge des moyens de filtration SFI[38]. Les protections associées à cette surveillance conduiront à déclencher automatiquement des pompes non classées de sûreté, réduisant ainsi de manière significative la perte de charge aux bornes des éléments filtrants pour garantir leur intégrité et réduire le flux d'arrivée de débris. Ce dispositif confère une protection aux pompes de sûreté du système SEC vis-à-vis d'un niveau bas à l'aspiration et permettant d'assurer leur alimentation pérenne.

Préventivement, des actions manuelles en salle de commande complétées par des vérifications en local permettent d'arrêter une ou plusieurs pompes non classées de sûreté et d'enclencher le lavage haute pression et le fonctionnement à grande vitesse des tambours filtrants. Un agent sera dépêché sur place pour évaluer la situation, une procédure spécifique guide les équipes de conduite dans la gestion de cette situation.

A la suite d'un incident de perte partielle de source froide à Cruas en 2009 par arrivée massive de débris végétaux, EDF a engagé à la demande de l'ASN une revue de conception de toutes les sources froides afin d'évaluer et renforcer leur robustesse aux agressions naturelles. Les résultats de cette revue technique de conception sont attendus pour 2012.

[37] SEF : circuit de pré-filtration de l'eau brute (c'est-à-dire la première filtration de l'eau prélevée dans le milieu naturel
[38] SFI : circuit de filtration de l'eau brute en station de pompage

5. Tempête, marée importante,… : pour éviter la perte de source froide par phénomène naturel

Certains sites gèrent ces situations par une consigne de conduite spécifique qui intègre les phénomènes de tempête et la présence de colmatant concomitante qui peuvent affecter la disponibilité de la prise d'eau. Cette consigne permet d'éviter la perte totale de la source froide en préservant les débits nécessaires au fonctionnement des pompes importantes pour la sûreté, et permet de faciliter le nettoyage des matériels colmatés. Cette consigne prescrit le suivi de nombreux paramètres tels que les alarmes liées à la station de pompage, la météorologie et plus spécifiquement la force et la direction du vent, l'historique des vents, les coefficients de marée et l'état de la mer, l'évolution du fonctionnement des pompes CRF de la tranche voisine, la nature du colmatant et les actions à mettre en œuvre. Elle prescrit en outre la surveillance renforcée en station de pompage et envisage plusieurs cas de replis de la tranche. Par ailleurs des consignes sont établies sur chaque site pour procéder à l'arrimage des objets en cas de vents forts par exemple.

L'ASN considère que la source froide, qui est un système important, nécessite une vigilance particulière. Les événements récents de colmatage ou de perte partielle de la source froide, à Cruas et à Fessenheim en décembre 2009 notamment, ont montré sa vulnérabilité. Cela a conduit EDF à engager un plan d'action pour renforcer la robustesse de toutes ses sources froides. ***L'ASN a, en particulier, demandé à EDF d'engager une revue de conception de l'ensemble de ses sources froides. L'ASN a prescrit à EDF de fournir, avant le 30 juin 2012, les conclusions détaillées de la revue de conception des sources froides site par site, et le plan d'action assorti d'échéances associé.***

Les inspections conduites par l'ASN en 2011 ont montré que l'état général des installations de la source froide est correct, et que par ailleurs la conformité des sources froides au référentiel national de sûreté d'EDF tend vers l'exhaustivité, mais un certain nombre d'écarts subsiste sur plusieurs sites. La rigueur d'exploitation et de maintenance, la surveillance de l'état des matériels et des ouvrages, et la déclinaison exhaustive des directives nationales sont en règle générale des axes d'amélioration pour la plupart des sites. En dépit de progrès notables attribuables à la démarche OEEI (Obtenir un État Exemplaire des Installations) engagée par EDF, certains sites possèdent encore des équipements de la station de pompage qui présentent des fuites ou des traces de corrosion relativement avancées. En particulier sur plusieurs sites, la maintenance du circuit SEC (classé de sûreté) a présenté des défaillances et mérite donc une attention renforcée.

La prise en compte du risque de perte de source froide (par colmatage, par prise en glace, …) est inégale d'un site à l'autre, et de manière générale mérite d'être renforcée. Les événements récents ont montré que les moyens actuellement en place ont suffi jusqu'à présent pour faire face aux agressions, mais parfois avec difficulté. EDF a donc engagé une démarche de renforcement de la robustesse de ses sources froides à une agression de type « arrivée massive de colmatants ».

La formation du personnel, enfin, a montré parfois quelques défaillances, cet axe de progrès constitue d'ailleurs un volet du plan d'action engagé par EDF en 2010 à la suite des événements de colmatage de la source froide à Cruas et à Fessenheim.

Enfin, EDF a prévu de renforcer le référentiel de sûreté de la source froide, l'échéance de cette action est annoncée à début 2013.

2.1.2.1 Perte de la source froide principale

Dans son cahier des charges l'ASN a demandé à EDF d'étudier les pertes induites de systèmes de sûreté, et en particulier la perte de la source de refroidissement ultime. Dans un premier temps, l'exploitant fera son analyse installation par installation ; dans un second temps, il sera supposé que toutes les installations d'un même site (réacteurs, piscines...) sont touchées en même temps. Pour les réacteurs possédant plusieurs sources froides (en l'occurrence, l'EPR de Flamanville 3), la perte successive des sources froides doit être prise en compte. Pour chacune de ces situations, doit être indiquée la durée pendant laquelle le site peut rester dans cette situation, sans secours extérieur, avant qu'un endommagement du combustible ne devienne inévitable.

On définit « H1 » la situation de perte totale de source froide. Cette situation peut n'affecter qu'un seul réacteur, ou tous les réacteurs d'un site. On parle alors de situation « H1 de site ».

La perte totale de la source froide naturelle entraine la perte des fonctions de refroidissement du cœur et de la piscine du bâtiment combustible (BK[39]). Elle est détectée au niveau du système SEC par l'apparition d'alarmes de bas débit qui conduiront à déclarer successivement l'indisponibilité d'une, puis de deux voies SEC. La perte totale de la source froide rend inutilisable le poste d'eau et le circuit d'eau brute secourue (SEC). S'en suit un échauffement progressif du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI). Petit à petit, les circuits suivants deviennent indisponibles : le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA), le circuit de réfrigération d'eau des piscines (PTR), les pompes primaires (perte du refroidissement des paliers, du moteur, de la barrière thermique), le circuit d'injection de sécurité (RIS), le circuit d'aspersion dans l'enceinte (EAS).

Les dispositions prises avec du matériel présent sans délai sur le site permettent d'assurer les fonctions suivantes pendant le temps nécessaire à la restauration de la source froide :

- l'utilisation de l'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) comme source froide de secours est alors mise en œuvre dans le cadre d'une procédure de conduite prévue à cet effet. A terme, le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) n'assure plus correctement le refroidissement des auxiliaires. Il est arrêté manuellement et déclaré inutilisable lorsque la température du fluide dépasse sa température limite de fonctionnement (température en sortie des échangeurs supérieure à 50 ou 55°C selon les sites) ;
- le maintien d'une pompe de charge, nécessaire pour assurer l'injection aux joints des pompes primaires. Cette pompe permet d'assurer un appoint en eau borée, et de dépressuriser le réacteur par l'aspersion auxiliaire ;
- la réalimentation de la réserve d'eau alimentaire de secours (réservoir ASG) afin de permettre à long terme l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, compte tenu de l'indisponibilité du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA).

Évaluation de l'impact d'une situation de type H1 sur les réacteurs (d'abord affectant un seul réacteur, puis tous les réacteurs d'un site)

EDF a identifié 4 configurations possibles :

- circuit primaire fermé et circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) non connecté ;
- circuit primaire fermé mais circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) connecté ;
- circuit primaire entrouvert ;
- circuit primaire suffisamment ouvert.

Cas n°1 : Situation H1 affectant un seul réacteur

L'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) est utilisée dans le cas de la perte d'eau brute secourue (SEC). Elle permet le maintien en service d'une des pompes du circuit primaire, de l'aspersion normale et de la décharge (RCV). Le réacteur est ainsi conduit jusqu'à son état de repli selon une conduite analogue à un arrêt normal de l'installation.

Dans les états circuit primaire fermé, un effet falaise en situation de perte totale de la source froide (situation dite « H1 ») est lié à l'épuisement des réserves en eau secondaire (ASG + SER). L'autonomie du site, sur la base des volumes d'eau SER exigés par les spécificités techniques d'exploitation (STE), est de plusieurs jours (100 heures). Usuellement, les réservoirs SER sont remplis nettement au-dessus des seuils exigés, conférant dans les faits une autonomie supérieure. EDF estime ce délai suffisant pour recouvrer la source froide avant le délai de découvrement du cœur.

[39] BK : Bâtiment d'entreposage du combustible nucléaire

Dans les états circuit primaire ouvert et entrouvert, Les appoints au primaire par le circuit RCV sont disponibles. L'alimentation en eau est faite à partir du réservoir PTR qui peut être réalimenté selon les procédures mises en œuvre à l'initiative de l'équipe de crise nationale. La situation primaire fermé présentée ci-dessus est donc enveloppe de la situation primaire entrouvert.

Cas n°2 : Perte de la source froide sur l'ensemble des tranches d'un site

EDF estime le délai plausible de recouvrement de la source froide à environ trois jours pour les sites fluviaux, et un jour pour les sites bord de mer.

État primaire fermé *:* L'autonomie en eau secondaire sur la base des volumes d'eau ASG et SER couramment rencontrés est supérieure au délai plausible pour recouvrer la source froide. Il n'y a donc pas d'effet falaise, EDF considère que la source froide aura été rétablie avant le délai de découvrement du cœur.

État primaire entrouvert : La puissance résiduelle étant plus faible, la situation primaire fermée est enveloppe de la situation primaire entrouvert.

État primaire ouvert : L'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (PTR) est utilisée, et la vaporisation est compensée par un appoint au circuit primaire à partir du réservoir PTR. La puissance résiduelle à évacuer est également plus faible qu'en situation de primaire fermé.

EDF estime donc dans tous les cas que la source froide aura été rétablie avant le délai de découvrement du cœur. Afin de renforcer la robustesse de l'installation en situation H1 de site, EDF s'engage à réévaluer les seuils minimaux des Spécifications Techniques d'Exploitation pour les bâches SER afin de garantir l'autonomie visée.

Cas particulier de l'EPR :

Perte de source froide principale sur une tranche en état A, B ou C[40] avec primaire fermé ou entrouvert

Dans une situation initiale avec un réacteur fonctionnant à pleine puissance, les réservoirs ASG sont vides au bout de 2 jours environ. La réalimentation de ces réservoirs par l'eau des réservoirs JAC[41] permet d'avoir une autonomie totale en eau de 7 jours de plus à partir de la perte de la source froide (soit 9 jours en tout). Le début de l'endommagement du combustible commence environ 9 jours après l'initiateur. Les autres situations initiales sont enveloppées par celle décrite ci-dessus car la puissance résiduelle à évacuer est inférieure.

Perte de source froide principale sur une tranche en état C, primaire non pressurisable ou en état D

L'étude d'accident de ce scénario montre que le non-découvrement du cœur est assuré pendant plusieurs jours et que l'évacuation de la puissance résiduelle est assurée à long terme.

Pour l'ensemble des tranches du site EPR :

La généralisation de la perte des sources froides à tout le site ne change rien au scénario de perte de source froide sur une seule tranche, l'EPR de Flamanville 3 n'ayant pas de matériel en commun avec les tranches 1-2 du site. Compte tenu du REX national et international sur les sites côtiers, le délai plausible de recouvrement de la source froide a été estimé à une journée.

---

[40] État A : état en puissance et état d'arrêt à chaud ou intermédiaire avec toutes les fonctions de protection automatique du réacteur disponibles ; certaines fonctions peuvent être désactivées à basse pression ;
État B : arrêt intermédiaire au dessus de 120°C, système de refroidissement à l'arrêt non connecté ; certaines fonctions de protection automatique du réacteur peuvent être désactivées ;
État C : arrêt intermédiaire et arrêt à froid avec le système de refroidissement à l'arrêt en fonctionnement et le circuit primaire fermé ou pouvant être refermé rapidement ;
État D : arrêt à froid avec le circuit primaire ouvert

[41] JAC : circuit de Production d'eau incendie classée.

Perte de source froide principale, réacteur en état A, B ou C avec primaire fermé ou entrouvert

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de l'EPR Flamanville 3 ne nécessite pas de matériel commun aux tranches 1 et 2. Le début de l'endommagement du combustible de l'EPR Flamanville 3 commence environ 9 jours après la perte de la source froide.

Perte de source froide principale, réacteur en état C, primaire non pressurisable ou en état D

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de l'EPR Flamanville 3 assure l'évacuation de la puissance résiduelle à long terme et ne nécessite pas de matériel commun aux tranches 1 et 2.

Pour l'EPR, EDF estime donc dans tous les cas que la source froide aura été rétablie avant le délai de découvrement du cœur. Lorsque les réservoirs JAC sont vides (7 jours environ après la perte de la source froide), une réalimentation des réservoirs ASG de EPR Flamanville 3 par les bassins d'eau douce SEA est envisagée. Cette ressource, partagée entre les trois tranches et entre la réalimentation des réservoirs ASG et celle de la piscine BK, pourrait être appelée sur demande de l'équipe de crise nationale afin de fournir une autonomie supplémentaire de plusieurs jours.

En conclusion, lorsque le circuit primaire est fermé, l'évacuation de la puissance résiduelle du cœur du réacteur est assurée par le circuit secondaire. EDF identifie alors un effet falaise par suite d'épuisement des réserves en eau secondaire. Ce délai est évalué à « plusieurs jours ». EDF considère que la source froide (recouvrable en un ou trois jours selon les sites) aura été rétablie dans tous les cas avant le découvrement du cœur. Dans les situations où le circuit primaire n'est pas pressurisable, la puissance résiduelle est évacuée par vaporisation de l'eau de la piscine du réacteur dans l'enceinte. Dans ces cas un appoint au circuit primaire, par l'intermédiaire du circuit RCV, est réalisé. L'effet falaise n'est pas précisé par EDF. Dans le cas particulier de l'EPR, un effet falaise est lié à l'autonomie en eau secondaire, évaluée à 2 jours environ. Elle correspond à l'autonomie affichée des bâches ASG. Celles-ci peuvent être alimentées par la suite par les bâches du système JAC dédié à cette réalimentation, portant l'autonomie à 9 jours.

L'ASN considère que les situations accidentelles de pertes de sources examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN pour les réacteurs existants, et partiellement pour l'EPR de Flamanville 3. Conformément au cahier des charges, elles sont bâties en considérant des pertes graduelles des ressources en eau, à l'exception des cas suivants qui auraient dû être étudiés par EDF :

- *la perte totale des sources froides principale conjuguée avec la perte de la source froide ultime sur le réacteur de l'EPR Flamanville 3 (situation uniquement étudiée pour la piscine BK)*
- *la situation H1 (perte totale de la source froide) de site sur Civaux. Cette situation est étudiée pour le site de Civaux sur une tranche seulement et non sur l'ensemble du site.*

Sauf pour la situation H1 de site à Civaux, les situations postulées sont examinées en considérant une tranche, puis toutes les tranches d'un site affectées, conformément à l'attendu du cahier des charges.

Conformément à la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN, la situation H1 de site devrait être explicitement étudiée sur l'ensemble des tranches du site de Civaux.

Dans le cas où une seule tranche serait affectée, l'ASN juge l'estimation du délai avant recouvrement annoncé (plusieurs jours) plausible, le référentiel de sûreté actuellement en vigueur prévoyant déjà une autonomie de 100 heures pour une perte totale de la source froide sur un réacteur.

Dans le cas où tous les réacteurs d'un site seraient affectés simultanément, les volumes d'eau secondaire (ASG + SER) sont réduits, le réservoir SER étant partagé entre plusieurs tranches. Les derniers réexamens de sûreté ont évalué cette autonomie à 24 heures (pouvant atteindre 2 à 3 jours sur certains sites).

L'ASN considère que les délais avant le découvrement du cœur auraient dû être clairement indiqués.

L'ASN a demandé à EDF de préciser les délais évalués de façon qualitative.

Dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, *l'ASN a constaté qu'EDF n'a pas calculé d'effet falaise pour la situation H1. L'ASN convient que le délai avant découvrement du cœur serait plus long en situation H1 qu'en situation de perte totale des alimentations électriques (voir § 2.1.1), du fait de possibilités supplémentaires d'appoint au primaire depuis la bâche PTR. Plus précisément, les délais calculés en situation « H3 » sont de 70 à 80 heures lorsque la piscine du réacteur est pleine ; plus d'un jour lorsque la piscine du réacteur n'est pas pleine, sous réserve toutefois de la robustesse des équipements utilisés dans la conduite H1 (pompes RCV, tableaux électriques…). Ce point fait l'objet de réserves dans le paragraphe suivant.*

Dans les états ou la circuit primaire est pressurisable, *un effet falaise lié à l'épuisement en eau secondaire est observé. L'ASN estime l'ordre de grandeur du délai avant découvrement du cœur, évalué à plusieurs jours, recevable au vu des quantités d'eau régulièrement observées et prescrites par les spécificités techniques d'exploitation : 100 heures d'autonomie si une seule tranche est affectée, et au moins 24 heures (voire plus) si un site entier est affecté. L'ASN considère satisfaisante la proposition d'EDF de réévaluer les réserves d'eau minimales requises, et d'étudier des moyens ultimes de réapprovisionnement pérennes.*

EDF n'a pas examiné, pour la situation H1, le cas où les évents du circuit primaire ne se seraient pas refermés, alors que l'échec de cette opération a été examiné pour les situations H3. Compte-tenu des appoints supplémentaires au circuit primaire disponibles, une telle situation semble couverte par les états « circuit primaire non pressurisable »

Évaluation de l'impact d'une situation de type H1 sur les piscines de désactivation du combustible :

EDF a retenu les domaines d'exploitation APR[42] ou RCD[43] en fin de déchargement comme états pénalisants à prendre en compte pour une situation accidentelle n'affectant qu'une seule tranche. C'est en effet dans ces états de tranche que la puissance résiduelle du combustible entreposé en piscine est maximale.

Pour l'étude d'un scénario accidentel touchant l'ensemble d'un site, EDF a retenu qu'une des tranches du site était en APR ou RCD (états pénalisants pour les piscines) et que les autres sont en puissance. EDF étudie également le cas où un assemblage de combustible est en cours de manutention dans la piscine de désactivation.

Pour une seule tranche affectée :

La perte de la source froide induit une perte totale de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible. Dans cette situation, la procédure appliquée prévoit :

- l'arrêt des opérations de manutention combustible et la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention ;
- le lignage de l'appoint à la piscine d'entreposage du combustible prioritairement par SED[44] puis par JPI[45].

Les autres dispositions visant à garantir l'accessibilité aux locaux adjacents au hall BK ainsi que l'absence de montée en pression du hall sont équivalentes à celles de la situation H3, perte totale des alimentations électriques.

[42] APR : arrêt pour rechargement
[43] RCD : Réacteur complètement déchargé
[44] SED : Circuit d'eau déminéralisée du réacteur
[45] JPI : Circuit de protection incendie de l'îlot nucléaire

La perte du refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible échauffe l'eau progressivement. La source d'appoint du circuit JPP[46] garantit un appoint à la piscine permanent. Pendant toute cette période où l'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste très au-dessus des assemblages combustible. Il n'y a pas de risque d'atteindre la situation redoutée (découvrement des assemblages combustible). En fonction de la puissance résiduelle présente dans la piscine, l'autonomie est évaluée au moins à un mois, durée largement compatible avec une intervention extérieure.

Pour un site affecté :

La vérification de l'autonomie de site vis-à-vis de situations de perte de la source froide liées à des agressions naturelles externes a été menée dans le cadre de la troisième visite décennale des tranches de 900 MW. Le délai d'autonomie visé est de l'ordre de quelques jours. Les matériels et les réserves d'eau disponibles sont :

- le système SED, ainsi que la totalité des réservoirs SED ;
- les systèmes JPI et JPP.

La conduite de la situation pour chaque tranche par les opérateurs est faite de manière identique au cas précédent, les circuits JPI et SED restant disponibles.

Cinétique du phénomène

La source d'appoint du circuit JPP garantit un appoint à la piscine permanent. Il n'y a pas de risque d'atteindre la situation redoutée (découvrement des assemblages combustible). Pendant toute cette période où l'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste au-dessus des assemblages combustible.

Conclusion pour un site

Les appoints en eau par SED et JPI restant disponibles en cas de perte de la source froide, le découvrement des assemblages combustibles dans la situation H1 étendue au site ne sera pas atteint. Si le système JPP est affecté (par exemple en cas de colmatage de la source froide), seul le système SED pourra fournir un appoint à la piscine BK. Le délai avant découvrement du cœur est alors estimé à quelques jours dans les états où une puissance maximale est installée en piscine (états APR et RCD), et environ une semaine dans les autres cas moins pénalisants.

Pour l'EPR :

La perte de la source froide principale entraine la perte des files RRI/SEC, et donc le refroidissement des deux trains principaux PTR.

Dans les états C avec primaire non pressurisable, D et potentiellement une partie de l'état E[47], deux trains EVU sont requis pour gérer la situation de la chaudière. La piscine n'est alors plus refroidie. Un appoint en eau par une pompe JAC lignée sur l'une des deux bâches JAC (1000 m^3 et 2600 m^3) permet d'éviter le découvrement des assemblages combustibles. L'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- environ quatre jours avec la bâche JAC de 1000 m^3 ;
- plus de 10 jours avec la bâche JAC de 2600 m^3.

Le délai avant le découvrement des assemblages combustibles stockés dans le râtelier est d'environ 18 jours, compatible avec une intervention extérieure.

[46] JPP : Circuit d'eau incendie
[47] État « E » de l'EPR : arrêt à froid avec piscine pleine pour rechargement.

Dans les autres états, le troisième train PTR, refroidi par EVU/SRU, peut être démarré, avec un lignage sur la source froide diversifiée (ouvrage de rejet) dans le cas de perte de la source froide principale, pour assurer le refroidissement de la piscine.

2.1.2.2 Perte de la source froide principale et de la source froide alternative

Aucun réacteur du parc en exploitation n'a de source froide alternative.

Seul l'EPR a une source froide alternative. Elle consiste en deux circuits indépendants (EVU et SRU) eux-mêmes constitués de deux voies redondantes en station de pompage. Le circuit SRU peut aspirer l'eau brute depuis la station de pompage principale (mode « normal ») ou bien depuis l'ouvrage de rejet en mer (mode « diversification »).

Pour l'EPR, EDF n'a pas étudié dans le RECS les conséquences de la perte de source froide ultime sur la sûreté du réacteur. Pour autant, des éléments ont été apportés pendant l'instruction technique.

Conséquences de la perte de la source froide sur les piscines :

Dans ce scénario, les 3 trains de refroidissement PTR sont perdus du fait de la perte des files RRI/SEC et EVU/SRU.

Dans les états A, B, C avec le circuit primaire pressurisable, la bâche JAC de 2600 m³ est dédiée à la réalimentation de la bâche ASG. L'appoint par JAC permet d'avoir un délai avant le découvrement des assemblages combustibles stockés dans le râtelier d'environ quatre jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les états C avec primaire non pressurisable, D et potentiellement une partie de l'état E, l'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- environ quatre jours avec la bâche JAC de 1000 m³ ;
- plus de dix jours avec la bâche JAC de 2600 m³.

Le délai avant le découvrement des assemblages combustibles stockés dans le râtelier est d'environ 18 jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les états E et F[48], l'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- plus d'une journée avec la bâche JAC de 1000 m³ ;
- plus de trois jours avec la bâche JAC de 2600 m³.

Le délai avant le découvrement des assemblages combustibles stockés dans le râtelier est d'environ 5 jours, compatible avec une intervention extérieure.

L'ASN a constaté que pour l'EPR de Flamanville, EDF n'a pas étudié les conséquences de la perte successive de la source froide principale, puis de la source froide alternative, vis-à-vis de la sûreté du réacteur. Cette configuration a été étudiée seulement vis-à-vis des piscines de désactivation du combustible. En revanche, EDF a présenté dans les RECS les conséquences de la perte cumulée des sources froides principales et ultimes avec une perte totale des alimentations électriques, tant du point de vu de ses conséquences sur le réacteur que vis-à-vis de la piscine de désactivation du combustible.

L'ASN a demandé à EDF des compléments d'étude afin d'évaluer les conséquences sur l'endommagement du cœur du réacteur d'une perte complète des sources froides principale (SEC) et ultime (SRU) de l'EPR Flamanville 3.

[48] État «F » de l'EPR : arrêt à froid avec le cœur complètement déchargé. Pendant cet état, des travaux sont réalisés sur les composants du circuit primaire. Cet état n'a pas à être analysé vis-à-vis de la protection du cœur.

Concernant l'évaluation des conséquences de la perte de source froide sur les piscines de désactivation du combustible, l'ASN a constaté que les délais avant découvrement du cœur seraient supérieurs à la durée visée dans le référentiel de sûreté : de l'ordre de quelques jours avec une puissance maximale en piscine BK, et environ une semaine dans les états hors APR - RCD. Ces délais semblent donc compatibles avec une intervention extérieure et avec les moyens qu'EDF envisage de mettre en place pour réaliser un appoint complémentaire en eau. En cas de perte de l'appoint, les délais et conséquences sont identiques à une situation de perte d'alimentation électrique.

2.1.2.3 Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

Dans toutes les configurations étudiées par EDF, tant pour les réacteurs que pour les piscines, le délai estimé avant la situation redoutée (le découvrement du combustible) est supérieur au délai estimé par EDF de restitution de la source froide. Les effets falaise identifiés dépendent de la quantité d'eau secondaire disponible. En outre, EDF ajoute que le temps avant découvrement du cœur dans les états où le circuit primaire est ouvert sera nécessairement plus long que celui calculé dans les situations de pertes d'alimentations électriques (évalué à plusieurs jours).

L'ASN convient que les délais avant découvrement dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable pourraient être plus longs qu'en situation H3[49], du fait de possibilités supplémentaires d'appoint au primaire. Toutefois l'ASN a constaté que les calculs et les raisonnements établis par EDF présupposent la robustesse aux agressions des équipements utilisés pour la conduite d'une situation H1 de site. Or, les effets falaise liés à la tenue en température des équipements nécessaires dans les situations H1 n'ont pas été investigués. L'ASN considère donc la démonstration de la capacité d'EDF de gérer une situation de type H1 de site durable insuffisante, puisque les dispositions complémentaire mises en œuvre reposent en partie sur des équipements existants utilisés dans la conduite H1 (pompes RCV, tableaux électriques, contrôle-commande…) qui ont pu être dégradés ou perdus, notamment parce qu'ils ne sont plus refroidis dans une telle configuration et peuvent à terme être indisponibles.

De même, dans le référentiel de sûreté actuel, EDF n'a pas défini d'exigences systématiques relatives à la tenue au séisme et la protection contre l'inondation des équipements utilisés dans les situations H1. Or, *l'ASN a constaté certains points de faiblesse vis-à-vis de la capacité des installations à faire face à une situation H1 de site induite par un séisme, y compris pour le niveau de séisme du référentiel actuel, ou par une inondation au-delà du référentiel. Dans le cas de telles agressions, l'ASN considère que le délai avant découvrement du cœur pourrait être de quelques heures en situation H1 (tous états de tranche). De même pour le réacteur EPR, l'ASN remarque que l'opérabilité du système SRU (constituant la source froide ultime de l'EPR) n'est pas garantie en cas de séisme de dimensionnement.*

EDF envisage dans ses études d'étudier l'opportunité de rendre robustes à un niveau d'agression supérieur au référentiel actuel les dispositions permettant de garantir un appoint en eau. ***L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre. Elle a pris une prescription à ce sujet. En cas d'insuffisance avérée, l'ASN demandera à EDF de renforcer la robustesse des équipements contribuant à la conduite d'une situation H1 de site.***

De même, la démarche de vérification de la tenue en température des équipements situés dans des locaux qui ne sont plus refroidis n'a pas été exécutée de manière exhaustive. L'ASN considère que certains équipements clés pourraient être perdus à terme par échauffement des locaux. Entre autres, pour le parc en exploitation :

- *les pompes RCV, dont les locaux sont refroidis par un système de ventilation qui n'est plus refroidi en situation H1 ;*

[49] Des effets falaise court terme, caractérisés par un délai avant découvrement du cœur inférieur au délai prévu par EDF pour la mise en œuvre des moyens de la FARN, ont été identifiés en situation H3. Ce délai est de quelques heures dans les états ouvert - piscine non pleine - sur le palier 900 MWe (du fait de l'absence actuellement de moyen d'injection autonome vers le primaire), de l'ordre de 10 heures dans l'état primaire entrouvert (tous paliers). Dans l'état primaire fermé sur le palier 900 MWe, avec la conduite actuelle, le délai avant découvrement en situation H3 de site est de l'ordre de 8 heures (du fait que la pompe d'injection aux joints des pompes primaires est commune à deux tranches). En outre, dans le cas d'une situation H3 cumulée avec la perte des moyens LLS, TPS ASG et TAC/GUS, le délai est de quelques heures dans l'état primaire fermé. Dans les états primaire fermé sur les paliers 1300 MWe et 1450 MWe, et dans les états primaire ouvert piscine BR pleine (tous paliers), le délai en situation H3 (hors cumul) est plus long (quelques jours).

- *des matériels électriques ou de contrôle-commande supports à des équipements utilisés en situation H1 ;*
- *les pompes RIS-BP, utilisés en situation H1 alors que leurs moteurs (1300 MWe, 1450 MWe) et les pompes elles-mêmes (1300 MWe) sont refroidis par le circuit RRI, perdu à terme en situation H1.*

L'ASN a demandé à EDF de compléter sa démonstration par une étude de sensibilité à la température des équipements requis pour gérer une situation H1 de site, situés dans des locaux qui ne sont plus refroidis. Cette étude devra être menée en considérant une durée représentative de l'utilisation de ces équipements en cas de situation H1 durable, et en considérant que tout le site peut être affecté.

Plus spécifiquement pour les piscines de désactivation du combustible :

L'ASN a constaté que la disponibilité de l'appoint aux piscines de désactivation du combustible par le réseau incendie n'est pas certaine en cas de séisme. En situation de perte totale des alimentations électriques, ce système ne sera pas fonctionnel.

EDF a proposé un moyen d'appoint d'ultime secours, robuste aux agressions considérées dans les RECS, propre à chaque tranche, qui puisera de l'eau dans la nappe phréatique ou dans des bassins de forte capacité à l'aide d'une motopompe autonome ou d'une pompe électrique secourue par le diesel d'ultime secours. EDF a précisé que l'étude de cet appoint ultime est prévue pour la fin de l'année 2012.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre. Elle a pris une prescription à ce sujet.

Plus spécifiquement pour l'EPR :

Le circuit de refroidissement de la piscine de désactivation du réacteur EPR bénéficie d'un troisième train de refroidissement. La source froide de ce troisième train est indépendante et devrait donc rester fonctionnelle en cas de perte de la source froide commune aux deux trains de refroidissement principaux. Dans tous les domaines d'exploitation du réacteur, un appoint à la piscine de désactivation peut être réalisé par le réseau incendie. Ce réseau incendie est également utilisé pour réalimenter le cas échéant les bâches d'alimentation de secours aux générateurs de vapeur. Il doit donc être disponible dans tous les domaines d'exploitation du réacteur.

L'ASN a demandé à EDF de présenter, dans le cadre de l'instruction de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, sa stratégie de maintenance et de conduite des systèmes partagés entre piscine et réacteur (comme le réseau incendie) de manière à limiter autant que possible leur indisponibilité temporaire.

Capacité du site à piloter un accident impliquant la perte de source froide :

Un nombre important d'actions sont à réaliser, en salle de commande mais surtout en local, pour gérer une situation H1. EDF a fourni peu d'informations sur les conditions de réalisation de ces actions compte tenu des conditions ambiantes dans les locaux, de leur accessibilité, et des ressources humaines disponibles pour mener de front toutes ces actions sur toutes les tranches.

D'autre part, des moyens valorisés en situation H1 sont prévus d'être utilisés par EDF dans le cadre des dispositions complémentaires pour éviter l'accident grave.

L'ASN considère qu'EDF doit conforter dans ses conclusions quant à la capacité des CNPE à gérer une situation dégradée (H1 ou H3) sur plusieurs tranches simultanément, y compris lorsqu'une autre tranche connaît un accident grave. EDF définira si besoin des dispositions supplémentaires pour permettre cette gestion. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Ces demandes valent pour les réacteurs du parc en fonctionnement, ainsi que pour l'EPR.

2.1.2.4 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

L'ASN demandait à EDF « d'indiquer quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ou retarder l'apparition de ces effets falaise, pour améliorer l'autonomie du site et pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...). »

Pour les réacteurs du parc en exploitation, EDF a proposé des dispositions visant à augmenter les délais avant découvrement du cœur. EDF a proposé de renforcer sur les sites, en complément de la FARN qui prendra ensuite le relai, les réserves en eau (pour alimenter le circuit secondaire, le circuit primaire et la piscine combustible).

Appoint ultime pour tous les réacteurs :

EDF a proposé la mise en œuvre d'un appoint ultime, robuste aux agressions considérées dans les RECS, de type pompage ou réservoirs, qui puisera de l'eau dans la nappe phréatique ou dans des bassins de forte capacité à l'aide d'une motopompe autonome ou d'une pompe électrique secourue par le diesel d'ultime secours. Ce dispositif sera fixe sur tous les sites, et permettra l'appoint aux bâches ASG et PTR et aux piscines combustible (avant 2015). EDF a confirmé que l'appoint et ses systèmes supports seront dimensionnés pour les besoins de tout le site. Le débit permettra d'alimenter simultanément la piscine BK et soit la bâche ASG, soit la bâche PTR.

Appoint ultime à partir des bassins de stockage d'eau douce SEA (sites de Paluel, Penly et Flamanville)

Sur Paluel, Penly et Flamanville, des bassins de stockage d'eau douce (SEA) sont situés sur la falaise (capacité totale 150 000 m³ à Flamanville, de 36 500 m³ à Penly et de 36 000 m³ à Paluel). Les rapports relatifs aux ECS pour Flamanville 1-2 et 3 et Penly 3 indiquent que l'appoint ultime sera fait à partir de ces bassins. Pour Penly 1-2 et Paluel, un appoint ultime de type pompage dans la nappe phréatique ou réservoirs est mentionné mais non précisé. Au cours de l'instruction, EDF a précisé que, pour ces trois sites (toutes tranches), l'appoint ultime serait constitué par les bassins SEA existants.

Ces bassins ne sont pas intégrés aujourd'hui dans la démonstration de sûreté, donc non classés de sûreté et sans exigence sismique. EDF a indiqué néanmoins qu'ils sont stables sous les sollicitations du SMS voire au-delà. Les bassins sont reliés aux stations de déminéralisation par deux tuyauteries (SEI) qui ne sont pas dimensionnées au séisme sur Flamanville et Paluel mais le sont sur Penly (à un niveau non précisé). Le risque de rupture des tuyauteries SEI est étudié sur Flamanville et Paluel, EDF considérant que les conséquences de la vidange complète des bassins sont acceptables du point de vue du risque inondation (eau contenue dans les galeries et les salles des machines). Vis-à-vis de la fonction d'appoint ultime des bassins, EDF a indiqué qu'il rendra sismique la chambre à vannes et les conduites SEI sur Flamanville (non précisé sur Paluel).

L'ASN considère que les bassins SEA et les tuyauteries et vannes SEI, s'ils doivent participer à la parade ultime vis-à-vis de situations H1, voire d'accident grave, y compris induites par un séisme au-delà du référentiel, devront être inclus dans le « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées.

Appoint ultime à Civaux et Cattenom

Des retenues d'eau importantes existent sur ces sites et constituent la source froide de sûreté (bassins sur Civaux d'autonomie 10 jours, retenue du Mirgenbach à Cattenom d'autonomie 30 jours). *Pour Cattenom, l'ASN souligne que la stabilité au séisme de la retenue du Mirgenbach « présente des marges modérées au-delà du SMS » d'après le chapitre 4 des rapports relatifs aux ECS.* Pour ces sites comme pour les autres, les rapports relatifs aux ECS mentionnent la mise en place de moyens ultimes de réalimentation en eau pérennes (pompage dans la nappe phréatique, bassins…) pour les bâches ASG et PTR et les piscines.

L'ASN considère que les caractéristiques des moyens ultimes envisagés par EDF devront répondre aux exigences affectées aux systèmes, structures et composants du « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées.

Cas particulier de l'EPR Flamanville 3

Les dispositions complémentaires envisagées par EDF concernent entre autres l'appoint ultime aux bâches ASG et à la piscine combustible par l'eau des bassins de production d'eau déminéralisée (SEA), et le renforcement des diesels d'ultime secours. La solution d'appoint ultime en eau envisagée par EDF via un appoint gravitaire à la piscine de désactivation par l'eau des bassins SEA pourra permettre de compenser les pertes en eau par évaporation et de maintenir à minima le niveau d'eau, une fois les réserves d'eau JAC épuisées. L'autonomie fournie par les bassins permet d'augmenter considérablement le délai avant le découvrement des assemblages combustibles entreposés dans le râtelier. Pour la situation de site, une utilisation commune des réserves d'eau est envisagée ce qui réduit le gain d'autonomie par rapport à la situation de tranche.

L'ASN considère que dans leurs principes, ces objectifs de renforcement des moyens en eau sont de nature à renforcer la robustesse des installations. Ces dispositions présentent l'intérêt de renforcer et d'augmenter l'autonomie des moyens d'appoint aux circuits primaire et secondaire dans l'objectif de faire face à des situations H1 de site durables, non prises en compte dans le référentiel actuel. ***L'ASN considère que ce moyen d'appoint ultime doit avoir une autonomie importante et être fonctionnel en situation de perte totale des alimentations électriques. L'ASN considère que les autres objectifs de sûreté de ce moyen d'appoint d'ultime secours sont :***

- ***d'être fonctionnel pour les niveaux d'aléas naturels considérés dans les ECS,***
- ***de pouvoir être mis en œuvre dans les conditions particulières pouvant être présentes sur le site, et notamment d'irradiation par effet de ciel du combustible entreposé dans la piscine BK (inventaire en eau faible),***
- ***de pouvoir être mis œuvre sous délai compatible avec le scénario enveloppe à considérer,***
- ***de permettre la borication de l'eau injectée vers le circuit primaire.***

L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

L'ASN attire l'attention sur le fait que l'eau d'appoint devra avoir une qualité compatible avec son utilisation par les équipements de sûreté (pompes ASG, buses d'aspersion de l'EVU sur EPR Flamanville 3…) et que la nécessité de constituer un stock de bore pour la réalimentation de la bâche PTR devra être étudiée.

Les risques que pourrait présenter la mise en œuvre de puits dans la nappe, en cas d'accident grave, devront également être pris en compte.

En complément, EDF engage d'autres actions, en cohérence avec la maîtrise des situations H3 :

- EDF a indiqué qu'il définissait un « noyau dur » d'équipements, constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants strictement nécessaires à la conduite d'une situation H1+H3 de site et dont l'objectif de sûreté est de prévenir les rejets radioactifs importants dans l'environnement. EDF a précisé : *« ce noyau dur inclura des équipements clés, existants et complémentaires (fixes ou mobiles), dont certains permettent d'éviter une entrée en AG (prévention des accidents graves) ».*
- EDF engage une vérification de l'adéquation des réserves d'eau actuelles en eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) (en 2012) ;
- EDF s'engage à réévaluer les seuils minimaux des Spécifications Techniques d'Exploitation pour les bâches SER afin de garantir l'autonomie visée ;
- EDF s'engage à mettre en œuvre des moyens de pompage supplémentaires pour l'appoint aux circuits primaire et secondaire
    - motopompe thermique dans les états primaire ouvert sur le palier 900 MWe,
    - diesel d'ultime secours « DUS » pour alimenter une pompe RCV et une motopompe ASG sur tous les paliers.
- EDF envisage la mise en place d'une motopompe thermique d'injection dans le cœur à partir du réservoir PTR dans les situations de perte totale des alimentations électriques (avant 2015) ;
- EDF envisage la mise en œuvre d'une unité propre à chaque tranche de pompage d'ultime secours disposant d'un appoint ultime qui puisera de l'eau dans la nappe phréatique ou dans des bassins de forte capacité pour fiabiliser la fonction d'appoint à la piscine de désactivation ;

- EDF conduira des études et évolutions de conduite visant à limiter le risque de brèche aux joints des pompes primaires en cas de perte de leur refroidissement.

Spécifiquement pour le réacteur EPR, EDF prévoit :

- de renforcer robustesse des installations à une inondation ;
- de limiter les entrées d'eau au niveau des dalles en station de pompage et en ouvrages de rejet. Cette disposition concerne les systèmes ASG, JAC, SEC et SRU, utilisés dans les situations H1.

L'ASN considère que ces objectifs d'amélioration sont de nature à renforcer la robustesse des installations, même si leur adéquation et leur déclinaison appellent certaines réserves ou demandes de compléments de la part de l'ASN.

Une réserve de l'ASN porte sur la proposition d'EDF d'utiliser des équipements existants (pompes RCV ou RIS, tableaux électriques, matériels de l'ASG, bâche PTR…) dans le cadre des dispositions complémentaires, sachant que certains de ces équipements ont pu être dégradés ou perdus. En effet la robustesse aux agressions au-delà du référentiel n'est pas acquise. A titre d'exemple, l'appoint ultime (pompage dans la nappe phréatique ou réservoirs) alimenté par le nouveau diesel d'ultime secours sera utilisé pour alimenter le circuit secondaire via la bâche ASG, les lignes et une motopompe ASG existantes, et pour alimenter le circuit primaire via la bâche PTR et les lignes existantes. Il importe qu'EDF garantisse leur robustesse, en tenant compte :

- *de la fiabilité, de la robustesse aux agressions et de la simplicité de mise en œuvre des équipements complémentaires ajoutés ;*
- *des risques de défaillance de mode commun (liés par exemple à une agression interne induite) ou de cause commune (liés à la conception, la fabrication, la maintenance…) entre les équipements clés existants et ceux ajoutés dans le cadre des dispositions complémentaires ;*
- *des risques de défaillance, intrinsèque ou liée à une agression, des équipements existants qu'EDF a proposé de réutiliser dans le cadre de ces parades ultimes (tableaux électriques, pompes RCV, équipements de l'ASG…).*

L'ASN considère que les dispositions complémentaires qu'EDF a proposé vis-à-vis de la situation H3 de site permettent d'apporter de la robustesse vis-à-vis de la situation H1 (moins dégradée) et couvrent la défaillance des moyens utilisés spécifiquement dans cette situation. Mais dans une approche de défense en profondeur, il apparaît important d'éviter qu'une situation H1 ne se dégrade irrémédiablement vers une situation plus dégradée (de type H3 de site) dont la limitation des conséquences ne repose plus que sur un nombre réduit d'équipements.

Dans cet objectif, l'ASN considère nécessaire qu'EDF engage des réflexions sur l'évolution de son référentiel pour intégrer, à la lumière du REX Fukushima, la situation H1 de site durable.

L'ASN considère nécessaire qu'EDF examine la tenue en température des équipements « clés » situés dans des locaux dont la ventilation n'est plus refroidie lors d'une perte de la source froide durable et sur l'ensemble du site.

Afin que les dispositions complémentaires permettent d'organiser une ligne de défense ultime robuste en regard des effets falaise identifiés dans les rapports relatifs aux ECS vis-à-vis des situations H1 de site, notamment celles induites par un séisme ou une inondation au-delà du référentiel, EDF doit dans le cadre de sa définition d'un noyau dur d'équipements rechercher de nouvelles dispositions qui soient indépendantes et diversifiées par rapport aux moyens existants, y compris au niveau de leurs systèmes supports afin de minimiser les risques de défaillance par mode commun entre les moyens existants et les moyens complémentaires.

Notamment, EDF doit rechercher des moyens d'injection de mise en œuvre simple et robuste, au plus près des générateurs de vapeur et du circuit primaire (plutôt que de faire reposer l'appoint ultime sur la fiabilité des pompes RCV dont la tenue à la température présente des incertitudes).

L'ASN considère nécessaire qu'EDF installe des dispositifs de secours robustes aux agressions permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte totale de la source froide.

L'ASN considère également nécessaire qu'EDF propose des dispositifs fiables et robustes aux agressions permettant l'injection d'eau borée dans le cœur du réacteur.

Pour EPR, l'ASN a demandé à EDF des études complémentaires pour étudier le renforcement du système SRU en mode « diversification » (c'est-à-dire en aspiration depuis l'ouvrage de rejet en mer, alors qu'il aspire depuis la station de pompage principale en mode normal) compte-tenu de la probabilité élevée de devoir basculer sur ce mode en situation accidentelle.

L'ASN considère nécessaire de mettre en œuvre la proposition d'EDF de constituer un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles, assorties d'exigences renforcées, permettant d'éviter qu'une situation de type H1 (ou H3) ne se dégrade en accident grave. Le respect de cette exigence conduira EDF à :

- ***définir la liste des structures, systèmes et composants (SSC) nécessaires pour prévenir la fusion du cœur dans les situations H1 ou H3 de site durables ;***
- ***démontrer la robustesse de ces SSC au séisme et à l'inondation et mettre en place les mesures complémentaires nécessaires pour assurer cette robustesse ;***
- ***mener une vérification complémentaire de la robustesse et de l'accessibilité de ces SSC tenant compte des agressions et effets induits par un séisme ou une inondation au-delà du référentiel actuel.***

L'ASN considère nécessaire que les propositions d'EDF relatives aux matériels inclus dans le périmètre de ce noyau dur répondent aux exigences énoncées plus haut, ils devront notamment être dimensionnés pour résister à des agressions d'une intensité supérieure à celle prise en compte dans les référentiels de sûreté actuels.

A l'issue de la définition du « noyau dur » (voir § 1.1.3), ciblé et robuste à des aléas au-delà du référentiel, ***l'ASN a demandé à EDF de réviser son référentiel à la lumière du REX Fukushima et engager des réflexions sur la robustesse, aux aléas du référentiel, d'équipements hors « noyau dur » mais néanmoins utilisés en situation H1 de site.***

Ces demandes valent pour les réacteurs du parc en fonctionnement, ainsi que pour l'EPR.

<u>Gestion de l'accident à moyen ou long terme :</u>

Les dispositions complémentaires proposées par EDF vis-à-vis des situations H1/H3 visent essentiellement à permettre des appoints (au circuit secondaire, au circuit primaire, et aux piscines combustible) pour prolonger l'autonomie des réacteurs et des piscines. Le fait de réaliser des appoints, sans la possibilité de récupérer un système de refroidissement, permet de retarder la fusion du cœur mais pas nécessairement de l'éviter. Pour le circuit primaire, au-delà d'un certain volume d'eau injecté dans le bâtiment réacteur, la capacité à restaurer des moyens durables de refroidissement peut être compromise. *L'ASN insiste sur la nécessité de rétablir à terme un refroidissement pour rejoindre un état sûr, sur les tranches existantes comme sur l'EPR Flamanville 3 (la modification « aspersion par EVU d'eau du SEA » n'apportant qu'un délai supplémentaire limité), et d'intégrer cette nécessité à la stratégie de la FARN (voir section § 3.1.3)*

EDF devra étudier les moyens permettant de restaurer à terme un refroidissement pérenne des réacteurs et des piscines, en s'appuyant sur les éléments du REX de l'accident de Fukushima, y compris dans les cas où la source froide aurait été fortement dégradée.

Enfin, les critères d'activation de la FARN en cas d'agression ou d'accident et le dimensionnement des moyens associés devront être adaptés pour permettre effectivement à la FARN d'assurer la relève dans la gestion de toutes les situations accidentelles postulées (tous états du réacteur considérés) et d'éviter ainsi le découvrement du cœur. Il serait par ailleurs pertinent que les réflexions sur la FARN portent plus généralement sur les moyens d'assurer ou de restaurer à moyen/long terme les fonctions de sûreté, indépendamment de scénarios d'accidents précis.

2.1.3 Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours

L'ASN a demandé que, pour chaque réacteur, EDF :

- *indique combien de temps le site peut résister à la perte de la source froide « principale », cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans secours extérieur, avant qu'un endommagement du combustible ne devienne inévitable ;*
- *précise les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, et les ressources disponibles :*
  - *matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur,*
  - *matériels disponibles hors du site, en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages,*
  - *disponibilité en ressources humaines ;*
- *précise les délais nécessaires pour les ressources précédentes soient disponibles ;*
- *précise les délais dans lesquels les principaux effets falaises se produisent ;*
- *indique quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir l'apparition de ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).*

L'ASN a demandé à EDF que deux situations soient être prises en compte pour la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours :

- *la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelles (notamment moyens de sauvegarde) ;*
- *la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelles, ainsi que de toute autre source de secours (dont les moyens de secours ultimes).*

L'ASN a demandé à EDF que la perte du système de refroidissement principal cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours soit prise en compte, en considérant dans un premier temps qu'un seul réacteur est affecté puis dans un second temps que toutes les installations d'un même site sont affectées simultanément.

La perte du système de refroidissement principal cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours d'un réacteur n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté.

EDF a précisé dans les rapports d'ECS que cette situation de cumul de la perte totale de la source froide en situation de perte totale des alimentations électriques n'a pas d'impact supplémentaire par rapport à cette dernière seule : les pompes du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) étant alimentées par les tableaux électriques secourus, la situation de perte des alimentations électriques provoque intrinsèquement la perte totale de la source froide.

EDF a également précisé que l'impact d'un séisme ou d'une inondation sur ces cumuls a été étudié dans les rapports d'ECS.

L'ASN a constaté qu'EDF a analysé le cumul de la perte du système de refroidissement principal avec la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelle. EDF n'a néanmoins pas analysé dans ses rapports d'ECS le cumul de la perte de la perte du système de refroidissement principal avec la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelle ainsi que de toute autre source de secours. L'ASN considère nécessaire que EDF se positionne sur l'évaluation manquante.

2.1.3.1 Délai d'autonomie du site avant la perte des conditions normales de refroidissement du cœur et des piscines de combustible

EDF a précisé dans les rapports d'ECS que d'un point de vue thermo-hydraulique, cette situation est identique à celle décrite dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles (voir § 2.1.1.2).

L'ASN ne remet pas en cause les conclusions d'EDF, mais note toutefois que cette situation de cumul est plus pénalisante vis-à-vis de la récupération des fonctions supports, puisqu'il ne suffit pas de récupérer une alimentation électrique mais qu'il importe également de restaurer une source froide.

2.1.3.2 Actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible

Concernant les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, EDF a précisé dans les rapports d'ECS qu'en termes de conduite des installations, la situation évoquée est identique à celle décrite dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles (voir § 2.1.1.2).

Les actions extérieures prévues permettant de gérer une perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN.

2.1.3.3 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation, outre les dispositions proposées en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles et exposées précédemment, et outre les dispositions présentées dans les paragraphes précédents, EDF a proposé dans les rapports d'ECS :

- d'étudier les moyens à mettre en œuvre pour garantir la protection des matériels nécessaires à la gestion de cette situation pour un niveau d'inondation à définir, au-delà du référentiel ;
- d'engager les études visant à assurer la tenue au séisme de la motopompe thermique, ce qui permettra d'obtenir, en cas de séisme, les mêmes autonomies que celles considérées dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électrique externes et des alimentations de secours conventionnelles (§ 2.1.1.2) ;
- de rendre robuste au séisme les dispositions envisagées dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électrique externes et des alimentations de secours conventionnelles (voir § 2.1.1.2) pour couvrir la présente situation.

Au cours de l'instruction technique réalisée par l'IRSN, appui technique de l'ASN, EDF a également pris l'engagement de définir un noyau dur qui inclura des équipements « clés », existants et complémentaires (fixes ou mobiles), dont certains permettent d'éviter les accidents graves. La résistance des matériels de ce noyau dur sera vérifiée vis-à-vis de certaines agressions dont le niveau reste à définir. Des dispositions seront également envisagées si besoin pour renforcer la protection des matériels du noyau dur.

L'ASN considère les améliorations proposées par EDF pour le renforcement des moyens en électricité et en refroidissement, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.

L'ASN a prescrit à EDF de transmettre d'ici le 30 juin 2012 des propositions pour ce noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées et la définition des exigences auxquelles devra satisfaire celui-ci.

2.1.4 Synthèse : Etudes de conception

L'ASN considère que les réponses d'EDF sont globalement conformes au cahier des charges qu'elle avait fixé.
L'analyse des rapports d'ECS d'EDF a montré que certains scénarios de perte de la source froide et de perte totale des alimentations électriques peuvent conduire à une fusion du cœur du réacteur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables.

Aussi, l'ASN considère nécessaire d'augmenter la robustesse des installations par un certain nombre de moyens leur permettant de faire face à des situations de perte de sources électriques ou de refroidissement de longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site. L'ASN a prescrit à EDF de mettre en place des dispositions renforcées, intégrées au noyau dur évoqué dans la section § 1.1.3 du présent rapport, comprenant notamment un diesel et une alimentation en eau d'ultime secours, résistant à des agressions internes et externes dépassant le référentiel actuel, permettant de faire face à des situations de perte totale des alimentations électriques ou des moyens de refroidissement en vue de prévenir la fusion du cœur dans ces situations. Dans l'attente du déploiement progressif de ces dispositions qui prendra plusieurs années, l'ASN a prescrit la mise en place de dispositions provisoires cette année, telles que des groupes électrogènes mobiles.

2.2 Tableau de synthèse : Thème 2 – Etudes de conception

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Activité Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier** Ou étapes pour les activités envisagées	**Résultat** Obtenu Oui ? Non ?	**Activité** Réalisée En cours ? Envisagée	**Calendrier** Ou étapes pour les activités envisagées	**Conclusions disponibles** Oui ? Non ?
Thème 2 : Etudes de conception						
Mise en place d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS) sur chaque tranche. Ce diesel permettra notamment la réalimentation : - du contrôle commande minimum du réacteur et de l'éclairage de la salle de commande, - des informations nécessaires en cas de perte de refroidissement de la piscine BK, - de la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bâche ASG, du réservoir PTR et de la piscine BK, - des informations nécessaires dans les situations avec fusion du cœur, - des vannes d'isolement enceinte, de la ventilation-filtration de la salle de commande, - d'une motopompe ASG et d'un appoint au primaire	En cours	Mise en œuvre sur les 58 tranches du Parc avant fin 2018	Non	Réalisée	Prescription 2012	
En attendant l'implantation du diesel d'ultime secours, mise en œuvre d'un dispositif temporaire permettant de réalimenter le contrôle commande minimum du réacteur et l'éclairage de la salle de commande	En cours	Mi 2013	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Étude du risque de production d'hydrogène lié à la radiolyse de l'eau dans la piscine BK, et le cas échéant, proposition d'études de parades	En cours	2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	

Étude des dispositions matérielles et organisationnelles permettant la mise en position sûre d'un assemblage en manutention en cas de perte des alimentations électriques	En cours	2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Etudes et propositions d'amélioration de l'instrumentation des piscines (niveau, température, débit de dose du hall piscine..)	En cours	Mise en œuvre mi 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Mise en œuvre d'une mesure de niveau disponible en cas de perte totale des alimentations électriques	En cours	Fin 2013	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Un appoint ultime en eau (forage ou réservoirs) sera implanté sur chaque tranche pour réalimenter la bâche ASG, le réservoir PTR et la piscine BK, permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle. Cet appoint sera intégré au noyau dur et donc rendu robuste aux agressions (séisme, inondation, autres agressions climatiques extrêmes) au delà du dimensionnement actuel.	En cours	Définition du calendrier des modifications fin 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Installation 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.	En cours	Avant le 30 juin 2013	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Évolutions de la conduite accidentelle pour compléter la gestion des situations de perte totale des sources électriques dans tous les états de la chaudière, et pour l'ensemble des tranches d'un site.	En cours	Déploiement sur tous les sites d'ici 2018	Non			
Examen des exigences assignées aux matériels nécessaires à la maitrise 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. Propositions d'évolution du référentiel de sûreté et de renforcement des installations en découlant pour faire face à ces situations.	En cours	Fin 2013	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Modifications en vue d'augmenter notablement l'autonomie des batteries utilisées en cas de perte des alimentations électriques externes et internes.	En cours	31/12/2014	Non	Réalisée	Prescription 2012	

La possibilité de réarmement de la TPS ASG depuis la Salle de Commande fera l'objet d'une étude préliminaire (palier 900)	En cours	Présentation des solutions en 2012	Non			
Piscine BK : EDF complétera avant fin 2012 ses études thermohydrauliques de la piscine de stockage du combustible en prenant en compte le comportement différencié des différentes zones de la piscine de désactivation.	En cours	2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Piscine BK : étude des dispositions pour pallier une perte rapide de l'inventaire en eau dans la piscine du combustible stocké	En cours	Présentation des études en 2012.	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours pour tous les réacteurs d'un site.	Envisagée		Non	Réalisée	Demande ASN 2012	

3 Gestion des accidents graves (sur site)

Ce chapitre présente les dispositions organisationnelles et matérielles mises en place à l'intérieur du site pour gérer les accidents graves (AG). Ce type d'accident est caractérisé par un endommagement significatif du combustible dans le bâtiment réacteur ou combustible.

La conduite en cas d'incident ou d'accident est basée sur l'approche par état. Cette approche consiste à élaborer des stratégies de conduite en fonction de l'état physique identifié de la chaudière nucléaire, quels que soient les événements ayant conduit à cet état. Un diagnostic permanent permet, si l'état se dégrade, d'abandonner la procédure ou la séquence en cours et d'en appliquer une mieux adaptée. Au moment où la dégradation du cœur est détectée (fusion du cœur), des actions décrites dans le guide d'intervention en accident grave sont prévues pour permettre de sauvegarder le confinement afin de minimiser les conséquences de l'accident. La responsabilité est alors transférée aux équipes de crise qui disposent du guide d'action respective. Afin de répondre à ces situations accidentelles, les centrales nucléaires disposent d'équipements de secours (fixes ou mobiles) nécessaires en cas de crise.

3.1 Organisation et dispositions prises par l'exploitant pour gérer un accident

3.1.1 Organisation de l'exploitant pour gérer un accident

L'organisation locale de crise comporte un centre de décision, trois centres d'action opérationnels et une équipe de réflexion. Elle s'insère dans l'organisation nationale décrite ci-après.

- La mise en œuvre du Plan d'Urgence Interne (PUI) se traduit ainsi par la constitution de 4 postes de commandement (PC) et d'une équipe locale de crise qui assurent les différentes missions décrites ci-dessus. Hormis le PCL, qui se situe en salle de commande et l'Equipe Locale de Crise qui se trouve sur l'îlot nucléaire, les autres PC se regroupent au BDS.
- Le Poste de Commandement Local (PCL) assure la conduite et la sauvegarde de la sûreté de la tranche accidentée. Il assure aussi les premiers secours aux blessés, et collecte les informations sur la nature et l'ampleur de l'accident pour ses propres besoins et ceux des autres PC et de l'Équipe Locale de Crise.
- Les actions de l'équipe de conduite sont sous le contrôle d'un ingénieur sûreté n'appartenant pas à l'équipe.
- Le Poste de Commandement Direction Local (PCD-L), est l'élément essentiel et la plaque tournante de l'organisation. Tenu par le Directeur du CNPE (ou son représentant), il est seul responsable des décisions à prendre pour assurer la sûreté des installations, la protection du personnel et la sauvegarde des matériels.
- Au plan interne, il coordonne l'activité des autres PC et leur commande les actions complémentaires à effectuer. Au plan externe il assure les liaisons officielles avec les pouvoirs publics locaux, notamment le Préfet et les PC direction nationaux d'EDF et de l'ASN et l'IRSN.
- Le Poste de Commandement des Contrôles (PCC Analyse et PCC Mesures), centralise l'interprétation des mesures radiologiques et évalue les rejets en cours ou prévisibles et leurs conséquences dans l'environnement.
- Le Poste de Commandement Moyens (PCM) met en œuvre les moyens d'intervention sur le site (secours, dépannages, télécommunications, balisages, transports) et les mesures de protection de personnel (regroupement, éloignement éventuel, décontamination) dans les domaines :
    - Maintenance (organisation des interventions particulières nécessitées par la situation : Travaux - Interventions au service du PCL sur priorisation du PCD, dépannages, réparations, mise en œuvre des Matériels Mobiles de Sûreté) ;

- Protection des personnes - Sécurité - Radioprotection (contrôle du regroupement des personnes présentes sur le site, information aux personnes regroupées, organisation éventuelle de l'éloignement ou de l'évacuation du site, mise en place d'un centre de contrôle de contamination et de décontamination rapide, gréement d'un Centre de Tri et de Soin (CTS), assistance des secours externes pour les interventions en zone contrôlée et pour l'évacuation de victimes contaminées, contrôle des conditions d'intervention sur site, participation à la mise en place des MMS et matériels PUI, activation du local de repli ;
- Logistique (gestion des véhicules, organisation des transports et de la subsistance du personnel intervenant, balisage du site et réglementation de la circulation sur le site, fourniture et régulation des moyens humains et matériels nécessaires aux autres PC, gestion de la relève des PC, transmission de demandes à l'équipe Protection de Site, liaisons avec les entités en appui) ;
- Télécommunications (assistance aux PC pour assurer l'opérabilité des moyens de communication, activation des moyens de télécommunication du site).

- L'équipe locale de crise (ELC), appuis technique du PCD-L, complète la vision et l'action du PCL. Au plan interne, elle analyse et évalue en liaison avec les équipes nationales de crise la situation et son évolution (diagnostic/pronostic), afin d'émettre des avis et recommandations vers le PCD-L sur la conduite à tenir à moyen terme. Au plan externe, elle complète l'information des équipes nationales de crise (EDF et IRSN) et participe à l'élaboration du diagnostic/pronostic.

La réponse à une situation de crise nécessite un mode de mobilisation adapté qui va de la mobilisation sur mesure à la mobilisation automatique (messagerie d'appel) tant locale que nationale.
En particulier 24h/24 et 365 jours par an, au niveau du CNPE, l'organisation de crise se doit d'être opérationnelle sous 1 heure et mobilise 70 personnes.

Au niveau national, l'Organisation Nationale de Crise doit être opérationnelle dans ses locaux à Paris sous deux heures, mobilise 50 personnes et en alerte 300 autres.

La montée en puissance de l'organisation de l'exploitant nucléaire en cas de PUI se fait en parallèle de la montée en puissance de l'organisation des pouvoirs publics qui lancent le Plan Particulier d'Intervention (PPI) (voir chapitre 4 – Organisation nationale).

En complément des locaux utilisés par les équipes de crise, les sites disposent de locaux de regroupement (LR) dans lesquels le personnel est regroupé en cas de PUI (Sûreté Radiologique) et d'un local de repli, situé à l'extérieur du site et en dehors des vents dominants, pour accueillir les personnes présentes sur le site au moment de l'accident en vue d'assurer leur protection (décontamination éventuelle) et de les informer. Ce local rassemble donc le personnel que le directeur de crise du site aura décidé d'éloigner du CNPE pour des raisons de sécurité. En cas d'éloignement du personnel non nécessaire à la gestion de l'évènement, il permet de regrouper des personnes pour les mettre à disposition afin d'organiser la relève.

Dans les spécifications des ECS, l'ASN demandait à EDF de présenter son organisation de crise pour maîtriser une situation accidentelle, y compris la disponibilité en personnel compétent apte à intervenir et la gestion des relèves, les dispositions prises pour permettre une intervention optimale du personnel (prise en compte du stress, de la pression psychologique…), le recours, lors des situations accidentelles, à un soutien technique hors site (ainsi que les solutions de rechange prévues si ce soutien devenait indisponible), ainsi que les procédures, la formation et les exercices.

Dans les rapports d'ECS, EDF rappelle l'organisation de crise des sites prévue pour faire face à une situation incidentelle, accidentelle ou un Accident Grave (AG). Cette organisation est définie dans le PUI des sites qui est une obligation réglementaire couvrant les situations qui présentent un risque notable pour la sûreté des installations, pouvant conduire à des rejets radioactifs, chimiques ou toxiques dans l'environnement. Le PUI couvre notamment la gestion des AG. Le PUI décrit également les mesures visant à secourir et protéger les personnes présentes sur le site, préserver ou rétablir la sûreté des installations et limiter les conséquences des accidents pour le public et l'impact sur l'environnement. Le PUI définit les fonctions nécessaires à la gestion de crise ainsi que les modalités de relèves.

EDF décrit également les dispositions du PUI assurant une intervention optimale du personnel. Ces dispositions sont de natures variées :

- En termes de sécurité du personnel : il est prévu une comptabilisation et une information du personnel dans les points de regroupement. Par ailleurs, EDF a indiqué que les moyens mis en œuvre en fonctionnement normal, pour assurer le contrôle des conditions radiologiques sur le site et des personnes, restent opérationnels et adaptés aux conditions pouvant être rencontrées lors d'un AG, sauf en cas de perte totale des alimentations électriques. Enfin, dans le cas de présence de contamination sur le site, la ventilation de la salle de commande est basculée sur des pièges à iode afin d'éviter sa contamination par de l'iode radioactif ;
- En termes de préparation et de réactivité des équipes de crise : il est prévu la mise en œuvre d'actions immédiates après l'entrée en AG en application directe des documents opératoires ;
- En termes d'intervention : les moyens mobiles mis en œuvre dans le cadre du PUI font l'objet d'un stockage et d'un acheminement visant à limiter l'exposition du personnel pendant leur montage et leur exploitation en situation accidentelle.

Les soutiens techniques externes auxquels peuvent faire appel les sites sont également décrits dans les rapports d'ECS. Ils peuvent par exemple être assurés par l'assistance intersites, l'Agence de Maintenance Thermique – Centre (AMT-C), le GIE Intra… Les modalités d'appel et d'intervention de ces moyens font l'objet de conventions entre les sites et les entités dont ils dépendent.

Les procédures mises en place dans le cadre de la gestion des AG, la formation et les exercices sont également détaillés dans les rapports d'ECS. Ces trois points font partie du Guide d'Intervention en Accident Grave (GIAG) et du référentiel PUI des sites. En pratique, le cursus de formation initiale des opérateurs présenté par EDF prévoit déjà un volet consacré au domaine « Accidents Graves » et des exercices simulant une situation d'AG sont réalisés régulièrement. Ainsi, certains exercices PUI nationaux peuvent s'appuyer sur des scénarii simulant l'entrée dans le domaine des AG. Les exercices PUI internes EDF portent sur l'ensemble des domaines, dont les accidents de dimensionnement, les incidents du bâtiment combustible (BK) et les AG.

EDF a indiqué par ailleurs avoir mené une analyse sur le dimensionnement des équipes de conduite pour l'application des procédures de conduite actuelles en cas d'AG, en particulier pour un évènement affectant plusieurs réacteurs. EDF a indiqué avoir postulé, dans ce cadre, l'impossibilité d'arrivée des astreintes pendant les 24 premières heures suivant une agression non prédictible, de grande ampleur et touchant tout le site. A la suite de ces analyses, EDF conclut que le dimensionnement des équipes de conduite, conforme au référentiel actuel, ne permet pas toujours d'appliquer le document de surveillance permanente (SPE), notamment la surveillance du critère d'ouverture des lignes de décharge du pressuriseur (LDP) en cas d'AG sur deux réacteurs. Ce constat amène ainsi EDF à étudier l'adéquation des ressources, tant humaines que matérielles, aux activités liées à la mise en œuvre des équipements du noyau dur (dont les actions immédiates du GIAG) et des équipements supplémentaires proposés à la suite des ECS. Les principales étapes de cette étude, dont les conclusions sont attendues pour fin 2012, sont les suivantes :

- le recensement des missions à assurer (gestion de crise, conduite des installations, …) sur tous les réacteurs d'un site ;
- le recensement des activités à réaliser avec leurs principales caractéristiques de durée, de conditions d'intervention… ;
- l'identification des dispositifs matériels supplémentaires à mettre en œuvre, avec prise en compte dès leur conception des contraintes liées à leur mise en œuvre ;
- la vérification finale de l'adéquation des ressources humaines (nombre et compétences) vis-à-vis de l'ensemble des activités à mener ;
- l'identification des besoins éventuels de formation complémentaire.

L'ASN considère que l'organisation de crise mise en place sur les sites est satisfaisante pour les scénarios du dimensionnement affectant une seule installation. Toutefois, l'organisation et les études actuelles d'EDF ne prennent pas suffisamment en compte la gestion d'une crise « multi-installations », éventuellement issue d'une agression externe, affectant simultanément tout ou partie des installations d'un même site et à des niveaux différents. ***Dans une telle situation, l'ASN considère que les équipes de conduite et de crise doivent être dimensionnées afin d'assurer l'ensemble de leurs missions sur l'ensemble des installations du site. L'ASN a donc prescrit à EDF de compléter, d'ici le 31 décembre 2012, son organisation pour prendre en compte les situations accidentelles affectant simultanément tout ou partie des installations d'un même site.***

L'ASN considère également nécessaire que, dans l'hypothèse d'une situation extrême du type de celles étudiées dans le cadre des ECS, EDF garantisse, pour chaque réacteur, la faisabilité de l'ensemble des actions prévues par les documents de conduite (procédures de conduite accidentelle, GIAG) avec les équipes de conduite et de crise présentes sur le site, en prenant en compte les relèves nécessaires. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

3.1.2 Possibilité d'utiliser les équipements existants

Dans les spécifications des ECS, l'ASN demandait à EDF d'aborder les aspects suivants de la gestion des accidents graves : la possibilité d'utiliser les équipements existants, les dispositions permettant l'utilisation des moyens mobiles (disponibilité des moyens, délai nécessaire pour les acheminer sur le site et les mettre en marche), la gestion de l'approvisionnement (combustible pour les générateurs diesels, eau,...), la gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter, ainsi que les systèmes de communication et d'information (internes et externes).

- Possibilité d'utiliser les équipements existants :

Pour l'utilisation des équipements existants, EDF a indiqué, dans les rapports d'ECS, que les matériels utilisés sont, dans le cas général, les matériels spécifiques AG et, si les conditions le permettent et si leur utilisation est compatible avec l'objectif de maitrise du confinement, les matériels non spécifiques AG. Sur les sites EDF, il existe un nombre limité d'équipements spécifiques au domaine AG. Les actions demandées par le GIAG sont prédéterminées et limitées. Elles sont basées sur l'utilisation de matériels existants, également prédéterminés et limités. Toute autre utilisation de matériel ou action qui pourrait être demandée par l'Organisation Nationale de Crise ferait, au préalable, l'objet d'une expertise concertée entre les différentes équipes de crise afin de vérifier son caractère non préjudiciable (notamment vis-à-vis du confinement).

L'ASN a constaté que, de manière générale, pour les équipements spécifiques accidents graves (matériels et instrumentation), il n'existe pas dans le référentiel actuel d'exigences liées à leur résistance aux agressions. ***La disponibilité des matériels existants ne peut donc être garantie par EDF dans les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN a prescrit à EDF d'intégrer les matériels nécessaires à la gestion de crise, dont les matériels AG, dans le « noyau dur » (voir § 1.1.3).***

Par ailleurs, le REX de l'accident de Fukushima conduit à s'interroger sur la disponibilité et l'opérabilité permanentes des équipements de dosimétrie et de protection radiologique. ***L'ASN considère que les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective doivent être disponibles en permanence sur les sites et en quantité suffisante. L'ASN a pris une prescription technique à ce sujet.***

- Dispositions prises pour utiliser des moyens mobiles :

EDF a indiqué dans les rapports d'ECS qu'il n'existe pas actuellement de moyen mobile national spécifique pour la gestion des accidents graves. En revanche, il existe un moyen mobile local prévu spécifiquement pour ces situations : une unité de traitement des chaînes de mesures de radioprotection de tranche (KRT) U5 pour mesurer l'activité rejetée lors de la décompression de l'enceinte par le dispositif d'éventage – filtration U5. D'autres moyens mobiles, non spécifiques à la gestion d'un accident grave, peuvent également être utilisés s'ils ont été mis en place avant l'entrée en accident grave et si leur

fonctionnement n'est pas contradictoire avec les objectifs de la gestion de l'accident grave. De façon générale, les moyens mobiles appelés pour gérer tous les types de situations accidentelles doivent être mis à disposition dans des délais et selon des conditions préétablis. Chaque site définit l'organisation permettant de mettre en service, d'exploiter les matériels mobiles et d'en garantir la disponibilité. Afin de garantir la disponibilité de ces matériels, une fiche spécifique décrit, pour chaque matériel, son repérage, son rôle, son lieu de stockage, le service responsable, l'astreinte à contacter pour sa mise en œuvre, le temps nécessaire à sa mise en œuvre, les gammes de montage à exécuter ainsi que la liste des essais périodiques associés. Dans le but de vérifier la disponibilité permanente de ces moyens mobiles et la résistance des locaux dans lesquels ils sont stockés, EDF s'engage à réaliser une étude comprenant un bilan par site des conditions de stockage des moyens matériels de crise et de leur résistance aux différents types d'agresseurs envisagés dans les ECS. Cette étude identifiera les renforcements nécessaires.

L'ASN considère que l'étude proposée par EDF apportera des éléments utiles pour apprécier la résistance des locaux de stockage des moyens matériels de crise. Par ailleurs, lors de ses inspections, l'ASN a constaté que les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise, notamment les Matériels Mobiles de Sûreté (MMS), les matériels PUI et les Matériels du Domaine Complémentaire (MDC), n'étaient pas gérés de manière satisfaisante par les sites et que leurs conditions de stockage ne garantissaient pas leur disponibilité permanente, notamment en cas d'agressions externes. ***Pour l'ASN, les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise doivent faire partie du « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées (§ 1.2.3). Ces moyens, les lieux de stockage et les procédures de mise en œuvre devront être identifiés dans les PUI des sites, testés régulièrement et l'entraînement à leur mise en œuvre devra être réalisé au cours d'exercices. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.***

- Gestion de l'approvisionnement des diesels :

Dans les rapports relatifs aux ECS, EDF a présenté des éléments sur l'autonomie des diesels ainsi que les dispositions permettant de prolonger leur utilisation en cas de Manque de Tension Électrique Externe (MDTE). Ce point est détaillé dans le chapitre § 2.

Pour le fioul, l'autonomie minimale garantie est de 3,5 jours par groupe électrogène, dans le cas le plus défavorable en termes de charge. Les modalités de réapprovisionnement sont prévues au titre d'un contrat national qui prévoit un délai de 24h en situation d'urgence. Les réserves stratégiques de fioul sont propres à EDF.

Les réserves en huile des sites sont suffisantes pour garantir une autonomie de plus de 3 jours. Au-delà, le réapprovisionnement est garanti par des dispositions propres à chaque site.
Pour tous les paliers, les réserves initiales en eau pour le refroidissement des diesels sont suffisantes pour assurer une autonomie de 15 jours. Les diesels bénéficient d'un refroidissement Air-Eau autonome. Chaque diesel dispose d'une réserve d'air de lancement nécessaire à son démarrage permettant d'assurer 5 démarrages.

L'ASN considère que les modalités de gestion des approvisionnements sont satisfaisantes pour garantir l'autonomie des groupes électrogènes pendant 3 jours. L'ASN considère qu'EDF doit fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours (voir § 2).

- La gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter :

Dans les rapports d'ECS, EDF a présenté les modalités mises en place sur les sites pour la gestion et la limitation des rejets radioactifs. Ainsi, les exigences relatives à la surveillance du confinement sont déclinées dans une procédure appliquée par l'ingénieur sûreté en situation accidentelle, avant l'entrée en accident grave, ainsi que dans un guide de surveillance du confinement utilisé par les équipes de crise. En situation d'accident grave, ce guide de surveillance du confinement reste d'application et est prioritaire sur toutes les autres actions demandées dans le guide de gestion des accidents graves. La détection de défauts de confinement est signalée à partir de mesures d'activité élevées sur des chaînes de mesure KRT.

EDF a indiqué avoir mis en place d'importants moyens de prévention qui permettent de réduire la probabilité d'occurrence des situations d'AG, ainsi que des moyens de mitigation qui permettent d'en limiter les conséquences sur l'homme et sur l'environnement. Lorsque la puissance résiduelle peut être évacuée hors de l'enceinte, les rejets dans l'environnement sont limités. Dans ce cas, ils proviennent des fuites potentielles de l'enceinte de confinement.

L'enceinte de confinement des réacteurs à eau sous pression assure deux fonctions :

- la protection du réacteur contre les agressions externes ;
- le confinement et, par conséquent, la protection du public et de l'environnement contre les produits radioactifs susceptibles d'être dispersés hors du circuit primaire en cas d'accident ; à cette fin, les enceintes ont été conçues pour résister aux températures et pressions qui pourraient être atteintes en cas d'accident et pour présenter une étanchéité satisfaisante dans ces conditions.

Les enceintes de confinement sont de deux types :

- les enceintes des réacteurs de 900 MWe, qui sont constituées d'une seule paroi en béton précontraint (béton comportant des câbles d'acier tendus de manière à assurer la compression de l'ouvrage). Cette paroi assure la résistance mécanique à la pression qui résulterait de l'accident le plus sévère pris en compte à la conception, ainsi que l'intégrité de la structure vis-à-vis d'une agression externe. L'étanchéité est assurée par une peau métallique de faible épaisseur, située sur la face interne de la paroi en béton ;
- les enceintes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, qui sont constituées de deux parois : la paroi interne en béton précontraint et la paroi externe en béton armé. L'étanchéité est assurée par la paroi interne et le système de ventilation (EDE) qui canalise, dans l'espace situé entre les parois, les fluides radioactifs et les produits de fission qui pourraient provenir de l'intérieur de l'enceinte à la suite d'un accident. La résistance aux agressions externes est principalement assurée par la paroi externe.

Cette enceinte est dimensionnée à environ 5 bar absolu pour l'ensemble des paliers et sa résistance est vérifiée tous les 10 ans.

Par ailleurs, pour les réacteurs en exploitation, le dispositif d'éventage – filtration U5 (décrit au § 3.2.2), réservé à la sauvegarde ultime de l'enceinte de confinement, permet, après le passage du panache gazeux induit par son ouverture, de limiter les conséquences radiologiques à l'extérieur du site. Ce dispositif, destiné à filtrer les aérosols formés dans l'enceinte de confinement en cas de rupture de l'étanchéité de la cuve ou du circuit primaire, retient une grande partie des radioéléments. En cas d'ouverture du dispositif U5, les mesures de protection de la population durant la phase d'urgence radiologique seraient mises en œuvre autour du site nucléaire. Afin de limiter les rejets en iode et permettre de diminuer l'impact radiologique sur le site et sur les populations en situation d'accident grave, EDF prévoit, dans les rapports d'ECS, d'engager l'étude d'un dispositif passif permettant d'augmenter le pH des puisards du bâtiment réacteur, y compris en situation de perte totale des alimentations électriques.

Le séisme n'étant pas considéré à la conception et lors des réexamens de sûreté comme l'initiateur plausible d'un accident grave (voir § 3.1), compte-tenu de toutes les mesures de dimensionnement prises sur les structures, systèmes et composants classés de sûreté, les éléments du dispositif U5 hormis la traversée enceinte et les vannes d'isolement ne sont donc pas classés sismiques. Le filtre à sable du dispositif U5 n'a donc pas fait l'objet d'exigences spécifiques à l'égard du risque sismique lors de sa mise en place. Ce système pourrait donc, en cas d'AG consécutif à un séisme, ne plus être opérationnel voire être un agresseur pour d'autres équipements classés de sûreté. **Sur ce point, EDF s'est engagée à mener une étude sur la tenue au séisme du dispositif U5. EDF a également annoncé le lancement, dans un second temps, d'une réflexion plus globale sur la filtration U5 pouvant mener à des évolutions de ce dispositif, si nécessaire, à plus long terme.**

Dans la mesure où ils n'ont pas fait l'objet d'exigences spécifiques à l'égard des agressions externes lors de leur conception, l'ASN considère qu'à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne sont pas résistants aux niveaux d'aléas retenus dans le cadre des ECS, notamment pour des niveaux de séisme supérieurs au séisme de dimensionnement. Les évolutions issues des études annoncées par EDF devront garantir la résistance de ces moyens. ***L'ASN a ainsi prescrit à***

EDF de réaliser avant le 31 décembre 2013 une étude détaillée sur les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage filtration U5, en prenant en compte la robustesse aux agressions, l'efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs, l'amélioration de la filtration des produits de fission en particulier des iodes et les conséquences radiologiques de l'ouverture, notamment sur l'accessibilité du site, des locaux de crise et de la salle de commande.

- Les systèmes de communication et d'information (internes et externes) :

Dans les rapports d'ECS, EDF donne les objectifs et les principes appliqués concernant les moyens de communication permettant d'assurer la communication interne entre les équipes de crise et les locaux de regroupement et la communication avec les acteurs externes. Ces dispositifs ont pour objectifs d'alerter au plus tôt les acteurs internes et externes, tant côté EDF que pouvoirs publics, d'alerter les populations en cas d'atteinte d'un critère PPI phase réflexe, d'échanger des données entre les différents centres de gestion de crise, sur site et hors site, et d'informer le public et les médias.

EDF a indiqué que les moyens de communication utilisés lors du gréement de l'organisation peuvent être défaillants (soit à la suite d'une dégradation immédiate consécutive à l'événement initiateur soit par épuisement des batteries assurant leur fonctionnement). Afin de fiabiliser ces différents moyens de communication, EDF s'engage à réaliser une étude sur le renforcement des liaisons stratégiques avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée et résistants au séisme et inondation (i.e. totalement indépendants des moyens de communication filaires). L'objectif est d'équiper les locaux de gestion de crise de téléphones à liaison satellite et bénéficiant d'une autonomie renforcée permettant au chef d'exploitation de quart de lancer l'alerte, aux acteurs locaux et nationaux de pouvoir établir ou poursuivre leurs échanges et à la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), dès lors qu'elle devrait intervenir, d'entrer en liaison avec les intervenants du site. La FARN est un dispositif national EDF, en cours de construction, qui sera capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif est décrit plus en détails dans le paragraphe « Destruction importante des infrastructures autour des installations » § 3.1.3.

L'ASN considère que la communication est un des premiers éléments de la gestion d'une crise et qu'il est indispensable qu'EDF puisse lancer l'alerte des pouvoirs publics et, en cas de délégation du préfet, l'alerte des populations afin d'assurer leur protection, informer le personnel sur site de la situation, notamment en cas d'évacuation du site et échanger avec les équipes de crise internes et externes au site, aussi bien locales que nationales. ***Ainsi, l'ASN a prescrit à EDF d'intégrer les moyens de communication indispensables à la gestion de crise au « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées. Ces moyens comprendront notamment les moyens d'alerte des pouvoirs publics et les dispositifs d'alerte des populations en cas de déclenchement du plan particulier d'intervention en phase réflexe. Ils devront également être rendus résistants aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS.***

3.1.3 Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN demandait à EDF d'évaluer les mesures envisagées pour gérer les accidents en prenant en compte la situation telle qu'elle pourrait se présenter sur le site :

- *la destruction importante des infrastructures autour de l'installation, y compris des moyens de communication (rendant plus difficiles le soutien technique et le renfort en personnel provenant de l'extérieur du site) ;*
- *la perturbation de l'efficacité du travail (y compris l'impact sur l'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande principale et secondaire, des locaux utilisés par les équipes de crise ainsi que de tout local auquel il serait nécessaire d'accéder pour gérer l'accident) provoquée par des débits de dose élevés dans les locaux, par une contamination radioactive et la destruction de certaines installations sur le site ;*
- *la faisabilité et l'efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations) ;*
- *l'indisponibilité de l'alimentation électrique ;*
- *la défaillance potentielle de l'instrumentation ;*
- *l'impact des autres installations avoisinantes sur le site.*

- Destruction importante des infrastructures autour de l'installation :

Concernant les mesures envisagées pour gérer les accidents en cas de destruction importante des infrastructures autour de l'installation, EDF a indiqué, dans les rapports d'ECS, que son organisation de crise ne prévoit pas de dispositif spécifique permettant d'y faire face, y compris pour déblayer le site. En cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, EDF fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément des PPI spécifiques à la situation de crise, mettent en œuvre les dispositions ORSEC. Ces dispositions ont pour but de faciliter l'accès au site des équipes d'astreinte.

Afin de pouvoir faire face au cas extrême d'une défaillance totale du personnel d'astreinte ou des moyens de communication (notamment ceux vers l'extérieur) utilisés lors du gréement de l'organisation de crise, EDF a indiqué que des études complémentaires sont en cours sur :

- le renforcement en compétence de l'équipe de conduite, lui permettant de réaliser les interventions minimales nécessaires pour éviter ou retarder la fusion du cœur ;
- le renforcement des liaisons de communication avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée et résistants au séisme et à l'inondation ;
- la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) ;
- la prise en compte des conditions d'intervention des personnels de conduite, d'astreinte et de la FARN. Elles doivent permettre de garantir la sécurité et la santé des intervenants. L'aspect psychologique est pris en compte.

Dans les rapports d'ECS, EDF a présenté, dans ses grandes lignes, les exigences s'appliquant à la FARN. Ainsi, EDF prévoit que la FARN puisse :

- intervenir au bout de 24 h, en continuité et en relève des équipes de conduite qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée par des pollutions chimiques sur certains sites ;
- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la direction de l'entreprise, la direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

L'ASN considère qu'EDF n'a pas achevé l'analyse des points faibles de l'organisation en fonction de l'ampleur de l'agression externe ayant conduit à la situation de crise. De ce fait, l'ASN a pris plusieurs prescriptions concernant :

- ***la définition des actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, y compris pour les situations affectant plusieurs réacteurs et celles pouvant avoir des conséquences sur l'accessibilité et l'habitabilité des locaux de gestion de crise. EDF vérifiera que ces actions sont effectivement réalisables, y compris pour la FARN, compte tenu des conditions d'interventions susceptibles d'être rencontrées dans de tels scénarios ;***
- ***l'intégration au noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées des moyens de communication indispensables à la gestion de crise ;***

- ***la FARN. Elle devra notamment être capable d'intervenir, en moins de 24 heures avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures à compter du déclenchement de sa mobilisation. Elle se composera d'équipes et de matériels spécialisés, pour être en mesure d'assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence, y compris si un rejet massif a eu lieu. EDF précisera l'organisation et le dimensionnement de ces équipes, notamment les critères d'activation, les missions qui leur incombent, les moyens matériels et humains dont elles disposent, l'organisation mise en place pour assurer la maintenance de ces moyens matériels ainsi que leur opérabilité et leur disponibilité permanente, et enfin leurs formations et le processus de maintien de leurs compétences. Fin 2012, ce dispositif sera projetable sur le site pour intervenir sur un réacteur. Il aura une capacité d'intervention simultanée sur l'ensemble des réacteurs du site fin 2014 pour 18 sites et fin 2015 pour Gravelines.***

- Perturbation de l'efficacité du travail provoquée par des débits de dose locaux élevés, par une contamination radioactive et la destruction de certaines installations sur site :

EDF a présenté l'impact de ce type de situation sur l'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande. Ainsi, en situation d'accident grave, il peut être nécessaire, à la suite de la montée en pression du bâtiment réacteur, de dépressuriser l'enceinte par l'intermédiaire du « filtre U5 » afin de conserver son intégrité. EDF a indiqué que les études préliminaires actuelles sur l'habitabilité de la salle de commande après ouverture du système U5 conduisent à éviter une présence permanente en salle de commande dans la période qui suit son ouverture (pendant 24h).

Dans les rapports d'ECS, EDF a présenté également l'impact de ces situations sur les différents locaux utilisés par les équipiers de crise pour gérer l'accident. L'accessibilité, l'habitabilité et l'opérabilité des Locaux Techniques de Crise (LTC) sont identiques à celles des salles de commande après l'ouverture du filtre U5.

EDF a précisé, dans les rapports d'ECS, que les locaux de crise (Bloc de Sécurité (BDS), locaux de stockage des moyens de crise…) ont été conçus en l'absence d'exigences réglementaires relatives à l'inondation et au séisme alors qu'en pratique ces locaux doivent pouvoir être opérationnels en cas d'agressions externes. L'analyse menée par EDF sur la tenue des BDS au séisme montre que ces bâtiments ont en général une tenue structurelle jusqu'au SMS. L'habitabilité du BDS n'est quant à elle pas assurée, temporairement, après ouverture du dispositif U5. Sur ce dernier point, EDF s'engage, à la suite des ECS, à réaliser une étude plus globale à l'échelle d'un site pour évaluer l'habitabilité des salles de commande et du BDS ainsi que l'accessibilité du site après ouverture du dispositif U5 sur un réacteur en situation d'accident grave.

EDF a annoncé également, dans le plan d'action des rapports d'ECS, la réalisation d'études préliminaires visant à améliorer la robustesse des BDS pour assurer leur caractère opérationnel notamment en cas de séisme et de grands vents. EDF a indiqué également qu'une réflexion globale concernant les BDS sera engagée afin d'identifier les besoins pour améliorer les locaux de crise en termes d'organisation et d'habitabilité. Enfin, EDF s'engage à réaliser une étude comprenant, d'une part, un bilan par site des conditions de stockage des moyens matériels de crise et de la résistance de ces lieux de stockage aux différents types d'agresseurs envisagés (séisme, aléa climatique, inondation...) et, d'autre part, l'identification d'améliorations pour y faire face.

De plus, un nombre important d'actions est à réaliser, en salle de commande mais surtout dans les installations, pour gérer une situation H1 ou H3. Les rapports relatifs aux ECS d'EDF fournissent peu d'informations sur les conditions de réalisation de ces actions : ambiance dans les locaux (en particulier les températures qui peuvent être très élevées en l'absence de ventilations), accessibilité en cas d'agression, ressources humaines disponibles pour mener de front toutes ces actions sur toutes les installations.

Les éléments présentés par EDF dans les rapports d'ECS ne garantissent pas la résistance, l'habitabilité et l'accessibilité des locaux de gestion de crise et des salles de commande pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS et en cas d'ouverture du filtre U5. *Or, l'ASN rappelle que l'organisation de crise des sites s'appuie notamment sur des locaux qui doivent être disponibles pour assurer, dans la durée, la gestion d'une crise.*

L'ASN a donc prescrit à EDF que ces locaux de gestion de crise, situés sur le site ou à proximité de celui-ci et permettant notamment la protection du personnel, soient résistants aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS et fassent partie du « noyau dur ». Ils devront être accessibles et habitables pendant des crises de longue durée et dimensionnés pour accueillir les équipes nécessaires à la gestion du site à long terme.

L'ASN considère également que la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs du site accidenté doivent être assurées en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'éventage-filtration U5. Ainsi, l'ASN considère que tout doit être mis en œuvre pour que l'ouverture du dispositif U5 sur un réacteur n'empêche pas la gestion de l'ensemble des réacteurs du site, considérant que ceux-ci peuvent être dans un état plus ou moins dégradé à cet instant. ***A cet égard, l'ASN analysera avec attention le caractère enveloppe mais néanmoins réaliste de l'étude lancée par EDF pour apprécier les conséquences de l'ouverture du dispositif U5 sur l'habitabilité de la salle de commande, du panneau de repli et la gestion de l'ensemble du site.***

L'ASN a prescrit à EDF d'assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs d'un site en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'éventage-filtration U5 depuis leurs salles de commande, leurs panneaux de repli ou les locaux de gestion de crise.

De plus, l'ASN a prescrit à EDF de définir les actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, y compris pour les situations affectant plusieurs réacteurs et celles pouvant avoir des conséquences sur l'accessibilité et l'habitabilité des locaux de gestion de crise. EDF devra vérifier que ces actions sont effectivement réalisables compte tenu des conditions d'interventions susceptibles d'être rencontrées dans de tels scénarios. EDF prendra notamment en compte la relève des équipes de crise et la logistique nécessaire aux interventions et précisera les adaptations envisagées sur le plan matériel ou organisationnel.

Enfin, l'ASN a prescrit à EDF de lui transmettre la liste des compétences nécessaires à la gestion de crise en précisant si ces compétences sont susceptibles d'être portées par des entreprises prestataires. EDF justifiera que son organisation assure la disponibilité des compétences nécessaires en cas de crise, notamment en cas de recours possible à des entreprises prestataires.

- <u>Faisabilité et efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations)</u> :

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que l'application des procédures par les agents présents en salle de commande n'est pas affectée par une agression externe (séisme, inondation), la salle de commande étant robuste aux agressions prises en compte dans le dimensionnement. En cas d'accident grave cumulé avec une inondation ou un séisme, EDF a précisé que les équipements utilisés dans l'enceinte de confinement ne sont pas endommagés. L'équipe de conduite dispose de procédures pour faire face à cette situation et pour en gérer les conséquences (notamment la perte de la source froide). Les actions à réaliser dans les installations devront être sécurisées, notamment en cas de perte de l'éclairage des bâtiments. Les moyens de communication utilisés dans le cadre du fonctionnement normal pourraient être rendus défaillants par l'agression externe.

Comme indiqué précédemment, l'ASN considère que la défaillance des moyens de communication en situation de crise n'est pas acceptable et donc que le renforcement de ces moyens de communication est indispensable.

L'ASN a prescrit à EDF d'intégrer les moyens de communication indispensables à la gestion de crise au « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées.

Dans les rapports relatifs aux ECS, EDF a présenté les conclusions de ses analyses relatives aux situations H1 et H3. Toutefois, ces analyses ne considèrent pas qu'une agression externe puisse être à l'origine de telles situations. De ce fait, les délais présentés dans ces rapports pour les situations H1 seule et H3 seule ne sont pas représentatifs des cas où ces situations seraient induites par un séisme ou une inondation, même avec les niveaux d'agressions du référentiel actuel. En effet, il n'y a pas de requis systématique concernant la tenue au séisme et la protection contre l'inondation des équipements utilisés dans les situations H1 et H3 dans le référentiel actuel.

L'ASN a constaté certains points de faiblesse vis-à-vis de la capacité des installations à faire face à une situation H1 ou H3 de site induite par un séisme, y compris pour le niveau de séisme du référentiel actuel ou par une inondation au-delà du référentiel. ***L'ASN prend note des mesures envisagées par EDF pour améliorer la robustesse des installations vis-à-vis de ces situations et qui consistent à rendre robustes au séisme les dispositions complémentaires définies vis-à-vis de la situation H3 de site et à étudier les moyens permettant de garantir la protection des équipements H1/H3 à une inondation au-delà du référentiel. L'ASN a prescrit à EDF de fournir d'ici le 31 décembre 2013 des compléments de justification à EDF sur l'amélioration de la robustesse des installations vis-à-vis de ces situations.***

- Indisponibilité de l'alimentation électrique :

La situation de perte totale des alimentations électriques (perte des sources externes et des diesels) est une situation prise en compte dans le guide de gestion des accidents graves. Cette situation pourrait par ailleurs conduire à l'indisponibilité des moyens de télécommunications utilisés dans le cadre du fonctionnement normal. Le confinement dynamique réalisé à partir des ventilations serait perdu, en particulier la fonction de ventilation de la salle de commande principale et la filtration sur piège à iode de cette ventilation. L'habitabilité permanente de la salle de commande est garantie en dehors de l'ouverture du filtre U5, compte tenu des modifications présentées dans le rapport ECS. En cas d'utilisation du dispositif U5, elle peut être compromise de façon temporaire. A cet égard, EDF a prévu de renforcer le secours électrique de la ventilation et de la filtration de la salle de commande par le Diesel d'Ultime de Secours (DUS). En attendant la mise en œuvre de cette modification, la FARN mettra en œuvre pour le réacteur accidenté des moyens permettant le secours électrique de ces équipements.

Concernant l'habitabilité des salles de commande et comme indiqué précédemment, ***l'ASN considère qu'elle doit être assurée en cas d'événement présentant des risques pour la sécurité des opérateurs, tels que les rejets de substances dangereuses dans l'environnement ou d'ouverture du filtre U5. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.***

Comme indiqué précédemment, l'ASN considère que la perte des moyens de télécommunications n'est pas acceptable en cas de perte des alimentations électriques. Un renforcement des moyens de télécommunications doit donc être réalisé à cet égard.
L'ASN a prescrit à EDF d'intégrer dans le « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées les moyens de télécommunication nécessaires à la gestion de crise.

- Défaillance potentielle de l'instrumentation :

L'instrumentation aide à optimiser la conduite pour retarder voire empêcher l'entrée en AG si cela est possible. Dans ses rapports d'ECS, EDF a indiqué que le diagnostic et le pronostic de la situation sont réalisés par les équipes de crise sur la base de la mesure de certains paramètres identifiés. En cas de perte des alimentations électriques, l'instrumentation de détection de l'entrée en AG n'est plus disponible en salle de commande. EDF s'est engagée à secourir électriquement cette instrumentation par l'ajout d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS). Toutefois, en cas de séisme, la disponibilité de l'instrumentation utile en situation d'AG n'est pas garantie, cette instrumentation n'étant pas classée au séisme.

De plus, le capteur de pression enceinte n'étant pas secouru par le turboalternateur de secours (LLS), il est par conséquent indisponible en cas de perte des alimentations électriques. EDF prévoit de secourir électriquement ce capteur, via la FARN, afin de pallier la perte générale des alimentations électriques.

L'ASN ne considère pas satisfaisant que l'instrumentation technique nécessaire pour gérer une situation accidentelle, notamment une situation d'AG, soit perdue en cas d'agression externe. L'ASN a donc prescrit à EDF d'inclure dans le « noyau dur » l'instrumentation technique nécessaire à la gestion de crise. Cette prescription visera également l'instrumentation environnementale nécessaire à la gestion de crise pour laquelle la tenue aux agressions externes n'est également pas garantie.

- Impact des autres installations avoisinantes sur le site :

Parmi les installations industrielles implantées à proximité des sites, EDF identifie, dans les rapports d'ECS, les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) soumises à Autorisation (A) et à Autorisation avec Servitude d'utilité publique (AS). Pour les ICPE A, EDF conclut que ces installations ne présentent pas de risque d'agression pour les sites. Pour les ICPE AS, EDF s'appuie sur le périmètre du Plan de Prévention des Risques Technologiques (PPRT) de l'ICPE pour évaluer son impact sur le site et distingue deux cas :

- la distance maximale entre le site et l'ICPE AS est supérieure au périmètre du PPRT : EDF conclut alors que cette ICPE ne présente pas de risque d'agression pour le site ;
- la distance maximale séparant le site de l'ICPE AS est inférieure au périmètre du PPRT : EDF a précisé alors le type d'effets (thermiques, toxiques, surpressions) qui pourrait affecter le site.

EDF évoque également la présence d'ICPE soumises à Déclaration (D) dans l'environnement de tous les sites et indique qu'elles sont sans risque avéré pour ces derniers.

En ce qui concerne les risques engendrés par les installations industrielles internes au site, EDF identifie, suivant les sites, la présence de stations de traitement à la monochloramine, d'installations de stockage d'hydrate d'hydrazine et de diesels de tranche. EDF identifie les potentiels de danger et la nature des phénomènes dangereux associés à ces installations. Il précise également les dispositions qui seraient prises en cas d'accident.

Concernant l'identification des sources d'agression liées à l'environnement industriel interne et externe, EDF ne présente pas systématiquement, dans les rapports d'ECS, la nature des matières dangereuses, les quantités maximales mises en jeu et les distances séparant ces sources d'agression des cibles de sûreté de l'installation. Par exemple, EDF conclut, sans justification, que les ICPE A et D ne présentent pas de risque d'agression pour les sites. Les rapports d'ECS ne présentent pas non plus d'évaluation des conséquences des phénomènes dangereux associés à ces sources d'agression, potentiellement aggravés en cas de séisme ou d'inondation, sur les installations qui auraient pu être fragilisées par ce même séisme ou inondation.

EDF s'est engagée à proposer pour mi-2012 un plan d'action 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 des dispositions complémentaires de sûreté et des moyens de gestion de crise vis-à-vis d'une agression liée à l'environnement industriel. Dans le cas particulier du site de Tricastin, EDF s'est engagée à évaluer notamment l'impact des installations d'AREVA sur la centrale du Tricastin pour les situations accidentelles examinées dans les ECS. Pour la centrale de Gravelines, EDF s'est engagée à évaluer notamment l'impact de l'oléoduc enjambant le canal d'amenée de Gravelines et de sa passerelle sur le site.

Les phénomènes dangereux associés aux sources d'agression des installations industrielles, présentés dans les études de danger, ont été pris en compte dès la conception des centrales et sont réévalués périodiquement, conformément aux exigences de l'arrêté du 31 décembre 1999 [50] *et aux préconisations de la RFS I.2.d*[51] *définie par l'ASN.* ***Toutefois, l'ASN considère qu'EDF devra examiner ces phénomènes dangereux dans les situations extrêmes étudiées dans***

[50] Arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base

[51] RFS 1.2.d du 7 mai 1982 relative à la prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communication

le cadre des ECS et en tirer des conséquences quant aux dispositions complémentaires à retenir. L'ASN considère également qu'EDF devra évaluer les conséquences des phénomènes dangereux induits (explosif, thermique, toxique…) sur ses installations, compte tenu de leur état à la suite d'un séisme ou d'une inondation d'un « niveau ECS ».

L'ASN a prescrit à EDF de renforcer ses liens avec les exploitants voisins, notamment au moyen de conventions ou de système de détection et d'alerte, pour être rapidement informé de tout événement pouvant constituer une agression externe envers ses installations et pour assurer une gestion de crise coordonnée avec les exploitants d'installations nucléaires et d'ICPE voisines.

L'ASN considère également qu'EDF doit examiner les effets sur ses installations des phénomènes dangereux susceptibles de se produire sur les installations industrielles à risques situées à proximité de ses centrales nucléaires, en prenant en compte dans cet examen, les situations extrêmes étudiées dans les ECS. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Concernant les voies de communication et les canalisations de transport se trouvant dans l'environnement du site, EDF les identifie dans les rapports d'ECS et précise la nature des produits transitant dans ces canalisations. EDF conclut, pour tous les sites, que les transports de matières dangereuses peuvent présenter des risques d'agressions mais que ces risques sont limités et qu'ils respectent les objectifs de la règle fondamentale de sûreté (RFS) I.2.d relative à la prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communications. Les rapports d'ECS ne présentent pas d'évaluation des conséquences de ces phénomènes dangereux potentiellement aggravés en cas de séisme ou d'inondation, sur les installations qui auraient pu être fragilisées par ce même séisme ou inondation. EDF a indiqué que de telles évaluations sont déjà réalisées à l'occasion des réexamens de sûreté pour les différents sites en application de la RFS I.2.d et qu'elles montrent le respect des critères de la RFS. Ainsi, EDF considère que, compte-tenu des évaluations déjà réalisées et du caractère non permanent de la présence de ces matières dangereuses à proximité du site, des études complémentaires vis-à-vis des phénomènes dangereux associés aux voies de communications au-delà des référentiels ne sont pas nécessaires.

L'ASN considère néanmoins qu'EDF devra évaluer les conséquences des phénomènes dangereux liés aux voies de communication et aux canalisations, dans les situations extrêmes étudiées dans les ECS, et en tirer des conséquences quant aux dispositions complémentaires à retenir. L'ASN formulera une demande en ce sens.

3.1.4 Conclusion sur les dispositions organisationnelles prévues pour gérer un accident

L'ASN considère que l'organisation et les moyens de crise d'EDF doivent rester opérationnels pour des niveaux d'agressions très supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations et pour des conditions d'ambiance radiologique ou toxique résultant d'un accident grave affectant plusieurs installations d'un même site. En outre, l'ASN considère que ces moyens doivent présenter une grande flexibilité afin d'être en mesure de gérer des situations qui n'auraient pas été envisagées. De plus, l'ASN considère que les dispositions organisationnelles et matérielles de gestion de crise d'EDF doivent être complétées pour gérer une situation affectant plusieurs installations sur un même site, y compris en cas de destruction importante des installations environnantes §.3.1.3

L'ASN considère également qu'EDF doit réaliser une analyse de l'applicabilité des actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans les ECS, y compris pour les situations affectant l'ensemble des installations du site et celles pouvant avoir des conséquences sur l'accessibilité et l'habitabilité des locaux de gestion de crise. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

3.1.5 Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

Dans les rapports d'ECS, EDF a proposé plusieurs améliorations ou études afin de renforcer la gestion des situations accidentelles ou d'AG sur les sites. Notamment, ces améliorations portent sur :

- l'adéquation des ressources, tant humaines que matérielles, aux activités liées à la mise en œuvre des équipements du noyau dur et des équipements supplémentaires proposés à la suite des ECS. Cette étude tiendra compte des conditions d'intervention ;
- le renforcement des moyens matériels et de communication ;
- la réalisation d'une étude pour améliorer la résistance et l'habitabilité des BDS ;
- la conception d'un Centre de Crise Local présentant des exigences fortes en termes d'habitabilité et permettant une gestion plus efficace de la crise. Les exigences de conception prises en compte seront cohérentes avec celles du noyau dur ;
- le renforcement des moyens de mesures et de transmission d'informations techniques et environnementales dont météorologiques nécessaires à la gestion de la crise ;
- la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) et la définition de ses moyens matériels et humains (§ 4.2.4) ;
- la tenue fonctionnelle du dispositif U5 au séisme.

L'ASN considère que l'ensemble de ces axes d'amélioration concourront au renforcement et à la robustesse de l'organisation de gestion des situations accidentelles et d'AG sur les sites. ***Toutefois, l'ASN considère que certains des points identifiés par EDF doivent être précisés. L'ASN a donc prescrit à EDF d'intégrer dans le noyau dur :***

- ***les locaux de gestion de crise. Ils doivent notamment offrir une grande résistance aux agressions et permettre la gestion d'une crise de longue durée ;***
- ***les moyens mobiles indispensables à la gestion de crise ;***
- ***les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective sont également intégrés au noyau dur. Ils doivent être disponibles en permanence et en quantité suffisante sur les sites ;***
- ***les instrumentations technique et environnementale permettant de diagnostiquer l'état de l'installation, ainsi que d'évaluer et de prévoir l'impact radiologique sur les travailleurs et les populations ;***
- ***les moyens de communication indispensables à la gestion de crise sont inclus dans le noyau dur. Ces moyens comprennent notamment les moyens d'alerte des pouvoirs publics et les dispositifs d'alerte des populations en cas de déclenchement du plan particulier d'intervention en phase réflexe.***

Les exigences concernant la FARN devront être complétées notamment pour qu'elle soit en capacité d'intervenir en moins de 24 heures sur le site accidenté pour assurer la relève des équipes de quart et mettre en œuvre des moyens de réalimentations d'urgence, avec un début des opérations sur un site dans un délai de 12 heures après le début de leur de mobilisation. Ces équipes devront être dimensionnées pour intervenir sur un site avec 6 réacteurs, y compris sur un site pour lequel un rejet massif aurait eu lieu, et disposer notamment d'une instrumentation appropriée pouvant être déployée sur les sites à leur arrivée.

3.2 Mesures existantes pour la gestion d'un accident consécutif à la perte de la fonction de refroidissement du cœur

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents qui sont actuellement en vigueur aux différents stades d'un accident grave, en particulier consécutif à une perte de la fonction de refroidissement du cœur :

- *avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur ;*
    - *actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible ;*
    - *suppression de la possibilité d'endommagement du combustible à haute pression.*
- *après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur ;*
- *après la défaillance de la cuve du réacteur (fusion du cœur dans le puits de cuve).*

3.2.1 Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur

Dans les rapports ECS, EDF a indiqué que la démarche de sûreté, pour le parc et l'EPR, repose sur une stratégie de défense en profondeur dont l'étagement peut se résumer ainsi :

- des dispositions sont prises pour éviter les incidents ;
- si l'incident se produit, des protections ramènent le réacteur en état sûr ;
- des systèmes de sauvegarde permettent d'éviter qu'un accident plus sérieux n'entraine la fusion du cœur.

Les dispositions existantes pour éviter de rentrer en situation d'accident grave (donc avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve), notamment à la suite de situations d'inondation, de séisme ou de perte des alimentations électriques ou de source froide relèvent de la conduite incidentelle/accidentelle (CIA).

Sur le parc, les actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible visent à restaurer un moyen d'injection d'eau en cuve pour permettre, en renoyant le cœur, de refroidir le combustible et de stabiliser la situation. Les actions possibles consistent à

- restaurer le cas échéant un tableau électrique permettant l'alimentation des systèmes de sauvegarde ;
- mettre en œuvre un lignage ultime permettant l'injection d'eau dans la cuve du réacteur accidenté.

Sur l'EPR de Flamanville, les différentes lignes de défense (diesels principaux, diesels SBO, réalimentation de la bâche ASG) permettent de limiter le risque d'entrée en accident grave.

3.2.2 Après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur

Au-delà, une démarche de prise en compte des accidents graves vise, en cas de fusion du cœur, à en limiter les conséquences. Si l'entrée en accident grave n'a pu être évitée, une réorientation des priorités de la conduite est donc opérée vers la maîtrise du confinement et la réduction des rejets.

Dans le rapport ECS, EDF a indiqué les mesures existantes face aux risques identifiés lors d'une situation d'accident grave. Elles sont indiquées ci-dessous et reprises en détail, avec les mesures d'amélioration prévues ou envisagées à la suite des ECS, dans la partie relative au « Maintien de l'intégrité du confinement après endommagement du combustible dans le cœur du réacteur ».

- Risque dû à la production d'hydrogène :

Depuis fin 2007, l'ensemble des réacteurs du parc est équipé de recombineurs auto-catalytiques passifs (RAP) d'hydrogène. Sur l'EPR de Flamanville, des RAP et des dispositifs permettent de contrôler la concentration et la répartition de l'hydrogène dans l'enceinte en mettant en communication les deux parties de l'enceinte et en favorisant les mélanges par convection.

- Risque de pressurisation lente de l'enceinte :

Sur le parc, ce risque est traité par l'existence du dispositif d'éventage-filtration dit « U5 » et d'une procédure de conduite associée permettant une décompression et une filtration de l'enceinte de confinement afin de maintenir sur le long terme son intégrité. La filtration se décompose en un pré-filtre métallique intérieur enceinte et un filtre à lit de sable (commun à deux réacteurs pour le palier 900 MWe). L'ouverture de ce dispositif, qui est une mesure ultime de protection de l'enceinte de confinement, a lieu au-delà de 24 heures à partir d'une pression minimale égale à la pression de dimensionnement de l'enceinte (environ 5 bar absolu pour l'ensemble des paliers)

Sur l'EPR, le système EVU permet l'évacuation de la chaleur de l'enceinte et le contrôle de la pression de l'enceinte. Ce système de sauvegarde est constitué de 2 trains redondants et possède une chaîne de refroidissement dédiée, elle-même dotée d'une prise d'eau de secours diversifiée. En cas de perte des alimentations électriques, tout en respectant les conditions compatibles avec le fonctionnement du système d'évacuation ultime de la chaleur du bâtiment réacteur (EVU), la remise en service de ce système EVU est possible pendant un délai de 2 jours afin d'écarter le risque de défaillance de l'enceinte. Enfin, la tenue de l'enceinte est préservée pendant 3 jours après l'initiateur si l'EVU n'est pas mis en service.

- Risque de défaut d'étanchéité de l'enceinte de confinement :

Sur le parc, la confirmation de l'isolement des traversées de l'enceinte est demandée dès l'entrée en accident grave au titre des actions immédiates. Des actions de surveillance de l'activité sont menées afin, le cas échéant, de mettre en œuvre des actions de restauration. La disposition de conduite U2, qui fait partie de la conduite incidentelle/accidentelle (CIA) est applicable en situation d'AG. Elle a pour but de surveiller et de restaurer si besoin le confinement de l'enceinte (notamment par isolement des zones concernées, réinjection des effluents fortement radioactifs,…).

Sur l'EPR, la conception de l'enceinte et des bâtiments périphériques est telle qu'il n'existe pas de chemin de fuite direct de l'enceinte de confinement vers l'environnement. Les ventilations des bâtiments sont secourues par les diesels principaux et les diesels SBO.

- Risque d'échauffement direct de l'enceinte :

Pour éviter un échauffement direct de l'enceinte, qui résulterait d'une rupture de la cuve en pression, la conduite AG sur le parc demande de dépressuriser le primaire par ouverture des lignes de décharge du pressuriseur dès l'entrée en accident grave.

Sur l'EPR, deux lignes de décharge du circuit primaire redondantes permettent de dépressuriser le circuit primaire et d'éviter le risque d'une rupture de la cuve à haute pression susceptible de conduire à la perte de l'intégrité de l'enceinte par échauffement direct de l'enceinte. L'opérateur dispose d'une heure après l'entrée en accident grave pour ouvrir ces lignes, qui sont alimentées par les batteries 12h.

3.2.3 Après le percement de la cuve du réacteur

Aux risques indiqués ci-dessus, s'ajoute le risque de percée du radier faisant suite à la rupture de la cuve contenant le corium.

Sur le parc, EDF a indiqué dans les rapports ECS que la restauration d'un appoint en cuve et la dépressurisation du primaire demandée à l'entrée en accident grave permettant aux appoints basse pression de débiter dans le circuit primaire contribuent à renoyer le cœur et, si elles interviennent à temps, à arrêter la fusion de celui-ci et éviter la percée de la cuve. Le renoyage du corium en cuve ou l'injection d'eau dans le puits de cuve via la cuve percée pour maintenir le corium noyé, permettent de limiter le risque de percée du radier, ou à défaut d'en retarder l'occurrence. Le guide de gestion des accidents graves définit les conditions d'injection d'eau, notamment vis-à-vis des risques de perte précoce du confinement. Les systèmes de sauvegarde de la tranche accidentée étant probablement perdus à l'entrée en AG, des lignages dits "ultimes" peuvent être mis en œuvre par les équipes de crise pour noyer le corium.

Il existe également, pour les réacteurs du parc, un risque d'explosion vapeur hors cuve. EDF a précisé dans les rapports ECS des réacteurs du parc qu'un programme de recherche international est en cours pour caractériser les conditions d'occurrence et l'intensité de tels phénomènes. EDF a indiqué également que les études disponibles montrent une bonne capacité de l'enceinte à résister aux chargements résultant d'une explosion vapeur. Son intégrité ne serait donc probablement pas remise en cause dans cette situation.

Pour l'EPR de Flamanville, le rapport ECS indique que le récupérateur de corium, situé dans un compartiment dédié en périphérie du puits de cuve, est destiné à collecter le corium et à assurer son refroidissement et sa stabilisation. Ainsi, la prévention du percement du radier repose sur un puits de cuve et un récupérateur secs à l'arrivée du corium, sur la collecte et l'étalement du corium et sur le refroidissement passif du corium après étalement. A plus long terme, le système EVU utilisé en mode aspersion permet d'évacuer la puissance résiduelle du corium.

3.3 Maintien de l'intégrité du confinement après endommagement du combustible dans le cœur du réacteur

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF d'étudier les moyens de prévenir et de gérer :

- *une perte de la fonction de refroidissement du cœur ;*
- *une perte d'intégrité du confinement, notamment de l'enceinte de confinement.*

Le cahier des charges de l'ASN précisait que l'exploitant devait décrire les mesures de gestion des accidents graves et les éléments de conception de l'installation permettant de protéger l'intégrité du confinement après endommagement du combustible.

Le cahier des charges de l'ASN précisait aussi qu'il convenait :

- *d'identifier tout effet falaise et d'évaluer le délai avant qu'il ne se produise ;*
- *d'évaluer l'adéquation des mesures de gestion existantes, y compris les guides de gestion des accidents graves, et les possibles mesures complémentaires.*

Les risques induits par ces situations et les moyens de gestion des accidents graves permettant leur maîtrise et la limitation de leurs conséquences sont présentés ci-dessous, en décrivant les moyens existants et les moyens complémentaires envisagés à la suite des ECS.

3.3.1 Élimination du risque d'endommagement ou de fusion du cœur sous haute pression

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire en particulier les mesures de gestion des accidents graves pour supprimer toute possibilité d'endommagement du combustible à haute pression. En effet, en situation d'accident de fusion du cœur survenant sur un réacteur de type REP et lorsque la dépressurisation du circuit primaire n'est pas assurée (absence de brèche sur le circuit primaire et de refroidissement par le circuit secondaire), la fusion peut se dérouler à pression élevée : c'est ce qu'on appelle la fusion en pression.

Dans les rapports ECS, EDF a indiqué, pour le parc, que la prévention des séquences de fusion en pression repose sur l'ouverture volontaire des tandems de soupapes SEBIM du pressuriseur. Cette ouverture des trois tandems de soupapes induit une dépressurisation rapide du primaire qui élimine le risque d'avoir une cuve fortement pressurisée lors de la percée de la cuve et le risque de perte du confinement par échauffement direct de l'enceinte. L'ouverture des tandems de soupapes est demandée dans la plupart des situations bien avant l'entrée en accident grave sur un critère de surchauffe primaire. En situation de perte totale des alimentations électriques, cette ouverture est demandée en cas de perte de l'alimentation des générateurs de vapeur par la TPS ASG. La confirmation de cette ouverture est demandée par les documents de conduite en accident grave.

EDF a indiqué que l'ouverture et le maintien ouvert des soupapes SEBIM permet d'éviter une fusion du cœur alors que le circuit primaire une pression élevée, ce qui pourrait conduire à une pressurisation importante de l'atmosphère de l'enceinte de confinement par pulvérisation fine du combustible lors de la rupture de la cuve (phénomène d'échauffement direct de l'enceinte ou direct containment heating DCH en anglais). Pour assurer cette fonction « dépressurisation du circuit primaire », EDF a précisé dans les rapports d'ECS que la conception actuelle de la commande à distance des soupapes SEBIM du pressuriseur nécessite une alimentation électrique permanente de leurs électro-aimants et ainsi la disponibilité de la source électrique et des câbles d'alimentation. Une modification matérielle pour fiabiliser l'ouverture des soupapes SEBIM, décidée avant l'accident de Fukushima et déjà réalisée sur certains réacteurs, est prévue pour les prochaines Visites décennales (VD) de chaque réacteur. Pour en améliorer la robustesse, la solution retenue par EDF est le remplacement de la commande à distance monostable (électroaimant) par une commande bistable (accrochage magnétique sur la commande par électroaimant).

En complément, la modification proposée par EDF à l'issue des ECS vise aussi, en situation de perte totale des sources électriques et d'épuisement des batteries, à commander directement les électro-aimants des soupapes depuis les locaux de relayage, à partir d'un nouveau Moyen Mobile de Sûreté autonome. La conduite est ainsi simplifiée et permet de s'affranchir de tout problème d'autonomie des batteries et de tenue à l'irradiation de l'alimentation électrique des électro-aimants des soupapes. *L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.*

Dans le rapport d'ECS du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF a indiqué que l'EPR dispose, à la conception, de deux lignes de décharge du circuit primaire redondantes permettant de dépressuriser le circuit primaire et d'éviter le risque d'une rupture de la cuve à haute pression susceptible de conduire à la perte de l'intégrité de l'enceinte par échauffement direct de l'enceinte. L'exploitant dispose d'une heure après l'entrée en accident grave pour ouvrir ces lignes qui sont alimentées par des batteries ayant 12 heures d'autonomie. *L'ASN considère cette disposition satisfaisante dans son principe ; elle sera instruite dans le cadre de la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3.*

3.3.2 Gestion du risque hydrogène dans l'enceinte de confinement

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir toute déflagration ou détonation d'hydrogène (inertage du confinement, recombineurs ou igniteurs). Dans le cadre des études sur les accidents graves des REP, le risque hydrogène est défini comme la possibilité d'une perte de l'intégrité du confinement du réacteur ou de ses systèmes de sûreté à la suite d'une déflagration d'hydrogène.

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que l'hydrogène peut être produit au cours de différentes phases d'un accident :

- en cuve, lors de la phase de dégradation du cœur du fait de l'oxydation des gaines des éléments combustibles et des autres matériaux présents dans la cuve ;
- hors cuve, lors de l'interaction corium/béton.

L'hydrogène ainsi produit est relâché dans l'enceinte (par la brèche sur le circuit primaire, par le réservoir de décharge du pressuriseur ou par le bain de corium) où il est ensuite brassé par les mouvements de convection. Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que des Recombineurs Auto-catalytiques Passifs (RAP) ont été installés sur l'ensemble du parc en exploitation afin de diminuer la concentration d'hydrogène dans le bâtiment réacteur (BR) en cas d'accident grave. Cette installation est effective depuis fin 2007. Des dispositions de conduite associées sont d'application sur les sites. A l'issue des ECS, EDF s'est engagée à étudier le risque hydrogène dans les autres bâtiments périphériques de l'enceinte des réacteurs. L'étude du risque hydrogène dans l'espace entre enceintes des réacteurs de 1300 MWe est en cours dans le cadre du réexamen de sûreté associé à leur troisième visite décennale.

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que l'effet falaise potentiel associé à la présence d'hydrogène dans l'enceinte serait une perte du confinement du BR en cas d'inflammation d'un nuage à forte concentration d'hydrogène dans le BR. Les recombineurs permettent d'exclure la perte du confinement par déflagration lente en limitant la quantité d'hydrogène dans le BR en cas d'accident grave. EDF a souligné que la probabilité d'occurrence de tels phénomènes est extrêmement faible compte tenu, en particulier, des caractéristiques géométriques de l'enceinte. Cette dernière est en effet d'une géométrie relativement « ouverte » qui favorise le brassage de l'hydrogène et limite donc le risque de formation de nuage à forte concentration d'hydrogène. La mise en place des RAP, en diminuant la quantité d'hydrogène présente dans l'enceinte à un instant donné, réduit la probabilité et les conséquences de tels phénomènes. *L'ASN considère cependant que les études de R&D en cours doivent se poursuivre pour approfondir la connaissance de ces phénomènes.*

Dans le rapport d'ECS de l'EPR de Flamanville, EDF décrit les dispositions de conception prévues : le contrôle de la concentration en hydrogène s'appuie sur deux types de dispositifs : des recombineurs auto-catalytiques passifs répartis dans le bâtiment réacteur, ainsi que des volets et des disques de rupture et de convection assurant, par leur ouverture, une convection naturelle dans le bâtiment réacteur et donc l'homogénéisation de l'atmosphère de l'enceinte. *Ces dispositions sont jugées satisfaisantes par l'ASN à ce stade de l'instruction qui se poursuit en vue de la mise en service du réacteur EPR de Flamanville.*

3.3.3 Prévention d'une surpression de l'enceinte de confinement

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir une surpression de l'enceinte de confinement.

La montée lente en pression de l'enceinte de confinement (liée à la vaporisation de l'eau des puisards et éventuellement à la formation d'incondensables provenant de la décomposition du béton du radier par le corium, en cas d'ICB), peut conduire au dépassement de sa pression de dimensionnement et à terme à la perte de son intégrité.

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que, sur le parc, le délai avant perte du confinement par dépassement des caractéristiques mécaniques de l'enceinte de confinement, varie de un à plusieurs jours suivant les hypothèses prises pour les études. EDF considère que ce délai laisse le temps à l'opérateur d'engager une action pour éviter la ruine de l'enceinte tout en maîtrisant au mieux les rejets radioactifs. C'est pour éviter, quelles que soient les circonstances, une rupture de l'enceinte par surpression, qu'ont été élaborées pour le parc en exploitation les règles de conduite U5 qui amènent un moyen pour limiter la pression à une valeur légèrement inférieure à la pression de dimensionnement des enceintes de confinement à l'aide d'un dispositif de décompression et de filtration associée. La conduite d'une telle situation privilégie un rejet filtré au travers d'un dispositif éventuellement refermable. La dépressurisation du bâtiment réacteur se fait par l'ouverture de deux vannes manuelles.

Dans les rapports d'ECS, EDF a précisé que pour écarter tout risque de combustion d'hydrogène dans le dispositif U5, qui pourrait être induit par une condensation de la vapeur dans la tuyauterie, il existe un système de préchauffage (conditionnement de la ligne d'éventage). Ce conditionnement est perdu en cas de perte totale des alimentations électriques (PTAE). Bien que des dispositions soient prises pour limiter le risque de combustion d'hydrogène dans la ligne d'éventage U5 (détente en amont de la ligne limitant le risque de condensation, présence de recombineurs permettant de limiter fortement la concentration en hydrogène), EDF s'est engagée à réexaminer le risque hydrogène et ses conséquences éventuelles sur le dispositif U5.

L'ASN considère que cet examen doit notamment porter sur l'impact de l'oxygène préexistant dans la tuyauterie U5 et sur le risque de déflagration d'hydrogène et ses conséquences éventuelles à la sortie du dispositif U5. L'ASN considère également que, pour le palier 900 MWe, EDF doit étudier l'utilisation simultanée du dispositif U5, qui est commun à deux réacteurs. L'ASN a prescrit à EDF d'étudier les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage-filtration U5 en prenant en compte la robustesse aux agressions, l'efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs de 900 MWe, ainsi que l'amélioration de la filtration des produits de fission.

Pour ce qui concerne la mise en œuvre d'une action d'éventage-filtration, EDF a précisé dans les rapports ECS des réacteurs du parc, que le risque de surpression de l'enceinte de confinement est pris en compte dans le guide de gestion des accidents graves. L'ouverture du filtre U5 ne doit pas intervenir avant 24 heures après l'entrée en AG de manière à permettre le dépôt des aérosols dans l'enceinte de confinement. Cette conduite est mise en œuvre après décision concertée (équipes de crise EDF, ASN, IRSN et pouvoirs publics).

Dans le rapport d'ECS de l'EPR de Flamanville, EDF décrit le système EVU qui permet l'évacuation de la chaleur de l'enceinte et le contrôle de sa pression. La puissance résiduelle est transférée vers la source froide ultime dédiée SRU. La limitation de la pression est réalisée grâce à la fonction aspersion de l'EVU, l'eau étant aspirée dans l'IRWST, via les buses situées au niveau du dôme du bâtiment réacteur. L'EVU est composé de deux trains indépendants dans des bâtiments de sauvegarde séparés. La source froide ultime SRU, également composée de deux trains indépendants, est diversifiée : elle peut aspirer l'eau de mer soit depuis la station de pompage soit depuis le bassin de rejet si la station de pompage est indisponible. La tenue de l'enceinte est préservée pendant 3 jours si l'EVU n'est pas mis en service.

Au titre de l'ECS de l'EPR, pour éviter l'effet falaise lié à la perte prolongée des alimentations électriques, EDF a proposé l'ajout d'un dispositif mobile et indépendant d'appoint en eau dans le bâtiment réacteur via les buses de l'aspersion de l'EVU. Ce dispositif consiste en l'ajout de commandes de vannes déportées, la mise en œuvre d'une motopompe et l'utilisation de la réserve d'eau SEA. Cette disposition serait mise en œuvre dans un délai de 48 heures ; ce délai est cohérent avec la mise en place de moyens mobiles importants. Cette disposition permet d'étendre la période de grâce à 5 jours vis-à-vis des limites de tenue de l'enceinte, pour récupérer une alimentation électrique et une source froide afin de rétablir les fonctions du système EVU. *L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.*

Compte tenu des éléments qui précèdent relatifs au système EVU, la mise en place d'un système d'éventage-filtration n'est pas prévue par EDF à la conception, ni dans le rapport d'ECS de l'EPR de Flamanville. *L'ASN considère cependant, au-delà de la modification proposée par EDF, que l'accident de Fukushima nécessite de ré-analyser ce choix de conception en cas d'impossibilité à long terme de restaurer une source froide. Ce point est repris au paragraphe « Dispositions envisagées pour renforcer le maintien de l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible »* (§ 3.3.10).

3.3.4 Prévention du risque de re-criticité

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir le risque de re-criticité. En effet, la géométrie des assemblages combustible, la présence et la disposition des barres de contrôle et des absorbants neutroniques, la teneur en bore de l'eau du circuit primaire et de la bâche PTR (IRWST pour l'EPR) ont été étudiées à la conception pour écarter le risque de re-criticité dans le cas des accidents de dimensionnement.

Cependant, en cas d'accident grave, à la suite de la perte du réfrigérant primaire consécutive à l'indisponibilité de tous les systèmes de sauvegarde, le cœur s'échauffe et peut commencer à fondre. Sans récupération rapide du réfrigérant primaire, le combustible et la structure du cœur se dégradent, le cœur perd sa géométrie, forme progressivement un lit de débris et/ou un bain de corium qui, par la suite, se relocalise dans le plénum inférieur de la cuve ou perce le fond de la cuve pour atteindre le puits de cuve. Les marges initiales à la re-criticité pourraient alors être sensiblement réduites.

Dans les rapports ECS, EDF a indiqué qu'il a mené des études de réactivité pour analyser le risque de retour à la criticité pour différentes configurations de corium, compact ou fragmenté, en cuve ou dans le puits de cuve, sur la base d'hypothèses réalistes (voire conservatives pour certaines). Ces études concluent :

- que le risque de criticité est nul lorsque le corium est non fragmenté dans l'eau ;
- que le risque de criticité est écarté lorsque de l'eau borée est injectée à la concentration minimale en bore de la bâche PTR.

Corium en cuve :

EDF a indiqué, dans le rapport d'ECS, que le guide de gestion des accidents graves interdisant l'injection d'eau non borée tant que le corium est en cuve, le risque de re-criticité est écarté pour les configurations de corium en cuve. *Ce point n'appelle pas de remarque de la part de l'ASN.*

Corium dans le puits de cuve :

Dans les rapports ECS, EDF a indiqué qu'après la percée de la cuve, l'injection d'eau claire pourrait être envisagée après analyse et recommandation de l'équipe de crise. Le risque de re-criticité est écarté à court terme, car la forte vaporisation de l'eau au contact du corium va dans le sens d'une diminution de la réactivité (augmentation du taux de vide).

A plus long terme, lorsque le lit de débris est refroidissable et qu'il y a peu ou pas de vaporisation (taux de vide faible), la présence importante de produits de fission neutrophages et l'incorporation de béton vont dans le sens d'une diminution importante de la réactivité.

Toutefois, la démonstration de l'innocuité d'une injection d'eau claire n'est pas partagée par EDF et l'IRSN ; il convient donc de disposer d'appoints en eau borée à long terme.

Sur l'EPR de Flamanville, comme précisé dans le rapport d'ECS de ce réacteur, des dispositions sont prises pour garantir un puits de cuve sec et une zone d'étalement sèche. *Le caractère suffisant de ces dispositions sera instruit par l'ASN dans le cadre de la mise en service de l'EPR.*

3.3.5 Prévention du percement du radier

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir le risque de percement du radier des bâtiments réacteurs.

Noyage du corium en cuve

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que le maintien du corium en cuve permet d'éviter la phase d'interaction corium-béton hors cuve et à ce titre contribue à l'objectif de maintien de l'intégrité du confinement. La stabilisation de la situation en cuve nécessite de restaurer un moyen d'injection d'eau borée au circuit primaire dans un délai suffisamment court pour éviter la rupture de la cuve, c'est-à-dire avant que l'endommagement du cœur ne soit trop avancé pour permettre son refroidissement en cuve.

Les stratégies de maintien du corium en cuve reposent sur :

- la mise en œuvre d'un appoint d'eau borée au circuit primaire ;
- l'utilisation de la fonction recirculation à terme pour maintenir durablement le cœur noyé.

EDF a précisé que les possibilités de maintien du corium en cuve sont envisagées sur le parc en situation d'accident grave à partir des systèmes existants non spécifiquement conçus pour la gestion des accidents avec fusion du cœur et en fonction de leur disponibilité. Il est considéré que :

- pour permettre la stabilisation de la situation en cuve par injection en cuve, celle-ci doit être restaurée avant la formation d'un bain de corium significatif dans le cœur, et en tout état de cause, avant la relocalisation du corium dans le fond de cuve ;
- en cas de présence d'eau dans le puits de cuve permettant le refroidissement externe de la cuve, l'injection d'eau en cuve peut permettre la stabilisation de la situation si elle est restaurée avant ablation significative de la paroi de la cuve. Il est précisé que le noyage du puits de cuve résulte, en l'état actuel des réacteurs, du fonctionnement de l'aspersion de l'enceinte (EAS), lorsque celle-ci est disponible, par ruissellement de l'eau d'aspersion vers le puits de cuve.

En pratique, l'injection d'eau borée en cuve par un appoint ligné en aspiration directe sur la bâche PTR, cette dernière étant si possible réalimentée, est privilégiée pour maintenir le cœur noyé tout en retardant l'instant de passage en recirculation.

A l'issue des ECS, EDF prévoit que les moyens d'injection au primaire soient secourus par un diesel d'ultime secours. ***Une prescription de l'ASN porte sur la composition du noyau dur dont ces systèmes devront faire partie.***

Noyage du corium dans le puits de cuve

Dans l'hypothèse de la rupture de la cuve, le corium se déverse dans le puits de cuve. Dans les rapports des ECS, EDF a indiqué la stratégie actuellement mise en place sur le parc en exploitation consistant à injecter de l'eau :

- par apport d'eau postérieur à la rupture de la cuve, à l'aide d'un appoint au primaire par la brèche en fond de cuve, conformément à la conduite en accident grave. Par ailleurs, lorsque le puits de cuve est initialement sec ou faiblement noyé, le risque d'explosion de vapeur est jugé faible. Selon EDF, les conclusions du programme MCCI (Molten core concrete interaction) réalisé sous l'égide de l'OCDE confortent cette stratégie de renoyage hors cuve. Ce programme scientifique international dédié à la capacité à refroidir le mélange corium-béton, a permis de montrer, à échelle expérimentale, qu'un bain de corium peut être stabilisé par une injection d'eau ;

- par le noyage du puits de cuve préalable à la rupture cuve, lié au fonctionnement du système d'aspersion du bâtiment réacteur (EAS) s'il est disponible avant l'entrée en accident grave. Le noyage du puits de cuve, s'il est réalisé jusqu'au niveau du fond de cuve, permet de réduire significativement le risque de percée du radier. En effet, la rétention d'une partie du corium refroidi dans la cuve et le contact du corium avec l'eau du puits de cuve réduisent la quantité de corium qui va contribuer à l'interaction corium béton (ICB).

Dans les rapports d'ECS, EDF a indiqué que la stratégie de mitigation actuelle, visant à injecter de l'eau avant ou après la percée de la cuve, devrait permettre de ralentir, voire d'éviter, la percée du radier. Des essais complémentaires d'interaction corium-béton (essais CCI-7) sont prévus en 2012 pour confirmer la stabilisation possible d'un bain de corium au moyen d'un renoyage par le haut. Toutefois, *l'ASN considère que la transposition à l'échelle d'un réacteur n'est pas directe et nécessite l'utilisation de codes de calculs. Il est donc délicat à ce jour de tirer des conclusions complètes sur la situation d'un réacteur. Il convient de poursuivre la R&D et les essais dans ce domaine.*

Dans le rapport d'ECS du réacteur EPR de Flamanville, EDF a indiqué que ce réacteur disposera d'un récupérateur de corium permettant son étalement et son refroidissement. Le noyage passif du corium étalé dans le récupérateur et l'évacuation de la puissance résiduelle par le système ² permettent ainsi d'assurer la protection du radier à long terme. *La conception détaillée du système EVU sera étudiée par l'ASN dans le cadre de la mise en service de l'EPR.*

Risques d'effets falaise et moyens de mitigation

Dans les rapports ECS, EDF a indiqué que les effets falaises susceptibles de compromettre, sur le parc, le maintien du corium en cuve sont :

- la perte des alimentations électriques à long terme ; la parade est la restauration d'un appoint en cuve par un moyen diversifié (motopompe thermique par exemple) ;
- la non restauration de la fonction recirculation après épuisement des réserves d'eau borée. Ce délai est de plusieurs jours. Une limitation du débit d'injection au strict besoin d'évacuation de la puissance résiduelle ainsi que la réalimentation de la bâche PTR en eau borée permettrait d'allonger ce délai.

En situation de perte totale des alimentations électriques (situation H3) de longue durée cumulée avec la perte de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (vidange de la bâche ASG), aucun des moyens d'injection actuels ne permettrait de noyer le corium en cuve et dans le puits de cuve. En conséquence des ECS, EDF envisage, pour le parc, le recours à une motopompe thermique permettant l'injection de l'eau de la bâche PTR dans le circuit primaire. EDF a précisé que ce recours sera intégré dans les moyens de la FARN.

Pour le parc, en plus de ces dispositions de prévention, l'examen des parades à la dissémination de produits radioactifs par la « voie eau », c'est-à-dire une potentielle contamination des nappes d'eau souterraines par des rejets radioactifs liquides est en cours. *Cette instruction, débutée avant Fukushima dans le cadre de la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc au-delà de 40 ans, tient compte de l'avis du Groupe Permanent d'experts qui s'est réuni en juin 2009 sur ce sujet et qui avait été suivi de demandes de l'ASN.*

Dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté faisant suite à l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'accélérer les études répondant aux demandes de l'ASN par rapport au planning initialement demandé par l'ASN à la suite du GP de 2009. Ces études, spécifiques à chaque site, comportent des études hydrogéologiques fondées sur des mesures in situ et des études de faisabilité de dispositions techniques, de type enceintes géotechniques ou équivalent, visant à retarder le transfert de contamination vers la nappe phréatique. EDF s'est engagée à fournir ces études en 2012 ou 2013 selon les sites. *Compte tenu de leurs conditions défavorables en cas de pollution, l'ASN considère que les sites de Fessenheim, Bugey et Civaux sont prioritaires.*

L'ASN a prescrit à EDF d'accélérer la remise des études hydrogéologiques. En outre, la possibilité d'installation de parades au percement des radiers et à la pollution des sols fait partie des thèmes en cours d'instruction dans le cadre plus général des réexamens décennaux. Dans ce

cadre, l'ASN a prescrit à EDF de transmettre à l'ASN une étude de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques visant à s'opposer au transfert de contamination radioactive vers la nappe phréatique en cas d'accident grave ayant conduit au percement de la cuve par le corium.

Pour le cas particulier des réacteurs de Fessenheim, l'épaisseur du radier, égale à 1m50, est la plus faible du parc (contre 3 à 4 mètres pour la majorité des réacteurs du parc). Dans la situation actuelle, EDF estime que la durée de percement du radier à la suite d'un accident grave avec fusion du combustible et percement de la cuve pourrait être de l'ordre de la journée dans le pire des cas (dysfonctionnement de tous les systèmes de sauvegarde). En juillet 2011 dans le cadre de la poursuite d'exploitation au-delà de 30 ans du réacteur n°1 de Fessenheim et sans préjudice des conclusions des ECS.

L'ASN a prescrit à EDF le renforcement du radier de Fessenheim, avant le 30 juin 2013 afin d'augmenter très fortement sa résistance au corium en cas d'accident grave. Le dossier a été remis par EDF le 9 décembre 2011 et sera examiné par l'ASN en 2012.

3.3.6 Fourniture d'électricité et d'air comprimé pour le fonctionnement des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de se positionner également sur les moyens électriques utilisés par les équipements destinés à la préservation de l'intégrité du confinement des bâtiments réacteurs.

EDF a indiqué dans les rapports ECS qu'un nombre limité de matériels est nécessaire pour maîtriser directement la préservation de l'intégrité du confinement en « accident grave » sur le parc. Ce sont les vannes d'isolement de l'enceinte et la mesure de pression de l'enceinte en gamme large dont l'information permet de définir le moment de l'ouverture éventuelle du filtre U5.

A l'issue des ECS, EDF a décidé de secourir l'alimentation électrique de l'ensemble de ces matériels par un diesel d'ultime secours qui sera ajouté sur chaque réacteur. En attendant la mise en œuvre de cette modification, un secours électrique (groupe électrogène mobile) sera installé par la FARN sauf pour les vannes d'isolement de l'enceinte. Une ITS (Instruction Temporaire de Sûreté) pour demander la fermeture manuelle de ces vannes avant l'entrée dans le GIAG sera proposée par EDF. ***Ceci est jugé satisfaisant par l'ASN.***

3.3.7 Instrumentation requise pour protéger l'intégrité du confinement

La gestion de la pression dans l'enceinte est réalisée par la surveillance de la mesure de pression enceinte en gamme large. Cette surveillance aide à choisir l'instant de l'ouverture du dispositif U5 lorsque la pression dans le bâtiment réacteur dépasse un seuil.

EDF a indiqué dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc que la mesure de la pression primaire sur tous les paliers, ainsi que les mesures de pression de l'enceinte en gamme large sur Fessenheim, les paliers CPY et N4 sont secourues électriquement via le turboalternateur LLS. En complément, à l'issue des ECS sur le parc, EDF s'est engagé à réaliser une étude de faisabilité du secours électrique à court terme (inférieur à 24 heures) de la pression de l'enceinte pour les réacteurs du CNPE de Bugey et du palier 1300 MWe à l'échéance de fin 2012.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc, EDF a précisé que dans les situations de perte totale de sources électriques, la mesure de pression dans l'enceinte est perdue. Il est alors possible de se baser sur des abaques de cinétique de la pressurisation de l'enceinte, disponibles pour les différents paliers de réacteur du parc. Dans les situations de perte totale de sources électriques, la tranche ayant perdu tous ses moyens d'injection d'eau sur le cœur, la pressurisation de l'enceinte est lente, l'ouverture du dispositif d'éventage U5 a donc lieu au bout de plusieurs jours. Ce délai peut être mis à profit pour restaurer les sources électriques de la tranche ou mettre en place des moyens mobiles apportés par la FARN.

EDF a indiqué que le diesel d'ultime secours permettra de secourir électriquement l'instrumentation permettant la mise en œuvre de la conduite en accident grave. Ceci est satisfaisant sur le principe.

L'ASN examinera la complétude des informations secourues par le DUS sur la base des propositions qui seront faites par EDF pour le noyau dur.

Dans cette attente, l'ASN considère en outre qu'il convient de permettre aux équipes de conduite d'accéder à la mesure de la pression dans l'enceinte et de la pression dans la cuve dès les premières heures en toutes circonstances, sans attendre la FARN. En complément, EDF s'est engagée à garantir, dès les premières heures d'un accident, la disponibilité des mesures de pression primaire et de pression dans l'enceinte, y compris en cas de défaillance du turboalternateur LLS, par la mise en place d'un petit groupe électrogène en attendant la mise en place du diesel d'ultime secours.

En ce qui concerne la robustesse de cette instrumentation, EDF a indiqué dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc que celle-ci ne présente pas de risque d'indisponibilité en situation d'inondation mais qu'elle n'est pas classée vis-à-vis du séisme. EDF étudiera sa tenue au séisme en fonction des conclusions qui seront tirées sur le contenu du noyau dur.

Par ailleurs, l'installation d'une instrumentation dédiée à la gestion des accidents graves permettant de détecter la percée de la cuve et de détecter la présence d'hydrogène dans l'enceinte est actuellement prévue dans le cadre des troisièmes visites décennales (VD) pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe et des VD1 pour les réacteurs de 1450 MWe. ***Ces éléments sont considérés par l'ASN comme des éléments permettant de faciliter la gestion de la situation par l'exploitant et les pouvoirs publics.***

L'ASN a prescrit une accélération de la mise en place de ces instrumentations, qui devront être redondantes.

3.3.8 Capacité à gérer plusieurs accidents simultanés de fusion de cœur ou d'endommagement de combustible dans différentes unités du même site

Faisabilité des actions immédiates du GIAG

Dans l'hypothèse d'un événement entrainant de manière simultanée la perte totale des alimentations électriques et des moyens de refroidissement du circuit primaire sur l'ensemble des réacteurs d'un site, *l'ASN considère qu'il convient de garantir, pour chaque réacteur, la faisabilité de l'ensemble des actions immédiates prévues par le GIAG, en particulier la dépressurisation du circuit primaire, avec les équipes de conduite et de crise présentes sur le site.*

A cet égard, à l'issue des ECS, EDF s'est engagée à étudier l'adéquation des ressources, tant humaines que matérielles, aux activités liées à la mise en œuvre des équipements du noyau dur (dont actions immédiates du Guide d'Intervention en Accident Grave) et des équipements supplémentaires proposés à la suite des ECS.

Les principales étapes de cette étude sont les suivantes :

- recensement des missions à assurer (gestion de crise, conduite des installations, …) sur toutes les tranches ;
- recensement des activités à réaliser avec leurs principales caractéristiques de durée, de conditions d'intervention,… ;
- prise en compte des dispositifs matériels supplémentaires à mettre en œuvre, avec prise en compte dès leur conception des contraintes liées à leur mise en œuvre ;
- vérification finale de l'adéquation des ressources humaines (nombre et compétences) vis-à-vis de l'ensemble des activités à mener ;
- identification des besoins éventuels de formation complémentaire.

EDF informera l'ASN, fin 2012, de l'avancement de ses travaux, notamment en ce qui concerne le caractère suffisant de l'effectif présent sur le site.

Habitabilité de la salle de commande

La situation considérée sur le parc pour évaluer l'habitabilité de la salle de commande en cas d'accident grave est un scenario de fusion du cœur initié par une perte totale des alimentations électriques, avec ouverture du système de décompression et de filtration de l'enceinte (U5) 24 heures après l'entrée dans le GIAG.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc, EDF a indiqué que les études préliminaires actuelles, basées sur des hypothèses pénalisantes (l'injection de soude permettant le maintien en condition basique des puisards du Bâtiment Réacteur n'est pas prise en compte et la ventilation filtration DVC de la salle de commande est supposée hors service), conduisent à envisager une présence non permanente d'opérateurs dans les salles de commande dans la période qui suit l'ouverture du système U5 (pendant 24 heures) tout en maintenant le contrôle et la surveillance des installations par des dispositions complémentaires.

En conséquence, à la suite de l'accident survenu sur le site de Fukushima au Japon, parmi les mesures possibles de limitation des conséquences radiologiques, EDF envisage la mise en place d'un système permettant de garantir le caractère basique de l'eau des puisards du Bâtiment Réacteur et de réduire ainsi la quantité maximale d'iode organique susceptible d'être émise lors d'un accident.

De plus, EDF a prévu de renforcer le secours électrique de la ventilation-filtration de la salle de commande (circuit DVC) par le Diesel d'Ultime Secours (DUS). En attendant la mise en œuvre de cette modification, la FARN mettra en œuvre des moyens permettant le secours électrique de ces équipements.

En conclusion, l'ASN considère que tout doit être mis en œuvre pour que l'ouverture du dispositif U5 sur un réacteur n'empêche pas la gestion de l'ensemble des réacteurs du site, en considérant que ces réacteurs peuvent être dans un état plus ou moins dégradé à cet instant et qu'ils doivent donc être gérés. A cet égard, l'évacuation du site, si elle est prolongée, ne permet pas de satisfaire cette demande. EDF s'est engagée à évaluer les débits de dose en salle de commande, dans le BDS et sur le site pour mi-2012, en tenant compte de l'impact des modifications qui seront décidées. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Sur l'EPR de Flamanville, la ventilation DCL garantit le caractère habitable de la salle de commande. Dans le cas de la situation de PTAE, une période de grâce de 3 jours est disponible pendant laquelle l'atmosphère de la salle de commande demeure respirable. EDF étudie l'apport par la FARN d'une source d'alimentation électrique mobile sous 3 jours. L'instruction technique se poursuivra dans le cadre du dossier de mise en service de l'EPR de Flamanville.

3.3.9 Conclusion sur les dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement en cas d'accident grave

Les dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement sur le parc reposent en dernier ressort, sur le système d'éventage-filtration U5. Le séisme n'étant pas considéré à la conception et lors des réexamens de sûreté comme l'initiateur plausible d'un accident grave, compte-tenu de toutes les mesures de dimensionnement prises sur les structures, systèmes et composants classés de sûreté, les éléments du dispositif U5 hormis la traversée enceinte et les vannes d'isolement ne sont donc pas classés sismiques. Toutefois, EDF a précisé que le pré-filtre métallique et la tuyauterie à l'intérieur de l'enceinte sont robustes au séisme.

EDF s'est engagée à mener une réflexion globale sur la filtration U5 prenant en compte les points suivants :

- la robustesse du dispositif actuel aux agressions ;
- le filtre commun à une paire de tranche sur le palier 900 MWe ;

- l'impact sur l'habitabilité de la salle de commande, du BDS, sur l'accessibilité du site et sur les conséquences radiologiques de l'ouverture d'U5 ;
- la faisabilité d'une filtration des iodes et des gaz rares ;
- le rôle du dispositif U5 compte tenu des autres dispositions envisageables pour limiter son utilisation ou son rôle.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre Elle a pris une prescription à ce sujet.

Pour ce qui concerne le réacteur EPR de Flamanville dont la conception assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves, EDF identifiera, parmi les équipements prévus, ceux relevant du noyau dur pour la prévention et la limitation des conséquences d'un accident grave, en y incluant des systèmes ou équipements permettant de dépressuriser le circuit primaire, d'isoler l'enceinte de confinement et de maîtriser la pression dans l'enceinte. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Par conception, le réacteur EPR de Flamanville ne dispose pas d'un système d'éventage et de filtration de l'enceinte. C'est le système EVU qui a pour rôle l'évacuation de la chaleur de l'enceinte et le contrôle de sa pression, la puissance résiduelle étant évacuée vers la source froide ultime dédiée SRU diversifiée. Pour se prémunir de l'effet falaise en cas de perte totale et prolongée des alimentations électriques, EDF envisage l'ajout d'un dispositif mobile et indépendant d'appoint en eau dans le bâtiment réacteur via les buses de l'aspersion de l'EVU, qui serait mis en œuvre dans un délai de 48 heures après le début de l'accident. Cette disposition permet d'allonger la période de 5 jours, au-delà de laquelle la FARN serait chargée de mettre à disposition un moyen électrique mobile de forte puissance permettant de réalimenter la chaîne EVU/SRU. *L'ASN n'a pas d'objection sur cette disposition complémentaire mais estime qu'EDF peut aller au-delà (voir § 3.3.10).*

3.3.10 Dispositions envisagées pour renforcer le maintien de l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible

De manière générale sur le parc, pour les équipements permettant de limiter les conséquences d'un accident grave et les rejets radioactifs, le référentiel actuel ne prévoit pas la prise en compte des agressions externes. ***EDF devra, en réponse à une prescription qu'a formulé l'ASN sur le noyau dur, préciser les matériels du noyau dur (matériels existants et parades complémentaires) de prévention et de limitation des conséquences d'un accident grave. Ces matériels devront être robustes aux agressions, au-delà du niveau actuel des aléas pris en compte pour les installations. Ceci s'applique notamment, sur le parc, aux recombineurs d'hydrogène et au dispositif U5.***

Par ailleurs, pour le parc, compte tenu de l'effet falaise sur les conséquences d'une fusion du cœur d'un réacteur pour lequel l'enceinte de confinement serait préalablement ouverte, EDF s'est engagée à l'issue des ECS à étudier la faisabilité de dispositions permettant de garantir le délai de fermeture du tampon matériel (TAM) en cas de perte totale des alimentations électriques.

Concernant l'EPR, en complément des dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement, considérant qu'une source froide pourrait ne pas être restaurée de manière certaine dans le cadre des scénarios envisagés par les ECS, ***l'ASN a demandé à EDF d'identifier les systèmes existants ou supplémentaires devant faire partie du noyau dur pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte de confinement en cas d'accident grave et d'effectuer une étude des avantages et inconvénients des différents systèmes possibles.***

Pour ce qui concerne la tenue aux agressions des matériels AG de l'EPR, les systèmes participant directement à l'évacuation de la chaleur et donc au maintien de l'intégrité du confinement ont un classement de sûreté sismique SC1[52]. Dans le rapport ECS de l'EPR de Flamanville, EDF a indiqué que ces équipements présentent une robustesse pour des niveaux de séisme au-delà de leur dimensionnement. EDF transmettra à l'ASN, dans le cadre de l'instruction de la mise en service de l'EPR de Flamanville, la démonstration de la robustesse des équipements du noyau dur.

3.4 Dispositions pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave

3.4.1 Rejets radioactifs après perte de l'intégrité du confinement

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'aborder les dispositions prévues pour limiter les rejets radioactifs des installations en cas d'accident grave.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc, EDF a indiqué que le dispositif d'éventage-filtration U5, bien que réservé à la sauvegarde ultime de l'enceinte de confinement et vis-à-vis duquel toutes les parades sont dimensionnées pour éviter son ouverture, permet, après le passage du panache gazeux induit par son ouverture, de limiter les conséquences radiologiques à l'extérieur du site. En effet, grâce à la filtration efficace des produits à vie longue que constituent les aérosols comme le césium 137 dont la période radioactive est d'environ 30 ans, les conséquences radiologiques à long terme de l'ouverture d'U5 sont limitées. En cas d'ouverture du dispositif U5, les mesures de protection de la population durant la phase d'urgence radiologique seraient déployées autour du site nucléaire.

Pour l'EPR de Flamanville, EDF a indiqué dans le rapport ECS que l'accident de fusion du cœur, fait partie du dimensionnement de l'EPR et répond à de fortes exigences. Les objectifs radiologiques associés à un accident grave sont que, dans ces situations, seules des mesures de protection très limitées dans l'espace et dans le temps doivent être nécessaires : mise à l'abri limitée des populations, pas de nécessité d'évacuation d'urgence au-delà du voisinage immédiat de l'installation, pas de relogement permanent, pas de restrictions à long terme sur la consommation de produits alimentaires (conformément aux directives techniques applicables à l'EPR). Des équipements et dispositifs spécifiques à la gestion d'un accident grave (par exemple le noyage passif du corium à la suite de son étalement dans la zone prévue à cet effet et le système EVU pour le contrôle de la pression de l'enceinte) ont ainsi été définis à la conception de l'EPR. Dans les rapports ECS, EDF a étudié de manière déterministe une situation de cumul de défaillances conduisant à la perte totale des diesels SBO. En supposant l'indisponibilité de l'injection de soude et l'arrêt des systèmes de ventilation et de filtration pendant 24 heures, l'augmentation de la dose efficace pour la population resterait limitée, mais cette situation entraînerait un niveau de rejet en iode qui nécessiterait le déploiement de mesures de protection de la population durant la phase d'urgence radiologique, comme la distribution de comprimés d'iode stable. EDF a indiqué qu'il étudiait la possibilité de rendre basique l'eau de l'IRWST y compris en situation de perte totale des alimentations électriques.

3.4.2 Gestion de l'accident après découvrement du sommet du combustible en piscine

Dans le cadre des ECS, l'ASN a demandé à EDF de *« décrire les mesures de gestion des conséquences de la perte de la fonction de refroidissement de l'eau de la piscine ou tout autre entreposage du combustible (les indications suivantes portent sur l'entreposage du combustible) :*

- *avant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations ;*
- *avant et après le découvrement du sommet du combustible en piscine ;*
- *avant et après un grave endommagement du combustible dans l'entreposage. »*

[52] Les exigences pour la classe sismique 1 sont, dans la mesure où elles sont requises, l'opérabilité pendant ou après séisme, la capacité fonctionnelle, l'intégrité et la stabilité.

L'approche retenue par EDF dans ses évaluations complémentaires de la sûreté relative aux piscines de désactivation a été d'examiner les conséquences d'une agression naturelle majeure sur les systèmes pouvant assurer l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible entreposé en piscine, en examinant les conséquences de la perte de la source froide ou des alimentations électriques (voir § 2).

EDF n'a toutefois pas étudié dans ses rapports relatifs aux ECS les conséquences possibles d'une perte d'intégrité des piscines du bâtiment combustible ou du bâtiment réacteur, ainsi que des circuits qui y sont connectés. *Or, l'ASN a constaté que les agressions naturelles à retenir dans le cadre des ECS peuvent induire des risques autres que des pertes de sources électriques ou de sources froides, tels que :*

- *les risques de déformation des racks d'entreposage ;*
- *les risques de chute de charges ;*
- *l'ébranlement des structures de génie civil soutenant la piscine de désactivation ;*
- *une brèche sur une tuyauterie ou une enveloppe d'étanchéité connectée à la piscine ;*
- *la perte d'intégrité d'une porte ou d'un batardeau.*

Ces risques ont fait l'objet d'une analyse par l'IRSN lors de l'instruction préalable à la réunion des groupes permanents de novembre 2011. L'analyse a porté en particulier sur l'évaluation des lignes de défense existantes ou envisageables pour éviter le découvrement d'assemblages de combustible et la fusion du combustible dans le bâtiment combustible.

Dans cette optique, afin de limiter les risques de vidange accidentelle de la piscine d'entreposage du combustible, plusieurs améliorations des dispositions matérielles et organisationnelles sont en cours de réalisation ou d'études pour les réacteurs du parc en exploitation :

- *le doublement du diamètre des dispositifs casse-siphon sur la ligne de refoulement du circuit PTR ;*
- *l'automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement.*

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre. L'ASN a pris des prescriptions techniques relatives à l'accélération de la mise en œuvre de ces modifications matérielles sur l'ensemble du parc en exploitation, la conception de l'EPR comportant déjà des dispositions efficaces vis-à-vis de ces risques.

Les centrales de Bugey et Fessenheim présentent un risque particulier d'endommagement de la piscine en cas de chute d'un emballage de transport de combustible : en effet, dans ces centrales, contrairement aux autres, il n'existe pas, entre les zones de manutention et la piscine du bâtiment combustible, de joint permettant de désolidariser la partie du BK soutenant la piscine de la zone de manutention de charges lourdes et d'éviter toute transmission d'efforts lors de la chute d'un emballage.

L'ASN considère qu'EDF doit présenter une étude des dispositions complémentaires envisageables pour prévenir ou limiter des conséquences d'un accident de chute d'emballage dans le bâtiment combustible, en intégrant les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

L'ASN considère par ailleurs que les dispositions actuelles concernant le tube de transfert et la repose d'un assemblage en cours de manutention en position sûre doivent faire l'objet d'études approfondies par EDF.

Concernant le tube de transfert sur le parc en exploitation, l'analyse des rapports d'ECS a montré que, pour les paliers CP0, CPY et 1300MWe, les marges à la rupture du tube de transfert pour des contraintes sismiques allant au-delà du séisme de dimensionnement pourraient être limitées. De plus, le tube de transfert est difficilement inspectable. La démonstration du caractère pratiquement exclu d'une brèche du tube est donc difficile à établir.

En conséquence, l'ASN considère qu'EDF doit étudier des modifications matérielles ou des conditions d'exploitation pour prévenir le dénoyage d'un assemblage en cours de manutention en cas de brèche du tube transfert. EDF doit de plus étudier la possibilité de modifications permettant de limiter la baisse de l'inventaire en eau des piscines des bâtiments réacteur et combustible. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Dans le cas de l'EPR, la conception des bâtiments réacteur et combustible, qui reposent sur un radier commun, limite les déplacements différentiels, ce qui permettrait d'envisager la réalisation d'une seconde barrière de confinement autour du tube de transfert, de manière à prévenir le risque de dénoyage d'un assemblage en cours de manutention. Cette thématique est en cours d'instruction dans le cadre de l'instruction de la conception détaillée de Flamanville 3, au titre des situations pratiquement éliminées listées par le décret d'autorisation de création de l'installation.

Dans le cadre de l'analyse des rapports ECS, EDF a indiqué qu'elle n'envisageait pas, pour des raisons techniques jugées rédhibitoires, de mettre en place un dispositif de dépose automatique d'un assemblage combustible en position sûre, lorsque les conditions d'ambiance ne permettent plus l'accès aux locaux.

EDF privilégie la sécurisation de l'assemblage combustible par les opérateurs présents dans le bâtiment réacteur ou dans le bâtiment combustible, en prévoyant les dispositions matérielles et organisationnelles leur permettant de le faire, alors que les conditions d'ambiance sont encore acceptables. L'objectif visé est que cette sécurisation puisse être réalisée dans un délai inférieur à deux heures.

L'ASN considère qu'EDF doit continuer à mener des études et rechercher des solutions pour palier les difficultés évoquées plus haut, rechercher des dispositions techniques dans le cadre de la prévention du risque de dénoyage d'un assemblage combustible et faire en sorte que l'assemblage en cours de manutention soit reposé au plus tôt lorsque les conditions d'ambiance permettent encore un accès aux locaux. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Gestion de l'hydrogène

A la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a demandé à EDF d'examiner les risques liés à l'accumulation d'hydrogène dans les bâtiments autres que l'enceinte de confinement, en particulier le bâtiment combustible. L'ASN a en particulier demandé à EDF d'identifier :

- *les phénomènes pouvant générer de l'hydrogène (radiolyse, réactions zirconium/vapeur d'eau) ;*
- *les accumulations possibles d'hydrogène ;*
- *les moyens mis en œuvre pour la prévention des déflagrations ou détonations d'hydrogène.*

Dans le cadre des ECS, EDF a indiqué que la présence d'assemblages combustibles dans la piscine BK peut conduire à la production d'hydrogène en fonctionnement normal par radiolyse de l'eau et qu'une analyse complémentaire est engagée pour évaluer un éventuel risque en l'absence de ventilation.

EDF a indiqué également que l'oxydation des gaines par la vapeur d'eau, conduirait à produire de l'hydrogène en quantité suffisamment importante pour dépasser le seuil d'inflammabilité, mais que compte-tenu des moyens mis en œuvre pour éviter le découvrement des assemblages combustible, le risque de production d'hydrogène par oxydation des gaines de zirconium est écarté.

EDF a proposé donc de compléter avant fin 2012 ses études thermo-hydrauliques de la piscine d'entreposage du combustible en prenant en compte le comportement différencié des différentes zones de la piscine de désactivation. En concordance avec les études sur le risque hydrogène, des dispositions particulières pourraient devoir être mises en œuvre en fonction du résultat de ces études, telles que la mise en place de recombineurs auto-catalytiques passifs dans le bâtiment combustible. Ces études portent sur le parc et sur l'EPR.

L'ASN juge ces études nécessaires afin de déterminer les dispositions matérielles et organisationnelles qui pourraient être mises en œuvre sur le parc en exploitation et sur l'EPR, telles la mise en place de recombineurs auto-catalytiques passifs dans le bâtiment combustible. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

Protection contre les rayonnements

L'ASN a demandé à EDF d'examiner la situation actuelle et les mesures de gestions existantes et les mesures complémentaires, concernant la protection contre le niveau de radiation qui pourrait être atteint.

Dans les rapports d'ECS, EDF estime qu'une hauteur d'eau supérieure à 1,5 m au-dessus des assemblages combustibles suffit à assurer une protection contre les rayonnements compatible avec une intervention humaine, mais que compte tenu de la vapeur générée par l'échauffement de l'eau de la piscine, cette intervention s'effectuerait dans des conditions d'ambiance dégradée.

EDF estime cependant que dans le cas où la hauteur d'eau serait inférieure à cette valeur, les épaisseurs des voiles béton seraient suffisantes pour maintenir des débits d'équivalent de dose à des valeurs compatibles avec des interventions humaines dans les locaux adjacents, même si les conditions d'ambiance ne permettaient plus l'accès aux locaux de la piscine BK.

Malgré tout, les actions préparatoires à un appoint en eau de la piscine de désactivation seraient réalisées de façon précoce, alors que les conditions d'ambiance ne seraient pas encore dégradées. Les actions de mise en service/arrêt de l'appoint ne nécessiteraient pas par la suite de pénétrer dans le hall piscine ou dans un local adjacent.

Pour le parc en exploitation, à l'extérieur du bâtiment combustible, le rayonnement des assemblages induit par effet de ciel génère des débits de dose croissants avec la baisse du niveau d'eau. Dans les rapports relatifs aux ECS, EDF a précisé qu'il étudie ce phénomène (qui correspond à un phénomène de diffusion du rayonnement gamma par l'atmosphère) et donne ses premières estimations de débit de dose à 20 mètres du bâtiment combustible de l'ordre de 1 mSv/h.

Pour l'EPR, la coque avion qui recouvre le bâtiment combustible présente une épaisseur de béton suffisante (180 cm) pour garantir l'absence de débits de dose induits par « effet de ciel » à l'extérieur du bâtiment.

L'ASN considère que l'accident de Fukushima a mis en exergue les difficultés qui pouvaient être induites pour la gestion d'un accident dès lors que l'inventaire en eau dans une piscine de désactivation serait réduit. Il apparaît ainsi nécessaire qu'EDF soit en capacité de gérer une situation se dégradant dans une piscine combustible le plus longtemps possible.

Compte-tenu de ce constat, EDF a proposé de compléter les études d'ambiances radiologiques déjà réalisées en développant son analyse des niveaux de dose susceptibles d'être reçus par les intervenants, induits par un inventaire en eau réduit au dessus des assemblages combustibles et un état diphasique dans la piscine d'entreposage du combustible.

L'ASN considère cette démarche satisfaisante et a pris une prescription technique portant sur ce sujet.

Mitigation des rejets après fusion du combustible

Dans les ECS, EDF ne décrit pas de moyens de mitigation des rejets après fusion du combustible en piscine de combustible.

Le dimensionnement du confinement du bâtiment combustible a été effectué en prenant en compte la chute et la rupture d'un assemblage de combustible lors de sa manutention sous eau dans la piscine de désactivation. Les éléments non retenus par l'eau de la piscine combustible seront captés par le système de ventilation du hall piscine DVK et filtrés par des filtres et des pièges à iode.

Dans le cas d'un accident par perte de refroidissement en piscine, la perte de refroidissement engendrera l'ébullition de l'eau qu'elle contient. Le confinement dynamique ne serait alors plus efficace, la filtration par le système DVK n'étant pas efficace en présence de la vapeur d'eau dégagée par l'ébullition de la piscine de combustible. De plus, le bâtiment combustible est constitué d'un toit en bardage métallique et de voile béton de faible épaisseur (environ 30 cm), sur l'ensemble du parc en exploitation et sur l'EPR. Le bâtiment combustible n'est donc pas conçu pour assurer un confinement statique en cas d'augmentation de pression liée à un dégagement de vapeur consécutif à une ébullition de la piscine de combustible.

Compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité, de la mise en place de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé des assemblages combustibles, l'ASN a imposé à EDF des prescriptions pour renforcer les mesures de prévention et la robustesse de l'installation pour limiter la possibilité d'un tel accident, afin de maintenir ce risque dans le domaine résiduel.

Instrumentation nécessaire pour la gestion de l'accident

Dans le cadre des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'analyser, en cas d'accident, l'adéquation et la disponibilité de l'instrumentation requise pour suivre les paramètres de la piscine de désactivation.

Sur le parc en exploitation et sur l'EPR, EDF a proposé d'étudier les dispositions à prendre afin de renforcer la robustesse de l'instrumentation en piscine (température de l'eau, niveau d'eau, débit de dose dans le hall) pour assurer la gestion de la situation et notamment la gestion de l'appoint.

L'ASN considère que de telles modifications sont essentielles afin de garantir une bonne connaissance de l'état de l'installation durant un accident. L'ASN a formulé une prescription technique portant sur ce sujet.

Disponibilité et habitabilité de la salle de commande

L'ASN a demandé à EDF, dans le cas d'un accident en piscine combustible, d'évaluer l'adéquation des mesures de gestion existantes, y compris les guides de gestion des accidents graves et les possibles mesures complémentaires. La disponibilité et l'habitabilité de la salle de commande faisaient partie des points particuliers à examiner par EDF.

Dans les rapports d'ECS, l'analyse d'EDF conclut que les rejets dans l'environnement en cas d'ébullition de la piscine BK, sans dégradation des assemblages de combustible, restent inférieurs aux rejets relatifs à l'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) de catégorie 4 du référentiel. Par conséquent, l'habitabilité de la salle de commande reste garantie, pour l'accident de perte de refroidissement, ou de perte d'inventaire en eau de la piscine BK.

Comme indiqué plus haut, un accident entrainant la dégradation d'assemblages de combustible consécutive à leur découvrement en piscine BK pourrait entrainer des rejets importants dans le bâtiment combustible vis-à-vis desquels la mise en place de moyens efficaces de mitigation est difficile, voire impossible.

A la suite des ECS, EDF va étudier la faisabilité, sur le parc et sur l'EPR, de déporter les commandes du système d'appoint dans des locaux totalement préservés de la propagation de vapeur et d'améliorer le fonctionnement de l'exutoire vapeur. ***L'ASN considère que cette démarche est pertinente.***

3.4.3 Conclusion sur les dispositions prévues pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'aborder les dispositions d'amélioration envisageables pour limiter les rejets radioactifs.

A la suite des ECS, EDF étudiera les modifications nécessaires pour assurer systématiquement un pH basique des puisards sur les réacteurs du parc en cas de fusion du cœur afin de limiter les rejets en iode et permettre de diminuer encore l'impact à court-terme sur le site et sur les populations en situation d'accident grave.

En outre, l'ASN a prescrit à EDF de réaliser une étude détaillée sur les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage filtration U5, en prenant en compte la robustesse aux agressions, l'efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs, l'amélioration de la filtration des produits de fission en particulier des iodes et les conséquences radiologiques de l'ouverture, notamment sur l'accessibilité du site, des locaux de crise et de la salle de commande.

A l'issue de l'ECS du réacteur EPR, l'ASN considère que la conception de ce réacteur EPR assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves. EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant du noyau dur pour la prévention et la limitation des conséquences d'un accident grave, en y incluant des systèmes ou équipements permettant de dépressuriser le circuit primaire, d'isoler l'enceinte de confinement et de maîtriser la pression dans l'enceinte. L'ASN a pris une prescription à ce sujet.

L'ASN note par ailleurs l'engagement d'EDF d'étudier la faisabilité de la mise en place d'un système permettant de garantir, en situation de perte totale des alimentations électriques, le caractère basique de l'eau du réservoir IRWST. EDF s'est engagée à réaliser une étude de faisabilité pour mi-2012.

3.4.4 Synthèse : gestion des accidents graves

Afin d'assurer les missions qui lui incombent en situation d'urgence, l'exploitant doit disposer d'une organisation robuste, notamment aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN a donc prescrit à EDF d'intégrer, dans le noyau dur (voir § 1.1.3), les éléments indispensables à la gestion de crise, c'est-à-dire les locaux de gestion de crise, les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise, les moyens de communication et l'instrumentation technique et environnementale indispensables. L'ASN va également demander à EDF d'inclure dans ce noyau dur les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective.

Les locaux de gestion de crise devront être dimensionnés à des agressions au-delà du référentiel actuel. Ils devront être accessibles et habitables pendant des crises de longue durée et dimensionnés pour accueillir les équipes nécessaires à la gestion du site à long terme. Les locaux de commande sont également des locaux indispensables à la gestion de crise, il est donc important que leur accessibilité et leur habitabilité permettent d'assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs d'un même site en cas de rejets de substances dangereuses ou radioactives.

L'ASN a également prescrit également la mise en place d'un dispositif d'intervention, rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures à compter du déclenchement de leur mobilisation.

L'accident de Fukushima a prouvé qu'une agression externe pouvait affecter plusieurs installations d'un même site simultanément. Or, à la suite des ECS, l'ASN considère que les organisations actuelles de crise d'EDF ne prennent pas suffisamment en compte cette possibilité. L'ASN a demandé à EDF de compléter son organisation de crise afin qu'elle soit en mesure de gérer un événement « multi-installations ». Pour les sites multi exploitants, il est aussi important que les exploitants coordonnent la gestion de crise et limitent l'impact sur les installations voisines. Ce point fait l'objet d'une prescription qui demande le renforcement de la coordination entre les exploitants d'installations nucléaires mais également non nucléaires.

De plus, l'ASN considère 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, l'ASN a prescrit à EDF 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. En particulier, EDF devra proposer des améliorations du dispositif d'éventage-filtration afin de renforcer sa robustesse et son efficacité et poursuivre ses études sur la prévention de la pollution des eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave avec fusion du cœur.

Pour ce qui concerne les piscines d'entreposage du combustible usé, compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité, de la mise en œuvre de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé des assemblages combustibles, l'ASN a imposé à EDF de définir et mettre en place des dispositions renforcées de prévention du dénoyage de ces assemblages.

3.5 Tableau de synthèse : Thème 3 - Gestion des accidents graves (sur site)

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Activité **Réalisée** **En cours ?** **Envisagée**	**Calendrier** **Ou étapes pour les activités envisagées**	**Résultat** **Obtenu** **Oui ?** **Non ?**	**Activité** **Réalisée** **En cours ?** **Envisagée**	**Calendrier** **Ou étapes pour les activités envisagées**	**Conclusions disponibles** **Oui ?** **Non ?**
Thème 3 : Gestion des accidents graves						
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 prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression, limiter les rejets massifs et permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise. En particulier, ce « noyau dur » inclura les dispositions 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 et l'exploitant fixera en particulier des exigences relatives aux locaux de gestion des situations d'urgence, aux moyens mobiles et de communication indispensables à la gestion de crise, à la disponibilité des paramètres permettant de diagnostiquer l'état de l'installation, ainsi que des mesures météorologiques et environnementales, et aux moyens de dosimétrie opérationnelle, aux instruments de mesure pour la radioprotection et aux moyens de protection individuelle et collective.	En cours	Proposition d'une définition du périmètre et des exigences associées en 2012	Oui	En cours	Examen des propositions d'EDF en 2012	Non
Etude d'un système pour assurer le caractère basique de l'eau des puisards du Bâtiment Réacteur et réduire ainsi la quantité maximale d'iode organique susceptible d'être émise.	En cours	Décembre 2012	Non			

Etude des conditions d'ambiance radiologique en salle de commande et sur le site en cas d'ouverture du filtre U5	En cours	Décembre 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Etude concernant le dimensionnement des équipes présentes en permanence sur les Centres de production nucléaire d'électricité pour gérer les accidents graves multi-tranches	En cours	Juin 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Dimensionnement des équipes présentes en permanence sur les Centres de production nucléaire d'électricité – mise en œuvre	Envisagée	Coordonné avec la mise en place de la FARN	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Création de la FARN – 1ère équipe	En cours	31/12/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Création de la FARN - Projection sur un site 4 tranche	En cours	31/12/2014	Non	Réalisée	Prescription2012	
Création de centres de crise locaux – cahier des charges	Réalisée	31/12/2012	Oui	Réalisée	Prescription 2012	
Création des centres de crise locaux - construction	Envisagée	2016	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Standardisation des PUI	En cours	15/11/2012	Non			
PUI multitranches	En cours	15/11/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Fessenheim et Bugey Étude des conséquences d'un accident de chute d'emballage de transport de combustible usé en intégrant les situations au-delà du dimensionnement actuel. Étude des dispositions complémentaires envisageables pour prévenir ou limiter les conséquences de cette chute.	En cours	31 décembre 2012 31 décembre 2013		Réalisée	Prescription 2012	

Modifications à apporter aux installations visant à renforcer la prévention du risque de vidange accidentelle de la piscine du bâtiment combustible, en particulier : • 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;	En cours	31 mars 2014 31 décembre 2017		Réalisée	Prescription 2012	
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.	En cours	31/12/2012		Réalisée	Prescription 2012	
Piscine BK : étude d'ambiance radiologique induite par un inventaire en eau réduit au dessus des Assemblages combustible et un état diphasique dans la piscine de stockage du combustibles ; étude des conséquences d'une ébullition piscine (évolution niveau, ambiance radiologique, production d'H2 et concentrations)	En cours	Présentation des études en 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Étude des modifications matérielles ou des conditions d'exploitation envisageables pour prévenir le dénoyage des assemblages en cours de manutention, résultant par exemple d'une brèche du tube de transfert situé entre les piscines des bâtiments réacteur et combustible ou des tuyauteries de vidanges des compartiments.	En cours	30/12/2012		Réalisée	Prescription 2012	
Modifications matérielles ou des conditions d'exploitation envisageables pour prévenir la perte rapide d'inventaire en eau au-dessus des assemblages entreposés, résultant par exemple d'une brèche du tube de transfert situé entre les piscines des bâtiments réacteur et combustible ou les tuyauteries de vidanges des compartiments.	En cours	Présentation des études en 2012.		Réalisée	Prescription 2012	

Étude de faisabilité en vue de la mise en place, ou de la rénovation, de dispositifs techniques intégrés au noyau dur (voir §3.3.5) visant à s'opposer au transfert de contamination radioactive vers les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave ayant conduit à la percée de la cuve par le corium.	En cours	30/12/2012		Réalisée	Prescription 2012	
Réalisation d'analyses hydrogéologiques pour chaque site	En cours	Selon les sites (2012 ou 2013)	Non			
EPR : identification des systèmes existants ou supplémentaires devant faire partie du noyau dur pour assurer la maitrise de la pression dans l'enceinte de confinement en cas d'accident grave.	En cours	30/06/2012		Réalisée	Prescription 2012	
Étude 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, (1) • efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs, • amélioration de la filtration des produits de fissions, en particulier des iodes, • conséquences radiologiques de l'ouverture, notamment sur l'accessibilité du site, des locaux de crise et de la salle de commande.	En cours	31/12/2013		Réalisée	Prescription 2012	
Calendrier de réalisation accélérée des modifications de fiabilisation de la commande d'ouverture des soupapes de décharge du pressuriseur	En cours	Présentation du calendrier en juin 2012	Non			

Calendrier des modifications permettant de garantir, dès les premières heures d'un accident, la disponibilité des mesures de pression primaire et de pression dans l'enceinte, y compris en cas de défaillance du turboalternateur LLS	En cours	Calendrier de réalisation en juin 2012	Non			
Calendrier des modifications de fiabilisation de la détection corium (percée cuve) et d'hydrogène dans l'enceinte	En cours	Calendrier de réalisation en juin 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Etude sur les modifications à apporter pour assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des installations d'un site jusqu'à l'atteinte d'un état sûr durable en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'éventage-filtration (U5).	En cours	31/12/2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	
Analyse du risque hydrogène au niveau du dispositif d'éventage filtration U5	En cours	Présentation des études en 2012	Non	Réalisée	Prescription 2012	

4 Organisations Nationales

L'accident de Fukushima Daiichi a eu un impact significatif sur l'organisation de l'ensemble des acteurs français impliqués dans le contrôle de la sûreté nucléaire et la radioprotection des installations nucléaires.

Il a d'abord permis de confirmer la capacité de l'ASN et de l'IRSN à se mobiliser lors d'un accident de grande ampleur et de mettre en évidence des points à améliorer en situation de crise :

- pour l'ASN, son organisation en situation de crise (moyens d'information et de communication, capacités propres d'analyse, procédures de recours à l'expertise et liens institutionnels aux plans national et international) a été éprouvée et a démontré sa robustesse pendant l'accident. Un renforcement de certains moyens s'est toutefois révélé nécessaire. Il est en cours de mise en œuvre (« Plan d'action pour la prise en compte du retour d'expérience de l'organisation interne ASN pendant Fukushima »).

- l'IRSN a mobilisé son Centre technique de crise (CTC) et, à partir des données recueillies, a mis en place une expertise continue dans le diagnostic et le pronostic de l'accident et des rejets, des conséquences sur l'environnement (Japon et France) et des conséquences dosimétriques (modélisations, synthèses). L'IRSN a également été très actif pour l'information du public, en particulier sur les conséquences radiologiques de l'accident. L'Institut a étroitement collaboré avec les instances japonaises, notamment en participant à une campagne de mesures environnementales autour de Fukushima.

Les stress tests sur les installations nucléaires qui ont suivi l'accident ont été l'occasion d'étudier certains aspects organisationnels chez les exploitants. Ils vont faire l'objet d'un certain nombre de prescriptions de l'ASN notamment en ce qui concerne la mise en place d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes et, pour les centrales électronucléaires, la mise en place progressive, à partir de 2012, de la « Force d'action rapide nucléaire (FARN) » proposée par EDF.
En ce qui concerne les facteurs sociaux, organisationnels et humains, l'ASN a retenu les priorités suivantes, auxquelles elle sera attentive : le renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants, l'organisation du recours à la sous-traitance et la recherche sur ces thèmes.

Pour mettre en évidence les actions menées depuis l'accident de Fukushima Daiichi il importe d'abord de présenter sommairement les organisations de crise auxquelles elles se sont appliquées.

4.1 Description de l'organisation de crise existante

4.1.1 Principes

L'organisation de crise est l'ensemble des modes d'organisation, techniques et moyens qui permettent de se préparer et de faire face à la survenance d'une crise puis d'en tirer les enseignements.

Conformément à la réglementation, EDF, l'exploitant des centrales nucléaires, a mis en place une organisation de crise qui s'articule avec celle des pouvoirs publics. Conçue pour être robuste et adaptable à tout événement, même non prédictible, elle définit les mesures nécessaires pour protéger le personnel du site, la population et l'environnement, et pour maîtriser un accident et ses conséquences.

Sur un plan opérationnel, l'organisation de crise passe par la mise en place de plans d'urgence coordonnés, impliquant l'exploitant et les pouvoirs publics :

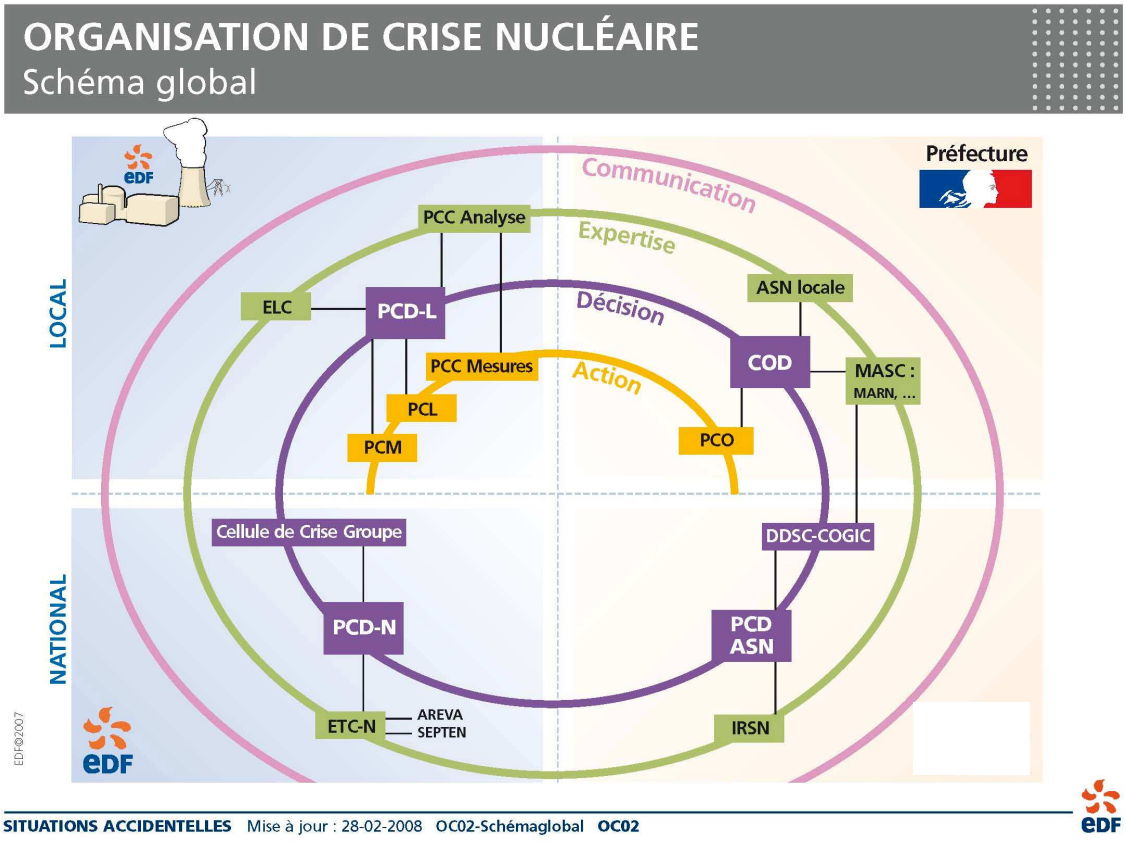
- **le PUI** (plan d'urgence interne), sous la responsabilité d'EDF, permettant de maîtriser la situation au niveau de l'installation ;
- **le PPI** (plan particulier d'intervention), sous la responsabilité des pouvoirs publics, pour assurer la protection des populations.

Pour le PUI, EDF a choisi depuis le début de l'exploitation de son parc de production nucléaire, une organisation comportant un niveau local (sur site) et un niveau national complémentaires et dont les responsabilités et missions respectives sont clairement définies.

Le niveau local se concentre sur la conduite de l'installation pour la ramener dans un état de sûreté satisfaisant et le niveau national sur l'anticipation de l'évolution de la situation. Les équipes de communication de l'exploitant interagissent à ces deux niveaux avec les équipes de communication des pouvoirs publics afin de donner une information claire et fiable aux populations avoisinantes et au public, notamment par l'intermédiaire des médias nationaux et locaux.

Profitant de la standardisation du parc de production, l'organisation se décline de façon identique sur tous les sites ce qui représente un avantage important, tant en terme de forces d'appui à la gestion de la crise qu'en terme de retour d'expérience.

Sur un plan schématique, l'organisation de crise d'EDF, en lien avec les pouvoirs publics, est la suivante :



ELC : équipe locale de crise
COD : centre opérationnel départemental
PCD : poste de commandement direction (L : local ; N : national) ;
PCC : poste de commandement des contrôles
PCM : poste de commandement de moyens

SDC : Salle de commande
ETCN : Equipe technique de crise nationale
MASC/MARN : Mission d'appui à la gestion du risque nucléaire
PCL : Poste de commandement local
PCO : Poste de commandement opérationnel (Préfet)
DDSC/COGIC : Centre opérationnel de gestion interministérielle des crises
SEPTEN : Service études et projets thermiques et nucléaires (EDF)

4.1.2 Mise en place de l'organisation de crise

La conduite normale d'un réacteur nucléaire au sein d'un Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) est assurée par une équipe de quart placée sous l'autorité d'un chef d'exploitation.

Dès qu'un incident apparaît, l'équipe de conduite applique des procédures pour lesquelles elle a été spécialement entraînée et fait appel immédiatement à l'ingénieur sûreté qui porte un regard externe sur la pertinence de ses actions. L'ingénieur sûreté est ainsi opérationnel en moins de 40 minutes après l'appel du chef d'exploitation.

Si la situation le justifie, sur la base de critères simples et univoques et, selon le cas, sans délai supplémentaire, le chef d'exploitation demande à l'astreinte direction du CNPE de déclencher, le Plan d'Urgence Interne (PUI) qui se substitue dès lors à l'organisation en fonctionnement normal. Les équipes PUI locales qui comptent environ 70 personnes (nombre variable selon la taille des sites) sont opérationnelles moins d'une heure après le déclenchement de l'alerte.

Informé dans ce cadre, le Préfet du département où est implanté le réacteur déclenche le Plan Particulier d'Intervention (PPI) pour mobiliser les moyens de surveillance de l'environnement (plan de mesure) et mettre en œuvre, sur les recommandations de l'Autorité de sûreté nucléaire, les mesures éventuelles de protection des populations.

En parallèle, les organisations nationales de crise d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN sont gréées. L'organisation nationale de crise de la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF, qui compte une cinquantaine de personnes réparties entre cercles décisionnel et technique (voir schéma au point 5.1.2.7), est opérationnelle moins de deux heures après le lancement de l'alerte par la messagerie nationale.
L'organisation, basée sur des roulements d'astreinte de 5 ou 6 équipes, permet d'assurer la relève des équipes et la gestion de crise dans la durée.

L'organisation de crise porte une attention particulière sur l'opérabilité des matériels pendant la crise. A titre d'exemple, pour garantir le bon fonctionnement des groupes électrogènes de secours dans la durée, un contrat national de réapprovisionnement sous 24h basé sur des réserves stratégiques dédiées à EDF complète l'autonomie minimale garantie en fioul de 3,5 jours.

Quelle que soit la situation, et notamment pour assurer une relève de qualité, les actions ou échanges des équipes sont systématiquement tracés :

- au niveau local pour les équipes de conduite, dans les documents applicables en situation d'accident graves, qui sont renseignés au fur et à mesure de leur application,
- au niveau local des équipes participant au PUI, dans la main courante rédigée pour chaque Poste de Commandement.
- au niveau national, dans un journal de bord

Par ailleurs, un système d'information commun aux centres de crise locaux et nationaux permet de classer et de prioriser les informations.

4.1.3 Un outil spécifique : le GAEC

En complément des consignes incidentelles et du Guide d'Intervention en Accident Grave (GIAG), EDF dispose d'un Guides d'Aide aux Equipes de Crise (GAEC). C'est un document d'aide à l'expertise et à la conduite des incidents/accidents des CNPE utilisé par les équipes techniques nationales et locales de crise. Ce guide permet d'affiner le diagnostic de la situation et facilite la conduite des installations.

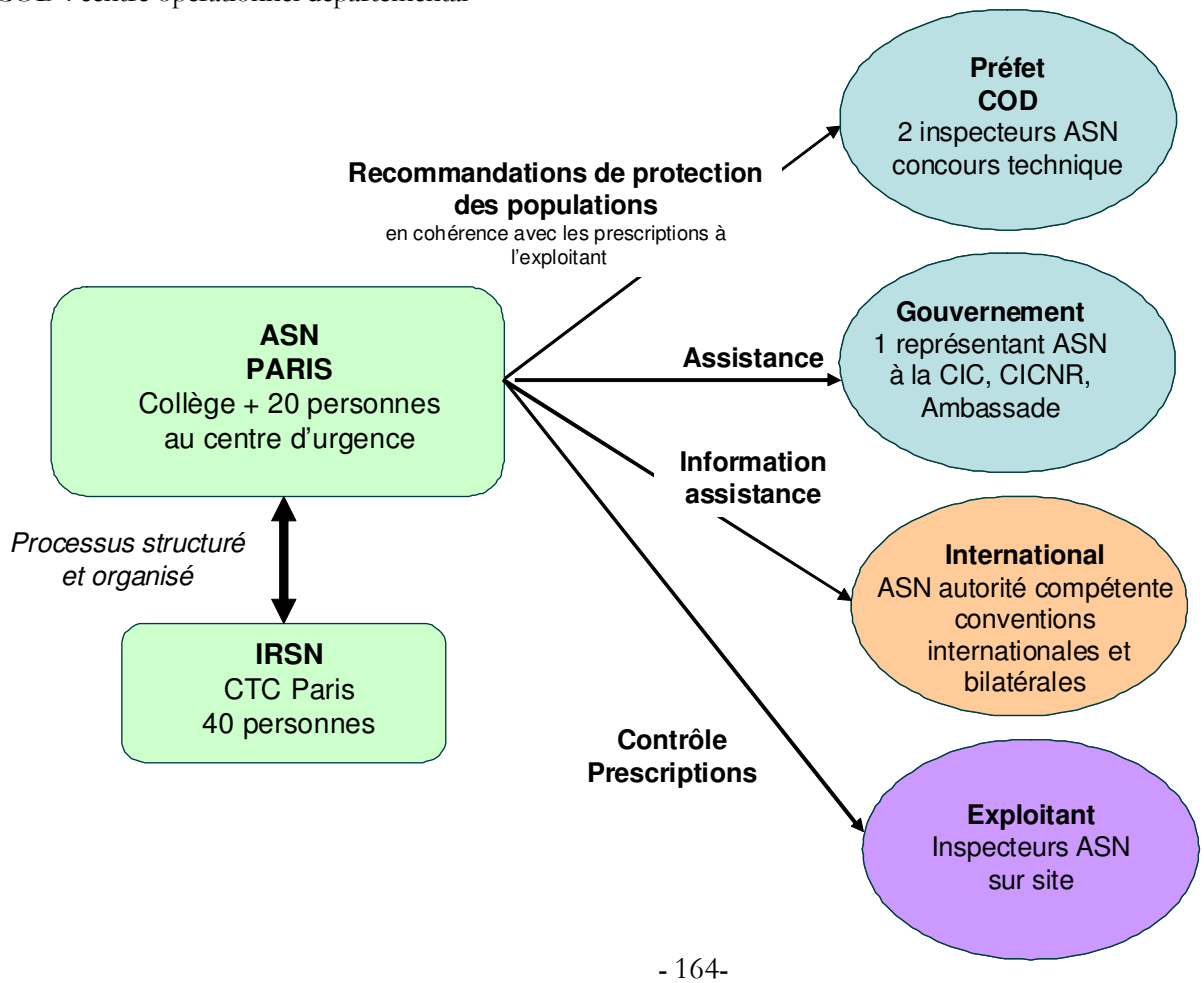
Le GAEC est constitué de 4 volets :

- Le volet *Stratégies* pour structurer les analyses et proposer des stratégies de conduite alternatives ou complémentaires aux consignes incidentelles. 24 sujets sont actuellement intégrés dans ce guide, comme la gestion d'un Manque De Tensions Externes (MDTE) à long terme ou encore la gestion à long terme des stocks d'eau.
- Le volet *Confinement* dont la finalité est de détecter et d'agir au niveau national sur les défauts de confinement en complément/redondance des actions de surveillance locales.
- Le volet *Appoints Ultimes au Circuit primaire* dont le but est d'identifier tous les moyens d'injecter de l'eau (borée ou non) dans le RCP (lignages dits « exotiques ») afin de limiter les risques de fusion du cœur pour une situation post-accidentelle non prévue à la conception.
- Le volet *Mesures* dont l'objectif est d'évaluer le niveau de confiance à accorder à l'instrumentation.

4.1.4 Du côté des pouvoirs publics

Selon les dispositions de la loi sur la transparence et la sécurité nucléaire (loi dite TSN) du 13 juin 2006, l'ASN est une Autorité administrative indépendante. Avec le support technique de l'IRSN, elle assiste le gouvernement en cas de situation d'urgence radiologique selon le schéma ci-dessous :

CIC : cellule interministérielle de crise
CICNR : comité interministériel aux crises nucléaires ou radiologiques
COD : centre opérationnel départemental



4.2 Actions entreprises par l'exploitant

4.2 1 Standardisation et rationalisation des plans d'urgence

Au regard :

- des situations réelles rencontrées depuis la mise en place de l'organisation PUI (qui ne se limitent pas aux seuls PUI dans la mesure où, par son efficacité et la confiance qu'elle procure aux acteurs, l'organisation de crise est parfois utilisée pour gérer des crises en amont de l'atteinte d'un critère de sûreté),
- des nombreux exercices locaux et nationaux,
- des risques nouveaux apparus lors des modifications des tranches,

EDF a engagé fin 2008 une rationalisation et une standardisation de ses plans d'urgence interne et ainsi rénové son référentiel de crise en créant de nouveaux plans d'urgence interne (PUI dit « Toxique » par exemple) qui arrivent en complément des Plans d'Appuis et de Mobilisation dont la finalité est de gréer de façon structurée tout ou partie des équipes de crise en anticipation d'une agression prévisible (typiquement l'arrivée d'une perturbation atmosphérique intense).

Elaboré dans le cadre législatif français, ce nouveau référentiel est soumis pour avis à l'ASN dans le cadre d'une mise en application en fin d'année 2012.

Ce référentiel rénové constitue un support robuste aux évolutions de l'organisation de crise qui vont découler du retour d'expérience de l'accident de Fukushima Daiichi.

4.2 2 Mise en place d'un Plan d'Urgence multi-tranches

Dans le cadre de la rénovation de son référentiel de crise, et afin d'intégrer les règles de conduite spécifiques précédemment développées pour parer aux phénomènes d'inondation (retour d'expérience des tempêtes de 1999), un nouveau PUI, dit « SACA » (Sûreté Aléa Climatique et Assimilés), a été développé.

Il présente la particularité d'intégrer une gestion multi-tranches aux Plans d'Urgence Interne et sera mis en place fin 2012 en même temps que l'ensemble du référentiel.

4.2 3 Prise en compte des agressions externes

L'application des procédures par les agents présents en salle de commande n'est pas affectée par une agression externe (séisme, inondation), la salle de commande étant robuste aux agressions prises en compte dans le dimensionnement. En cas d'accident grave cumulé avec une inondation ou un séisme, les équipements utilisés dans l'enceinte de confinement ne sont pas endommagés. L'équipe de conduite dispose de procédures pour faire face à cette situation et pour en gérer les conséquences (notamment la perte de la source froide**).**

Dans le cas d'une perte totale de l'alimentation électrique, il s'avère toutefois que les actions à réaliser dans les installations devront être sécurisées, notamment en cas de perte de l'éclairage des bâtiments. Des moyens spécifiques d'intervention sont en cours d'acquisition par les sites (voir § 3.1.2).

Enfin, comme indiqué aux chapitres 1 (Evènements externes : séisme, inondation, conditions climatiques extrêmes), 2 (Etudes de conception : perte des alimentations électriques et des systèmes de refroidissement) et 3 (Gestion des accidents graves), les ECS ont permis d'une part de conforter les marges par rapport aux agressions externes et d'autre part ont conduit à renforcer la robustesse vis à vis de situations extrêmes, avec la définition

d'un "noyau dur" et la création de la FARN, comme indiqué dans les tableaux de synthèse correspondants (tableaux 1.1.4 - 1.2.4 - 2.2 et 3.5).

4.2 4 Mise en place de la Force d'action rapide nucléaire (FARN)

Comme cela a déjà été indiqué (cf. § 3.1.3), EDF a prévu d'apporter des améliorations à l'organisation de crise, en particulier avec la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) et la définition de ses moyens matériels et humains. La FARN est un dispositif national EDF, en cours de construction, qui sera intégré dans l'organisation de crise d'EDF. Elle sera capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en difficulté.

Ainsi, EDF prévoit que la FARN puisse :

- intervenir au bout de 24 h, en continuité et en relève des équipes de conduite qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée / affectée par des pollutions chimiques sur certains sites ;
- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la direction de l'entreprise, la direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

4.3 Actions entreprises par l'Autorité de sûreté (ASN)

Un comité pour piloter le retour d'expérience de l'accident de Fukushima Daiichi (COPIL Fukushima) a été mis en place début avril 2011 pour organiser l'action de l'ASN dans le cadre du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Cette instance de décision réunit des représentants de différentes directions de l'ASN, de l'IRSN et de l'ASND (Autorité de sûreté pour les installations nucléaires de défense). Elle est présidée par le directeur général de l'ASN.

Le COPIL Fukushima assure le suivi des actions engagées. En 2011, les objectifs étaient multiples et ambitieux :

– répondre à la saisine du Premier ministre et à la demande du Conseil européen de réaliser des « stress tests » ;
– engager une campagne d'inspections ciblées des installations jugées prioritaires en 2011;
– réaliser les ECS des installations prioritaires ;
– prendre des prescriptions techniques destinées aux exploitants ;
– réfléchir à l'impact de Fukushima sur les textes réglementaires en cours d'élaboration ;
– associer les parties prenantes à l'ensemble du processus.

Le COPIL se réunit a minima une fois par mois pour décider de la stratégie à adopter, de la communication autour des actions de l'ASN, de l'organisation de réunions de groupes permanents d'experts, de l'implication des parties prenantes, etc.

4.3.1 Gestion du centre de crise

Dès que l'ASN a été informée de l'accident de la centrale de Fukushima Daiichi, le 11 mars, elle a gréé son centre de crise et a mis en place une organisation de crise à plein temps qui a fonctionné pendant un mois, bien au-delà des exercices de crise habituels qui s'étendent sur quelques heures.

Le centre de crise, gréé 24h / 24, a été maintenu en activité pendant un mois jusqu'à ce que la situation se soit stabilisée. Ensuite, l'ASN a maintenu en place une équipe chargée de suivre l'évolution de la situation et de faire des points d'information réguliers.

Une dizaine d'agents étaient présents en permanence au centre de crise pour occuper les pôles techniques (sûreté nucléaire et radioprotection), le pôle communication et le pôle relations internationales.

Cette opération a mobilisé environ 200 agents de tous niveaux et issus de toutes les directions et de plusieurs divisons territoriales.

Au total, l'ensemble de ce travail a mobilisé 1.000 jours-agents sur un mois.

C'est également au centre de crise qu'ont eu lieu les premières audioconférences quotidiennes avec l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), appui technique de l'ASN, ainsi qu'avec l'AIEA, d'autres Autorités de sûreté (USA, Canada) et l'ambassade de France à Tokyo.

Retour d'expérience

La gestion de crise de l'accident de Fukushima Daiichi a montré les marges de progrès restant encore à accomplir au niveau de l'organisation du centre de crise, de la logistique interne et des relations avec les entités extérieures françaises (l'IRSN, les ministères et l'ambassade de France au Japon), les medias ainsi que les homologues étrangers et les organisations internationales.

Une évaluation interne de l'organisation de crise de l'ASN mise en place à l'occasion de l'accident de Fukushima a été conduite.

Les domaines retenus pour l'évaluation du fonctionnement du centre d'urgence de l'ASN portent notamment sur les moyens matériels et logistiques, les missions du centre d'urgence, son fonctionnement interne, son gréement et les relations de l'ASN avec l'extérieur (les médias et le public, l'IRSN, les autres acteurs publics et institutionnels et les instances internationales).

Le rapport qui a fait suite à cette évaluation identifie les points forts et les axes d'amélioration**.**

Il en est résulté un plan d'action qui sera mis en œuvre tout au long de l'année 2012. Il porte notamment sur les points d'amélioration suivants :

- développement d'un outil unique partagé pour l'organisation du gréement pour une crise de longue durée,
- mise en place de formations complémentaires à destination des chefs de PCD (Postes de Commandement Direction) potentiels,
- définition du référentiel documentaire présent au centre d'urgence.

La création d'un groupe de travail sur certains aspects de l'organisation de crise de l'ASN a également été décidée pour fin 2012.

4.3.2 Communication et information du public

Pendant l'accident de Fukushima Daiichi, le service presse a fonctionné 7 j / 7 et 24 h / 24 du 13 au 21 mars 2011 puis en journée jusqu'au 26 mars. L'équipe de communication a été renforcée par des agents d'autres services (35 intervenants / agents au total).

Il s'agissait donc bien pour l'ASN d'un « exercice » sans précédent dans la gestion de crise.

L'accident de Fukushima Daiichi a montré la capacité de l'ASN à répondre à une importante sollicitation du public sur une longue durée. La réponse de l'ASN a été massive, bien au-delà de la communication habituelle. Les principaux canaux d'information du public ont été :

- Site web :

- Un site Internet de crise « spécial Japon » (http:/ :japon.asn.fr) a été créé. Déployé dès le 15 mars 2011, il est toujours actif.

Sa fréquentation entre le 11 mars et le 30 avril 2011 a été à la hauteur de l'effort.
Près de 750.000 visites ont été enregistrées de la part de près de 400.000 visiteurs.

Il a permis l'accès à toutes les vidéos des conférences de presse de l'ASN. Cinquante vidéos sur les interventions de l'ASN (reportages, plateaux TV, conférences de presse) ont été mises en ligne sur Internet.

- Centre d'information téléphonique :

Ouvert pour l'accident de Fukushima Daiichi, il a reçu plus de 1.000 appels entre le 24 mars et le 1er avril 2011.

La plate-forme téléphonique externalisée, destinée aux appels simples, a été renforcée par une équipe de spécialistes de l'ASN pour les questions techniques ou complexes (83 appels concernés au 1er avril 2011).

- Communiqués de presse :

Trente-huit communiqués de presse « point de situation » ont été publiés par l'ASN et mis sur son site web.

- Conférences et points presse :

Dix-sept conférences et points presse ont été organisés du 12 mars au 14 avril 2011.
Entre le 14 et le 29 mars, un point presse a été tenu quotidiennement entre 10h30 à 11h30.

- Autres actions d'information :

Une lettre d'information électronique « Situation nucléaire au Japon », consacrée au suivi des événements, a été créée. 15 numéros ont été publiés, touchant 4.300 abonnés.
L'ASN a également été présente sur les réseaux sociaux Facebook, Twitter, Dailymotion.

4.3.3 Renforcement des ressources humaines et financières de l'ASN

L'ASN a sollicité de la part du gouvernement des renforts en personnel. Vingt deux postes supplémentaires (sur la base de mises à disposition par l'IRSN) lui ont été accordés pour une période de 6 ans. Ils seront pourvus, pour l'essentiel, courant 2012.

A la suite de Fukushima, l'ASN a bénéficié d'un accroissement de son budget annuel à hauteur de 4 millions d'euros. Parmi ces 4 millions, l'ASN reversera 200.000 euros de dotation supplémentaire aux commissions locales d'information, instances de concertation composées d'élus et de représentants de la société civile et placées auprès des INB.

4.3.4 Accroissement des contacts avec les autres institutions françaises

L'ASN est en relation constante avec de nombreux acteurs institutionnels : le gouvernement, le Parlement et notamment l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN).

Depuis l'accident de Fukushima, les échanges entre l'ASN et ces parties prenantes nationales se sont considérablement accrus. Ainsi, le Président de l'ASN, les autres commissaires et la direction générale ont participé à de nombreuses réunions avec les ministres en charge de la sûreté nucléaire ou leurs conseillers. Ils ont été entendus lors de plusieurs auditions par des parlementaires. Ils ont également pris part aux réunions du HCTISN, notamment pour faire le point sur l'avancement des ECS.

Les réunions avec les autres institutions françaises se poursuivent dans le cadre des travaux organisés par le SGDSN (voir ci-dessous).

4.4 Actions entreprises par l'IRSN

4.4 1 Actions pendant la crise de Fukushima Daiichi

4.4.1.1 Centre Technique de Crise (CTC)

Dès le début de la crise nucléaire au Japon, l'IRSN a gréé son centre technique de crise et a consacré d'importants moyens humains (150 experts se sont relayés 24 h/24) à l'analyse de l'évolution des réacteurs accidentés, à la quantification des rejets radioactifs dans l'environnement et à leur évolution dans l'atmosphère ou en mer. Ces travaux, menés quasiment en temps réel, ont permis à l'Institut de répondre aux demandes d'analyses et d'avis formulées par les autorités françaises et de fournir un appui technique à la coordination interministérielle assurée par le SGDSN.
L'organisation de crise est restée en place du vendredi 11 mars à midi jusqu'au 29 avril 2011.

4.4.1.2 Capacité d'expertise

A partir des données recueillies, l'IRSN a mis en place une expertise continue dans le diagnostic et le pronostic de l'accident et des rejets, des conséquences sur l'environnement (Japon et France) et des conséquences dosimétriques (modélisations, synthèses).

Modélisation de la dispersion des rejets radioactifs dans l'atmosphère à l'échelle mondiale : En coopération avec Météo France, l'IRSN a réalisé une simulation de la dispersion atmosphérique des rejets radioactifs à très grande distance. Les travaux réalisés ont permis entre autres d'anticiper correctement le survol du territoire national par les masses d'air contaminées et les très faibles niveaux de la contamination attendue, niveaux que les mesures en laboratoire ont ensuite confirmés. Les indications fournies par le réseau de sondes Téléray réparties en métropole et en outre-mer étaient disponibles en temps réel sur internet.

4.4.1.3 Information du public

L'IRSN a contribué à l'information du public, via le site Internet ou au travers des médias, en proposant des présentations pédagogiques du déroulement des événements.

La cellule communication a répondu à de très nombreuses demandes des journalistes et organisé des points presse au siège de l'IRSN. Plus de 2 millions d'internautes se sont connectés au site web de l'IRSN entre le 20 et le 26 mars 2011, visualisant près de 5 millions de pages, essentiellement consacrées à l'accident nucléaire de Fukushima et à ses conséquences radiologiques.

Une cellule "médicale" a également été mise en place pour répondre aux questions des médecins et particuliers ayant des collaborateurs et proches au Japon.

Notes d'information en ligne : L'IRSN a recueilli, analysé et diffusé régulièrement les données relatives aux problématiques suivantes :

- Situation de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi au Japon ;
- Surveillance renforcée de la radioactivité en France : Dès la mi-mars, l'IRSN a mis en œuvre une surveillance renforcée en France métropolitaine et en outre-mer pour évaluer la radioactivité résultant de l'accident de Fukushima. Les résultats de plusieurs centaines d'analyses d'air, de végétaux et de lait ont été communiqués régulièrement ;
- La contamination radioactive de l'environnement terrestre après l'accident de Fukushima Daiichi (notes et rapport d'analyse de la situation radiologique des territoires contaminés au Japon sur la base des informations publiées par les autorités japonaises) ;
- L'impact sur le milieu marin des rejets radioactifs.

Visites du CTC : Fin mars 2011, une équipe de la télévision japonaise NHK est venue tourner un reportage pour une émission de 70 minutes consacrée à la recherche dans le domaine des accidents graves et aux capacités d'expertises françaises.

4.4.1.4 Soutien de l'IRSN auprès de l'ambassade de France à Tokyo et des Français au Japon

L'IRSN a mis à la disposition de l'ambassadeur de France à Tokyo un conseiller technique, expert en radioprotection, dans les 2 jours qui ont suivi l'accident, durant plus de 5 semaines.

Les actions de ce conseiller technique IRSN ont consisté en :

- un appui à l'action de l'ambassade : briefings quotidiens, communication. L'IRSN a publié régulièrement un bulletin d'information à destination des résidents français au Japon. Il résume les principales informations relatives à l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi (point de situation sur les installations nucléaires au Japon, historique de la radioactivité de l'air à Tokyo, point sur les dépôts radioactifs et la contamination des denrées alimentaires terrestres, ainsi que sur la contamination de l'eau de mer et des espèces marines au Japon) et ses conséquences, et présente les recommandations de l'IRSN.

- un appui en radioprotection à l'équipe de la protection civile envoyée au Japon,
- des conseils aux français, particuliers et entreprises,
- l'installation d'une station de mesure (ambassade).

Des contrôles radiologiques ont été réalisés par l'IRSN pour 144 Français de retour du Japon après l'accident de Fukushima Daiichi.

4.4 2 Actions réalisées depuis l'accident de Fukushima Daiichi, en cours et programmées

4.4.2.1 Organisation mise en place pour la réalisation des stress tests

L'IRSN s'est fortement investi et a apporté son organisation en support à l'ASN pour mener à bien l'analyse des stress tests.

4.4.2.2 Participation de l'IRSN à une campagne de mesures environnementales autour de Fukushima

Une première campagne a été effectuée en coopération avec JAEA et sous l'égide du MEXT (7 experts IRSN envoyés au Japon pendant 10 jours) et une nouvelle campagne doit suivre.

4.4.2.3 Etudes épidémiologiques

L'IRSN a des projets de participation:

- aux études épidémiologiques de suivi de la santé des populations, avec l'Université médicale de Fukushima,
- au groupe d'experts internationaux en charge de conseiller l'Université médicale de Fukushima et le groupe des 8 experts japonais travaillant pour le « cabinet office » du gouvernement japonais.

4.4.2.4 Autres collaborations avec des organismes japonais à partir de 2012

N'ayant que peu de visibilité jusqu'à l'échéance d'avril 2012 (date qui était prévue pour la réorganisation de la sûreté nucléaire au Japon) et étant très occupés pas les activités nationales « post-Fukushima », un certains nombre d'organismes japonais (tels que JAEA, JNES, le NIRS) ont exprimé le souhait d'avoir de nouvelles collaborations avec l'IRSN (dans des domaines tels que la « gestion de crise », la « contamination marine », le « facteur humain », etc.) mais pas avant avril 2012.

4.5 Actions entreprises au niveau gouvernemental

Un service du Premier ministre a été chargé après l'accident de Fukushima Daiichi de la réflexion en matière de sécurité, de la préparation de décisions de haut niveau et du suivi de leur mise en œuvre. C'est le Secrétariat général de la défense et de la sécurité nationale (SGDSN), qui a, entre autres missions, celles de :

- animer et coordonner les travaux interministériels relatifs à la politique de défense et de sécurité nationale et aux politiques publiques qui y concourent ;
- suivre les crises qui affectent l'environnement de sécurité ;
- élaborer la planification interministérielle de défense et de sécurité nationale et veiller à sa mise en œuvre.

Huit groupes de travail ont été constitués rassemblant les pouvoirs publics, les exploitants, les appuis techniques, sous pilotage SGDSN.
L'objectif est de produire à l'été 2012 un plan gouvernemental visant à appréhender tous les aspects liés à un accident nucléaire grave survenant soit en France, soit à l'étranger dans le cas où il aurait un impact majeur pour le pays.
Un rapport intermédiaire a été envoyé au Premier ministre fin 2011.

Ce plan devrait être testé lors d'un exercice SEC-NUC de grande ampleur à l'automne 2012.

4.6 Les conclusions de l'ASN en ce qui concerne le résultat des activités des opérateurs

La force d'action rapide nationale (FARN)

Comme cela a déjà été indiqué (cf. § 4.1.4) EDF a prévu d'apporter des améliorations à l'organisation de crise, en particulier avec la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en difficulté.

L'ASN considère que la proposition d'EDF d'une « force d'action rapide nationale » (FARN) contribue à la robustesse de l'organisation :

- dans le temps, en assurant la relève des équipes de crise du site accidenté,
- dans le cas d'un accident affectant simultanément plusieurs installations.

L'ASN prescrira ainsi à EDF la mise en place progressive, à partir de 2012, d'un dispositif national d'intervention rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures à compter du déclenchement de leur mobilisation. Le dispositif devra être projetable sur n'importe quel site fin 2012 et avoir une capacité d'intervention simultanée sur tous les réacteurs d'un site fin 2014.

EDF précisera l'organisation et le dimensionnement de ces équipes, notamment :

- les critères d'activation ;
- les missions qui leur incombent ;
- les moyens matériels et humains dont elles disposent et l'organisation mise en place pour assurer la maintenance de ces moyens matériels ainsi que leur opérabilité et leur disponibilité permanentes ;
- et enfin leurs formations et le processus de maintien de leurs compétences.

4.7 Tableau de synthèse : Thème 4 – Organisations nationales

Activités	Activités de l'exploitant			Activités du régulateur*		
	Activité **Réalisée** **En cours** **Envisagée**	**Calendrier** **ou étapes pour les activités envisagées**	**Résultat obtenu** **Oui** **Non**	**Activité** **Réalisée** **En cours** **Envisagée**	**Calendrier** **ou étapes pour les activités envisagées**	**Conclusions disponibles** **Oui** **Non**
Thème 4 : Organisations nationales						
Rénovation du plan d'urgence interne (PUI) de l'exploitant : prise en compte du multi-tranches, du risque chimique, anticipation des agressions prévisibles (par exemple tempête)	En cours	Fin 2012	Non			
Mise en place de la Force d'action rapide nucléaire (FARN)	En cours		Non			
Accroissement du personnel de l'ASN				En cours	Nouveau personnel dans les premiers mois de 2012	
Accroissement du budget de l'ASN				Réalisée		
Organisation en situation d'urgence : Réalisation du Plan d'action pour la prise en compte du retour d'expérience de l'organisation interne ASN pendant Fukushima				En cours		
Evaluation complémentaire de sûreté sur l'organisation des opérateurs (ECS) – stress tests				Réalisée.		Rapport publié le 3 janvier 2012
Prescriptions de l'ASN avec implication sur le plan de l'organisation				En cours	D'avril 2012 à fin 2012-début 2013	
Participation de l'IRSN à des campagnes de mesures environnementales autour de Fukushima				1ère campagne réalisée	2ème campagne prévue	

Participation de l'IRSN aux études épidémiologiques de suivi de la santé des populations, avec l'Université médicale de Fukushima				Envisagé		
Emission du plan gouvernemental établi par le SGDSN visant à appréhender tous les aspects liés à un accident nucléaire grave				En cours	Eté 2012	

5 Organisation en situation d'urgence et post-accidentelle (hors du site)

5.1 Description de l'existant

5.1.1 Rappels sur l'organisation nationale de crise

La catastrophe survenue à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi confirme que, malgré les précautions prises pour la conception, la construction et le fonctionnement des installations nucléaires, un accident ne peut jamais être exclu. Pour faire face à un tel accident, même peu probable, il convient de prévoir et de tester régulièrement des dispositions matérielles et organisationnelles spécifiques pour gérer au mieux les situations d'urgence.

Les ministères concernés au titre de leur mission, ainsi que l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), s'organisent pour conseiller le préfet, responsable de la gestion de la situation au niveau local, sur les actions de protection à prendre. Ils fournissent au préfet les informations et avis susceptibles de lui permettre d'apprécier l'état de l'installation, l'importance de l'incident ou de l'accident, ses évolutions possibles et les actions nécessaires à la protection des populations et de l'environnement.

Les principaux intervenants étatiques sont les suivants :

- Secrétariat général de la défense et de la sécurité nationale (SGDSN) : le SGDSN est chargé de veiller à la cohérence interministérielle des mesures planifiées en cas d'accident et à la planification d'exercices et à leur évaluation. Il assure le secrétariat du Comité interministériel aux crises nucléaires ou radiologiques (CICNR). Le CICNR se réunit à l'initiative du Premier ministre. Sa mission est de coordonner l'action gouvernementale en cas de situation d'urgence radiologique ou nucléaire ;

- Ministère de l'Intérieur : la Direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises (DGSCGC) dispose du Centre opérationnel de gestion interministérielle des crises (COGIC) et de la Mission d'appui à la gestion du risque nucléaire (MARN). Elle met à la disposition du préfet des renforts matériels et humains pour la sauvegarde des personnes et des biens ;

- Ministère chargé de la santé : il assure la mission de protection sanitaire des personnes contre les effets des rayonnements ionisants ;

- Ministère chargé de l'écologie : la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (MSNR) participe aux missions de l'État en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection en liaison avec les autres administrations compétentes, et notamment les services chargés de la sécurité civile ;

- Ministère de la Défense : l'Autorité de sûreté nucléaire de défense (ASND) est l'autorité compétente pour le contrôle de la sûreté des installations nucléaires de base secrètes (INBS), des systèmes nucléaires militaires (SNM) et des transports intéressant la défense. Un protocole entre l'ASN et l'ASND a été signé le 26 octobre 2009 pour assurer la coordination entre ces deux entités lors d'un accident affectant une activité contrôlée par l'ASND afin de faciliter la transition de la phase d'urgence gérée par l'ASND vers la phase post-accidentelle pour laquelle l'ASN est compétente ;

- Ministère des Affaires Etrangères et Européennes : le MAEE est le "point d'alerte national" au titre des conventions « Notification Rapide » et « Assistance » et de la décision du Conseil européen de 1987, chargé de relayer sans délai les informations reçues. De plus, il est chargé des réponses aux demandes d'assistance reçues de pays tiers, si celles-ci font l'objet d'une instruction interministérielle. Il est aussi chargé d'assurer la prise en charge des ressortissants français à l'étranger (tenue des plans et approvisionnement en équipements de sécurité, diffusion via l'ambassade des informations pertinentes et des mesures préconisées par les autorités françaises, planification d'une éventuelle évacuation...). Enfin il

est chargé des communications de nature politique avec l'AIEA, en liaison avec le gouverneur pour la France auprès de l'AIEA et par l'intermédiaire de la représentation permanente de la France.

- L'ASN est associée à la gestion des situations d'urgence radiologique. Elle contrôle les dispositions prises par l'exploitant, assiste le gouvernement pour toutes les questions de sa compétence et informe le public de l'état de sûreté de l'installation à l'origine de la situation d'urgence. L'ASN s'appuie sur son expert technique l'IRSN. Les missions de l'ASN en cas d'urgence sont détaillées au point 5.1.3.2.

5.1.2 Organisation existante de l'exploitant

5.1.2.1 L'organisation de crise locale EDF

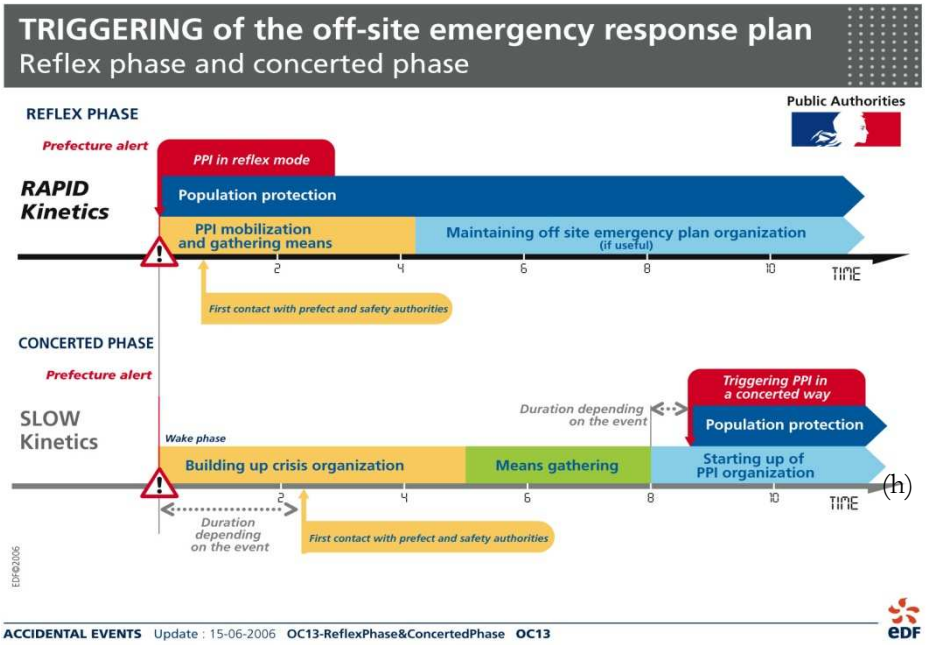
L'organisation de crise d'EDF est décrite en section § 3.1. L'organisation de crise locale d'EDF comporte un centre de décision, trois centres d'action opérationnels et une équipe de réflexion. Elle s'insère dans une organisation nationale. Dans les rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS), EDF rappelle l'organisation de crise des sites prévue pour faire face à une situation incidentelle, accidentelle ou un accident grave. Cette organisation est définie dans le plan d'urgence interne (PUI) des sites qui est une obligation réglementaire couvrant les situations qui présentent un risque notable pour la sûreté des installations, pouvant conduire à des rejets radioactifs, chimiques ou toxiques dans l'environnement. Le Poste de Commandement Direction Local (PCD-L) est l'élément essentiel et la plaque tournante de l'organisation. Il est tenu par le Directeur du Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) (ou son représentant), qui est le seul responsable des décisions à prendre pour assurer la sûreté des installations, la protection du personnel et la sauvegarde des matériels. Au plan interne, il coordonne l'activité des autres PC et leur commande les actions complémentaires à effectuer. Au plan externe il assure les liaisons officielles avec les pouvoirs publics locaux, notamment le préfet et les PC direction nationaux d'EDF et de l'ASN et l'IRSN.

5.1.2.2 Phase réflexe

Dans le cas des événements à cinétique dite rapide, les conséquences radiologiques du rejet ou de la menace de rejet peuvent dépasser les seuils des niveaux d'intervention dans les six heures qui suivent le début de l'incident/accident et nécessiter de prendre des mesures de protection des populations.

A cet effet, l'exploitant, par délégation de la préfecture, lance un plan particulier d'intervention (PPI) en mode réflexe. Il avertit ainsi sans délai les populations dans un rayon de 2 km à l'aide de sirènes dédiées implantées sur le CNPE et d'un système d'appel téléphonique des populations (SAPPRE, voir ci-après). Les populations doivent alors se mettre à l'abri et à l'écoute et ne pas rester à l'extérieur pendant les premières heures de la crise.
Ces événements sont répertoriés au sein des consignes PUI afin de permettre un lancement de l'alerte efficace.

A contrario, quand il n'y a pas lieu de prendre de mesures immédiates, les pouvoirs publics déclenchent le PPI en mode concerté, afin de disposer de moyens d'expertise avant toute décision de protection des populations.



(h)

5.1.2.3 Le système d'alerte des populations SAPPRE

Afin de lancer les alertes PUI/PPI, un dispositif de messagerie vocale automatisée a été mis en place.
Sur la base de l'annuaire de la population recensée dans un périmètre de 2 km autour de la centrale, complété des personnes « ayant à en connaître » désignées par le préfet (équipes de crise de la préfecture, mais aussi directeurs d'école, chefs d'entreprises du périmètre…), ce système appelle chaque numéro répertorié avec un message de début d'alerte comme suit :

« Ceci est une alerte, ceci est une alerte. Bonjour, (préfet) vous informe d'un incident sur le (CNPE) et vous demande de vous mettre à l'abri et à l'écoute des radios et télévisions dans le logement le plus proche. Ceci est une alerte, ceci est une alerte. Afin de connaître le nombre de foyers joints, nous vous demandons de suivre la procédure d'acquittement qui va vous être demandé par l'opératrice.»

La procédure d'acquittement permet d'assurer un suivi de la population informée.
Des messages de fin d'alerte permettent de tenir les populations informées. Des messages de test sont également utilisés lors des exercices.

Ce dispositif est hébergé hors de la zone géographique de la centrale et est donc protégé des agressions qui pourraient la concerner.

Il convient de noter que l'efficacité du dispositif dépend de la robustesse des réseaux de télécommunication locaux.

5.1.2.4 Soutien technique hors site

Le soutien technique hors site est fonction de la situation du site et des évènements survenus. Il peut être assuré par les dispositions suivantes :

- L'organisation nationale de crise qui dispose des appuis techniques interne EDF et externe.
- L'assistance intersites : des moyens humains (opérateurs, agents de maintenance, etc.) peuvent être sollicités sur les autres CNPE en vue de renforcer ou de remplacer les équipes en place sur le site impacté par l'accident. De même, des moyens matériels peuvent être sollicités sur

les autres CNPE afin de venir en renfort du site où une situation accidentelle nécessiterait ces matériels. EDF, avec son parc de 58 réacteurs en fonctionnement, bénéficie ainsi d'une possibilité de foisonnement importante, tant humaine que matérielle.

- L'assistance UTO (Unité Technique Opérationnelle) d'EDF qui dispose des pièces de rechange, voire d'équipements complets.
- L'Agence de Maintenance Thermique – Centre (AMT-C) pour les aspects logistiques de transport et d'acheminement de matériels.
- Le GIE Intra (Organisation commune au CEA, à AREVA et EDF) qui dispose de moyens d'intervention en zone contaminée (robots) et d'engins de déblaiement.
- L'appel au moyen de la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) d'ERDF qui a démontré son efficacité pour les restaurations du réseau lors d'évènements climatiques extrêmes.

L'organisation de crise ne prévoit pas de dispositif spécifique permettant de faire face à une destruction importante des infrastructures autour de l'installation, et, en cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, il est fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément des PPI spécifiques à la situation de crise, mettent en œuvre les dispositions ORSEC (Organisation de la Réponse de la SEcurité Civile).

Sur l'identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent, voir § 3.1.3.

5.1.2.5 Principes de gestion et de protection des personnes sur le site

Concernant le risque radiologique, les moyens mis en œuvre en fonctionnement normal pour assurer le contrôle des conditions radiologiques sur le site restent opérationnels et adaptés aux conditions pouvant être rencontrées lors d'un accident grave. Des stocks de comprimés d'iode stable sont prévus pour assurer leur distribution en situation d'urgence.

Les opérations visant à placer les installations dans un meilleur état de sûreté respectent, quelle que soit la situation, les règles de la radioprotection (limitation du temps d'exposition, utilisation d'écran…).

Il est par ailleurs possible que des interventions en milieu radiologiquement hostile soient à réaliser dans le cadre réglementaire des expositions exceptionnelles (exposition d'urgence notamment s'il s'agit de sauver des vies humaines, ou exposition sous autorisation spéciale dans la phase post accidentelle).

Des consignes permettent dans d'autres situations de gérer les risques liés à l'environnement industriel (toxiques ou chimiques) ainsi que les risques liés à des conditions météorologiques extrêmes.

La gestion du personnel du site non impliqué par la crise suit les principes de recensement et de regroupement à des fins de protection ou d'évacuation. L'état radiologique des locaux de regroupement est contrôlé et les personnels suivis sur le plan radiologique notamment.

Les risques associés aux voies de communication et aux canalisations de transport se trouvant dans l'environnement du site sont limités et les objectifs de la règle fondamentale de sûreté (RFS) I.2.d relative à la prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communications sont respectés.

5.1.2.6 Maintien des compétences / Formation / Situations de crise réelles

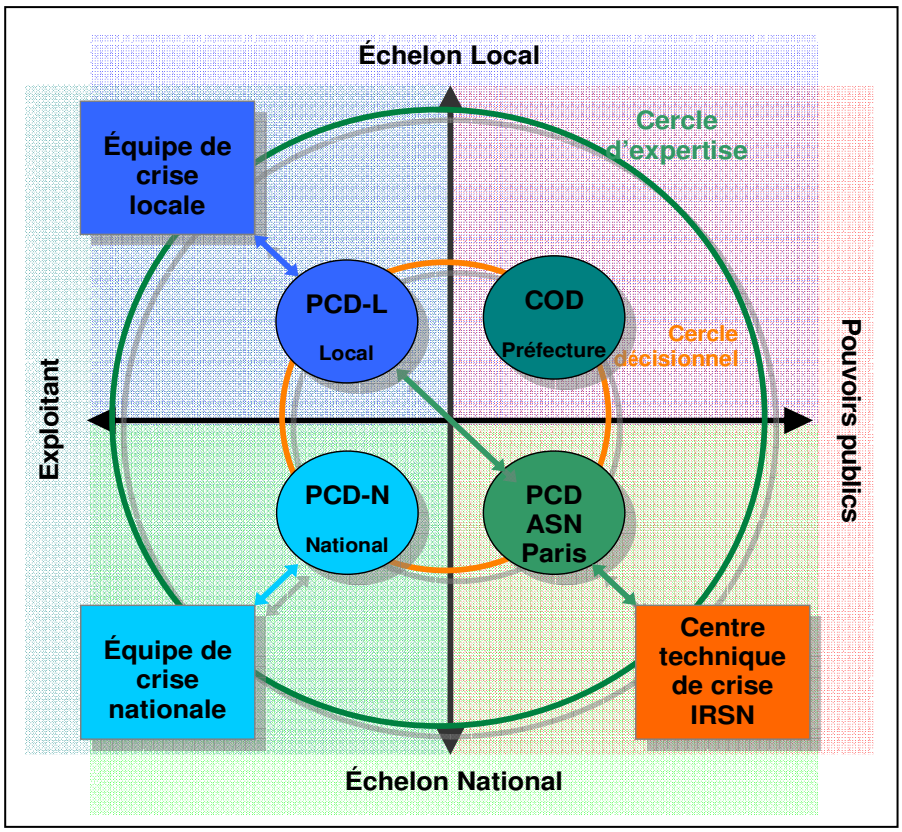
Le maintien de la capacité des personnes à intervenir et des organisations à se mobiliser s'obtient par la formation des différents intervenants des équipes de crise (domaine des accidents graves et outils de crise notamment) et par la réalisation d'exercices périodiques. A cette fin, des exercices sont réalisés régulièrement, à la fois pour entraîner les équipes de crise et pour tester les moyens et les organisations en vue d'identifier les dysfonctionnements éventuels. Les exercices nationaux de crise nucléaire permettent de tester tous types de situations accidentelles y compris le domaine accidents graves et aléas climatiques.

Une dizaine d'exercices sont réalisés annuellement sur chaque site ainsi qu'au niveau national par participation à des exercices de site. Chaque année, quatre à cinq exercices nationaux sont organisés en relation avec les pouvoirs publics, parfois avec la population (confinement, évacuation…).

Le retour d'expérience issu de l'ensemble de ces exercices ainsi que des situations de crise réelles est utilisé pour faire progresser l'organisation de crise au niveau local et national et pour améliorer la nécessaire coordination entre les pouvoirs publics et l'exploitant.

5.1.2.7 Moyens de communication

Le schéma ci-après représente les relations entre les pouvoirs publics, gouvernement et autorité de sûreté, les exploitants et les experts techniques en situation d'urgence radiologique.



PCD : poste de commandement direction (L : local ; N : national) ;
COD : centre opérationnel départemental.

Les moyens de communication permettent d'assurer la communication interne entre les équipes de crise et les locaux de regroupement et la communication externe avec les acteurs externes, au niveau local et national.

L'organisation nationale de crise s'appuie sur un dispositif de télécommunications permettant :

- d'alerter au plus tôt les acteurs internes et externes à l'entreprise afin de gréer les équipes de crise locales et nationales, tant côté EDF que pouvoirs publics.
- d'alerter les populations en cas d'atteinte d'un critère PPI phase réflexe.
- d'échanger des données (voix, fax ou informatique) entre les différents centres de gestion de la crise, sur site et hors site.
- d'informer le public et les média.

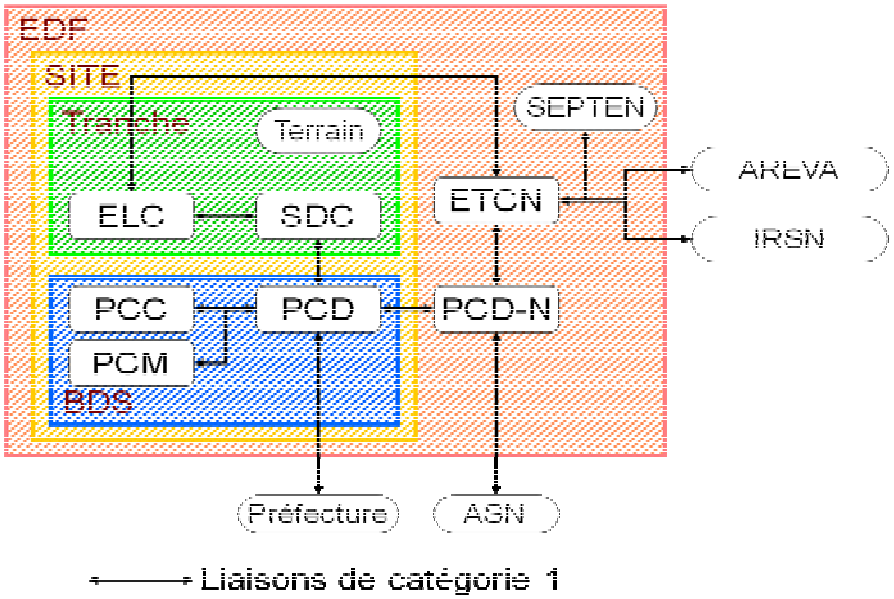
Ce dispositif répond aux besoins fonctionnels de l'organisation nationale de crise.

Les liaisons nécessaires au fonctionnement de ce dispositif sont définies et classées en deux catégories selon leur importance :

- Les liaisons assurées par deux moyens fiables et redondants avec une garantie de temps de rétablissement de 8 heures sur la perte d'un système et de 4 heures sur la perte de la liaison (liaisons dites de catégorie 1).
- Les liaisons assurées par un moyen fiable avec une garantie de temps de rétablissement de 40 h (liaisons dites de catégorie 2).

Ceci garantit un haut niveau de disponibilité (par exemple, les deux liaisons contribuant à la liaison de catégorie 1 du site avec l'extérieur sont sous la supervision permanente des opérateurs de télécommunication respectifs, réseau France Télécom public et réseau sécurisé dédié).

Le schéma suivant synthétise les liaisons télécom de catégorie 1 :



ELC : équipe locale de crise
SDC : Salle de commande
ETCN : Equipe technique de crise nationale
SEPTEN : Service Etudes et Projets Techniques Et Nucléaires
PCC : poste de commandement des contrôles
PCD : poste de commandement direction (L : local ; N : national) ;
PCM : poste de commandement de moyens
BDS : Bloc de sécurité

Le retour d'expérience indique une disponibilité effective des liaisons internes et externes conforme à l'exigence, observée lors des exercices, des crises réelles et des tests périodiques.

5.1.2.8 Gestion post-accidentelle

La gestion post-accidentelle est prévue au sein de l'organisation de crise EDF. Elle est pilotée au niveau national à partir d'un guide, diffusé en 2001, qui recense un certain nombre de situations à partir desquelles EDF pourrait être confrontée à une situation post-accidentelle (y compris celles dont elle ne serait pas l'initiatrice) et les actions majeures à entreprendre dans ce cadre.

5.1.2.9 Rôle dans la campagne de distribution des comprimés d'iode

La dernière campagne de pré-distribution de comprimés d'iode a eu lieu en 2009. Au côté des pouvoirs publics, EDF a un rôle actif dans la campagne de distribution de comprimés d'iode autour des CNPE, notamment par un travail de proximité auprès des pharmaciens et de leurs réseaux de distribution amont.

Les campagnes de pré-distribution de comprimés d'iode sont assurées dans un périmètre de 10 km autour des CNPE. Leur fréquence est adaptée aux caractéristiques de péremption des comprimés et sont l'occasion d'une communication spécifique vers les populations locales.

5.1.3 Organisation de l'Autorité de sûreté en cas de situation d'urgence radiologique

Plusieurs acteurs sont habilités à prendre des décisions en situation d'urgence :

Sur le site, pour rappel, l'exploitant de l'installation nucléaire accidentée met en œuvre une organisation et des moyens permettant de maîtriser l'accident, d'en évaluer et d'en limiter les conséquences, de protéger les travailleurs, et d'alerter et informer régulièrement les autorités publiques. Ce dispositif est préalablement défini dans le PUI de l'exploitant ;

A l'extérieur du site :

- l'ASN a un rôle d'autorité et de contrôle des actions de l'exploitant. En situation d'urgence, elle s'appuie sur les évaluations de l'IRSN et peut à tout moment prescrire à l'exploitant les évaluations et les actions rendues nécessaires ;
- le préfet du département où se trouve l'installation prend les décisions nécessaires pour assurer la protection de la population, de l'environnement et des biens menacés par l'accident. Il agit dans le cadre du PPI et des plans ORSEC. A ce titre, il est responsable de la coordination des moyens engagés dans le PPI, publics et privés, matériels et humains. Il veille à l'information des populations et des maires. L'ASN, au travers de sa division territoriale, assiste le préfet pour l'élaboration des plans et pour la gestion de la situation.
- le maire de la commune, parce qu'il bénéficie d'une confiance et d'une crédibilité forte auprès de ses administrés, joue un rôle important dans l'anticipation et l'accompagnement des mesures de protection. A cet effet, le maire d'une commune comprise dans le champ d'application d'un plan particulier d'intervention doit établir et mettre en œuvre un plan communal de sauvegarde pour prévoir, organiser et structurer les mesures d'accompagnement des décisions du préfet. Il est également un relais d'information et de sensibilisation auprès des populations lors des campagnes de distribution d'iode.

5.1.3.1 Planification de crise (PPI)

Les plans d'urgence relatifs aux accidents survenant sur une installation nucléaire de base (INB) définissent les mesures nécessaires pour protéger le personnel du site, la population et l'environnement, et pour maîtriser l'accident.

Pour rappel, le plan d'urgence interne (PUI), établi par l'exploitant, a pour objet de ramener l'installation à un état sûr et de limiter les conséquences de l'accident. Il précise l'organisation et les moyens à mettre en œuvre sur le site. Il comprend également les dispositions permettant d'informer rapidement les pouvoirs publics.

Le plan particulier d'intervention (PPI) est établi par le préfet en application du décret n°2005-1158 du 13 septembre 2005, « en vue de la protection des populations, des biens et de l'environnement, pour faire face aux risques particuliers liés à l'existence d'ouvrages et d'installations dont l'emprise est localisée et fixe. Ils mettent en œuvre les orientations de la politique de sécurité civile en matière de mobilisation de moyens, d'information et d'alerte, d'exercice et d'entraînement ». Le PPI précise les premières actions de protection de la population à mettre en œuvre, les missions des différents services concernés, les schémas de diffusion de l'alerte et les moyens matériels et humains susceptibles d'être engagés, pour la protection des populations, ou l'appui à l'exploitant.

Le PPI s'inscrit dans le dispositif ORSEC (Organisation de la Réponse de la SEcurité Civile), qui décrit les mesures de protection mises en œuvre lors de crises de grande ampleur. Ainsi, au-delà du périmètre établi par le PPI, le dispositif ORSEC départemental ou zonal, modulaire et progressif, s'applique pleinement.

Plus largement, la directive interministérielle du 7 avril 2005, sur l'action des pouvoirs publics en cas d'événement entraînant une situation d'urgence radiologique, détermine le cadre de l'organisation des pouvoirs publics ainsi que les dispositions à prendre par les autorités en cas d'événement susceptible d'entraîner une situation d'urgence radiologique conduisant au déclenchement du dispositif ORSEC ou PPI-ORSEC ou d'un plan de la famille PIRATE.

Les plans de secours tels que les PPI identifient les actions de protection des populations qui permettent de limiter les conséquences d'un accident éventuel. La mise en œuvre de ces actions est décidée par le préfet sur la base de niveaux d'intervention, en fonction de la dose prévisionnelle que recevrait une personne qui se situerait en plein air lors de l'accident.

La définition des niveaux d'intervention repose sur les recommandations internationales les plus récentes et fait l'objet, depuis 2003, de prescriptions réglementaires. Les niveaux d'intervention sont ainsi définis par la décision n° 2009-DC-0153 du 18 août 2009 de l'ASN, qui a modifié le niveau d'intervention pour ce qui concerne l'administration d'iode stable. Les niveaux d'intervention associés à la mise en œuvre des actions de protection de la population en situation d'urgence radiologique, mentionnés à l'article R. 1333-80 du code de la santé publique, sont donc les suivants :

- une dose efficace de 10 mSv pour la mise à l'abri ;
- une dose efficace de 50 mSv pour l'évacuation ;
- une dose équivalente à la thyroïde de 50 mSv pour l'administration d'iode stable.

Le périmètre PPI doit permettre d'assurer la protection de la population pendant les premières heures après l'accident, sans exclure la mise en œuvre d'actions au-delà. En effet, au fur et à mesure du développement de la situation accidentelle, et en fonction des conditions météorologiques le jour de l'accident, les services de la protection civile pourraient mettre en œuvre les actions de protection de la population au-delà des périmètres PPI, dans le cadre de la planification ORSEC.

A titre d'exemple, autour d'un réacteur à eau sous pression, les plans de secours sont dimensionnés pour permettre la mise à l'abri des populations et l'ingestion de comprimés d'iode stable dans un rayon de 10 kilomètres et l'évacuation des populations dans un rayon de 5 kilomètres.

A partir de 2012, il est envisagé que les PPI soient complétés pour tenir compte de la nouvelle doctrine de gestion post accidentelle (§ 5.1.4).

5.1.3.2 Missions ASN et IRSN en cas de situation d'urgence radiologique (SUR)

En situation d'urgence, l'ASN, avec l'appui de l'IRSN, a pour missions :

1) de contrôler les dispositions prises par l'exploitant ;
2) d'apporter son conseil au gouvernement ;
3) de participer à la diffusion de l'information ;
4) d'assurer la fonction d'Autorité compétente dans le cadre des conventions internationales sur la notification rapide et sur l'assistance.

Le contrôle des actions menées par l'exploitant.

De même qu'en situation normale, l'ASN exerce sa mission d'autorité de contrôle de l'exploitant d'une installation accidentée. Dans ce contexte particulier, l'ASN s'assure que l'exploitant exerce pleinement ses responsabilités pour maîtriser l'accident, en limiter les conséquences et informer rapidement et régulièrement les pouvoirs publics. Elle s'appuie sur les évaluations de l'IRSN et peut à tout moment prescrire à l'exploitant des évaluations ou des actions rendues nécessaires, sans se substituer à celui-ci dans la conduite technique ayant pour objectif de faire face à l'accident.

Le conseil au gouvernement

La décision par le préfet des mesures à prendre pour assurer la protection de la population dépend des conséquences effectives ou prévisibles de l'accident autour du site. Il appartient à l'ASN de faire des recommandations au gouvernement ou au préfet sur ce sujet, en intégrant l'analyse menée par l'IRSN. Cette analyse porte à la fois sur le diagnostic de la situation (compréhension de la situation de l'installation accidentée) et sur le pronostic (évaluation des développements possibles à court terme, et notamment des rejets radioactifs). Cet avis porte notamment sur les mesures à mettre en œuvre pour la protection sanitaire du public.

La diffusion de l'information

L'ASN intervient de plusieurs façons dans la diffusion de l'information :

- Information des médias et du public : l'ASN contribue à l'information des médias et du public sous différentes formes (communiqués de presse, conférences de presse) ; il importe que cette action soit assurée en étroite coordination avec les autres entités amenées à communiquer (préfet, exploitant local et national…) ;
- Information institutionnelle : l'ASN tient informés le gouvernement, ainsi que le SGDSN chargé d'informer le Président de la République et le Premier ministre ;
- Information des organismes de sûreté étrangers.

La fonction d'Autorité compétente au sens des conventions internationales

La Loi TSN prévoit que l'ASN assure la mission d'Autorité compétente au titre des conventions internationales sur la notification rapide et sur l'assistance. A ce titre, elle réalise le recueil et la synthèse d'informations en vue d'assurer ou de recevoir les notifications et transmettre les informations prévues par ces conventions aux organisations internationales (AIEA et Union européenne) et aux pays concernés par d'éventuelles conséquences sur leur territoire.

5.1.3.3 Exercices de crise

Afin d'être pleinement opérationnel, l'ensemble du dispositif et l'organisation doivent être testés régulièrement ; c'est l'objectif des exercices d'urgence nucléaire et radiologique. Ces exercices, encadrés par une circulaire annuelle, associent l'exploitant, les ministères, les préfectures, l'ASN et l'IRSN. Ils permettent de tester les plans de secours, l'organisation, les procédures et contribuent à l'entraînement des agents y prenant part. Les objectifs principaux sont définis en début d'exercice. Ils visent principalement à évaluer correctement la situation, à ramener l'installation accidentée dans un état sûr, à prendre les mesures adéquates pour protéger les populations et à assurer une bonne communication vers les médias et les populations intéressées. Parallèlement, les exercices permettent de tester le dispositif d'alerte des instances nationales et internationales.

La réalisation pour chaque site d'un exercice national d'urgence nucléaire et radiologique d'une périodicité variant de 3 à 5 ans, selon la complexité des sites nucléaires, apparaît comme un juste compromis entre l'entraînement des personnes et le délai nécessaire pour faire évoluer les organisations.

Le nombre et l'ampleur des exercices nationaux sont importants par rapport aux pratiques à l'étranger, comme ont pu le souligner la mission internationale d'audit menée en 2006 par l'AIEA (mission IRRS) ainsi que la mission de suivi de 2009. Ce programme d'exercices permet aux personnels de l'ASN et aux acteurs nationaux d'accumuler une connaissance et une expérience très riches sur la gestion des situations d'urgence. Ces exercices sont également l'occasion de former les intervenants de terrain, de l'ordre de 300 personnes par exercice.

Le retour d'expérience de Fukushima Daiichi a été pris en compte dans l'élaboration de la circulaire du 20 décembre 2011, et a ainsi conduit pour 2012 à la programmation d'exercices simulant des accidents affectant simultanément plusieurs installations d'un même site.

Les autres exercices d'urgence :

L'ASN s'investit également dans la préparation et la réalisation d'autres exercices de crise ayant un volet sûreté nucléaire et organisés par d'autres acteurs tels que :

- ses homologues pour la sécurité nucléaire (HFDS) ou pour les installations relevant de la défense (ASND) ;
- les instances internationales (AIEA, Commission européenne, AEN) ;
- les ministères (Santé, Intérieur, etc.).

Les agents de l'ASN profitent de l'expérience ainsi acquise au cours de ces nombreux exercices afin de pouvoir répondre plus efficacement lors des situations d'urgence réelles.

Des réunions d'évaluation sont organisées immédiatement après chaque exercice dans chaque poste de commandement de crise. L'ASN veille, avec les autres acteurs des exercices de crise, à identifier les bonnes pratiques et les axes d'amélioration mis en évidence lors de ces exercices. Ces mêmes réunions de retour d'expérience sont organisées pour exploiter les enseignements des situations réellement survenues.

L'ASN rassemble par ailleurs l'ensemble des acteurs deux fois par an pour tirer le bilan des bonnes pratiques et des axes d'amélioration identifiés lors des retours d'expérience organisés à la suite des exercices.

Les exercices ont pu ainsi faire évoluer et améliorer, par exemple :

- les procédures et les doctrines : distribution préventive de comprimés d'iode dans un rayon de 10 km autour des centrales nucléaires, mise à l'abri en phase réflexe pour les accidents à cinétique rapide ;
- les circuits décisionnels : la mise en œuvre systématique depuis 2007 d'audioconférences assure la cohérence des actions de protection des travailleurs et des populations décidées par l'exploitant et les pouvoirs publics ;
- le dispositif d'alerte des populations : le déploiement par EDF, autour des centrales nucléaires, d'un système d'alerte téléphonique, appelé « SAPPRE », vient compléter le système de sirènes existant ;
- les estimations de mesure de la radioactivité dans l'environnement : la directive interministérielle du 29 novembre 2005 précitée a prévu l'établissement de programmes locaux de mesures adaptés aux installations et la circulaire du 12 octobre 2010 du ministre en charge de l'intérieur a prévu l'élaboration d'un programme directeur de mesures destiné à être annexé au PPI.

Enfin, les situations réelles survenues ont démontré l'importance de la communication en situation d'urgence, en particulier pour informer suffisamment tôt le public et éviter la propagation de rumeurs qui pourraient entraîner un phénomène de panique dans la population. L'accident survenu le 12 septembre 2011 dans le four de l'installation Centraco sur le site de Marcoule est venu rappeler la nécessité d'informer la population avoisinante et ce même lorsqu'un PPI n'a pas été déclenché.

5.1.3.4 Mesures de radioactivité (PDM, restitution des mesures…)

Le thème des mesures de radioactivité fait depuis quelques années l'objet d'un effort particulier en France. Une directive interministérielle a été établie en 2005 sur le sujet et précise les acteurs et l'organisation des mesures de radioactivité.

Plus récemment, le Ministère de l'Intérieur a demandé, fin 2010, aux préfectures concernées par un site nucléaire faisant l'objet d'un PPI de réaliser un programme directeur des mesures (PDM) qui est à intégrer dans le dispositif ORSEC/PPI des sites. Ces travaux sont actuellement engagés dans de nombreuses préfectures françaises.

Ce PDM doit permettre aux acteurs de la mesure, au sein d'une cellule « mesures » située sur le terrain au sein d'un poste de commandement opérationnel (PCO), de définir rapidement les modalités de réalisation des mesures (quels objectifs, à quel moment, quels moyens, quelles équipes, à quel endroit …) dans l'environnement en fonction de la phase de l'accident.

Compte tenu du retour d'expérience des exercices de crise nucléaire, des priorités ont été définies concernant la réalisation de ces PDM :

- l'importance qui doit être donnée à l'exploitation des balises de mesures (fixes ou à déployer) télé-surveillées, qui permettent de disposer en temps réel et en continu des résultats de mesures et sans exposer les personnels. L'accident de Fukushima Daiichi a confirmé l'intérêt de ces résultats de balises pour suivre les rejets et comprendre la situation environnementale ;
- les relations régulières qui doivent exister entre les équipes de mesures de l'exploitant, qui sont les premières engagées sur le terrain, et les équipes de mesures des pouvoirs publics situées au sein de la cellule mesure ; il s'agit de mettre en place des échanges permettant de partager les résultats de mesures, de vérifier la complémentarité des actions engagées et la cohérence des résultats des mesures ;
- la nécessité de transmettre des résultats de mesures fiables rapidement; si les délais de réalisation des mesures sont incompressibles, et si leur interprétation peut nécessiter une expertise, leur transmission doit être améliorée via notamment des outils informatisés cartographiques et leur partage entre acteurs.

Sur ce dernier sujet, différents outils locaux ont été développés par les exploitants nucléaires et nationaux par l'IRSN (outil CRITER) et l'année 2011 a constitué une année de test de ces outils lors des exercices nationaux.

En particulier, le partage, entre experts de la mesure, de l'ensemble des résultats de mesure au niveau national à l'aide de CRITER a constitué un progrès notable. Ce type d'outil doit permettre aussi d'informer les décideurs et le public dans les meilleurs délais.

L'outil CRITER a d'ailleurs été utilisé lors de l'accident de Fukushima Daiichi pour mettre à disposition du public français les résultats de mesure de radioactivité sur le territoire lors de la période de passage des masses d'air contaminé au-dessus du pays. Compte tenu du nombre de consultations très important de l'outil, son dimensionnement sera revu.

L'accident de Fukushima Daiichi a aussi rappelé toute l'importance que les mesures doivent avoir. Si un certain nombre de décisions doivent être prises en situations d'urgence et post-accidentelle sur la base de résultats de modélisations, les mesures ont permis soit de conforter les calculs soit d'identifier des zones plus sévèrement touchées que les calculs n'avaient pas permis de mettre en évidence.

Les travaux menés en France sur la gestion post-accidentelle ont permis au cours de l'année 2011, sur la base de zonages post-accidentels qu'il conviendrait de mettre en place, de préciser les objectifs des mesures de radioactivité dans ces différentes zones, distinguant les mesures qui relèvent de l'expertise, destinées à conforter les évaluations des conséquences, des mesures de contrôle, dont l'objectif est d'orienter des choix d'action ou de vérifier la conformité d'une situation ou d'un produit au regard de critères définis (commercialisation de denrées agricoles par exemple).

5.1.4 Post accidentel

5.1.4.1 Programme national post-accidentel et guide de sortie de la phase d'urgence

De manière générale, on considère que la phase post-accidentelle succède à la phase d'urgence, après la fin des rejets radioactifs et le retour à l'état sûr de l'installation. Elle se compose d'une période de transition (quelques semaines à quelques mois après l'accident) et d'une période de long terme (plusieurs années après l'accident).
En juin 2005, l'ASN a mis en place un Comité directeur pour la gestion de la phase post-accidentelle d'un accident nucléaire ou d'une situation d'urgence radiologique (CODIRPA) chargé d'élaborer les éléments de doctrine correspondants.

Pour mener ses travaux, le CODIRPA a mis en place des groupes de travail (GT) thématiques et en a désigné les pilotes. Depuis 2005, 13 groupes de travail, réunissant environ 180 experts provenant d'horizons différents (Commissions locales d'information, associations, élus, agences sanitaires, organismes d'expertises, autorités etc.), ont été constitués. Ces groupes de travail ont publié des rapports[53], dont les résultats sont intégrés au sein d'un document de doctrine qui devrait être publié au premier semestre 2012.

La doctrine proposée par le CODIRPA a été établie en considérant des accidents nucléaires entraînant des rejets radioactifs de courte durée (moins de 24 heures), qui pourraient survenir sur les installations nucléaires françaises concernées par un Plan Particulier d'Intervention (PPI). Elle présente les premières actions qui devraient être mises en œuvre ou initiées dès la sortie de la phase d'urgence pour assurer la protection et la prise en charge des populations ainsi que les principaux axes stratégiques pour la gestion à moyen et long termes des territoires contaminés.

D'un point de vue opérationnel, la doctrine CODIRPA devrait faire l'objet, à partir de 2012, d'une déclinaison locale, site par site, dans le cadre de la mise à jour des plans ORSEC/PPI, a minima pour ce qui concerne la planification des premières actions à engager dès la sortie de la phase d'urgence.

Trois objectifs fondamentaux ont été retenus pour la gestion post-accidentelle d'un accident nucléaire :

1. **Protéger les populations contre les dangers des rayonnements ionisants ;**
2. **Apporter un soutien à la population, victime des conséquences de l'accident ;**
3. **Préparer la reconquête sociale et économique des territoires affectés.**

Pour la définition des actions à engager, au moment de la préparation de la gestion post-accidentelle et lors de leur mise en œuvre effective en situation réelle, quatre principes ont été pris en considération, deux d'entre eux faisant référence dans les normes internationales : les principes d'anticipation, d'optimisation, de justification et de transparence.

[53] http://www.asn.fr/index.php/Bas-de-page/Sujet-Connexes/Gestion-post-accidentelle/Comite-directeur-gestion-de-phase-post-accidentelle

A partir des trois objectifs fondamentaux et en s'appuyant sur les quatre principes de gestion, la doctrine post-accidentelle nucléaire est déclinée pour les périodes de transition et de long terme, avec une anticipation dès la sortie de la phase d'urgence. Plusieurs points clefs de cette gestion peuvent ainsi être résumés :

- La mise en place immédiate d'un zonage des territoires contaminés, évolutif au cours de la phase de transition, constitue une décision majeure et le cadre structurant pour la gestion des actions de protection et de suivi sanitaire des populations, puis pour préparer la reconquête économique des territoires contaminés ;
- La population affectée par les conséquences de l'accident doit bénéficier d'une prise en charge médicale et psychologique, d'un suivi radiologique, d'un soutien financier, et être indemnisée du fait du préjudice subi ;
- La caractérisation puis la surveillance radiologique de l'environnement, des denrées alimentaires et des eaux demeure un enjeu prioritaire et permanent tout au long de la phase post-accidentelle ;
- La reconquête de la vie économique puis la redynamisation des territoires impactés induit une nouvelle gouvernance basée sur la vigilance et la participation active des personnes concernées ;
- L'afflux important des déchets contaminés de diversité croissante nécessite de substituer progressivement aux solutions de gestion temporaires retenues en sortie de phase d'urgence des solutions de gestion pérennes.

5.1.4.2 Zonage post-accidentel

Le zonage post-accidentel est proposé au niveau national, en concertation entre l'IRSN et l'ASN. Il dépend directement de l'importance des rejets radioactifs, à l'origine de dépôts plus ou moins persistants dans l'environnement. Le zonage proposé est ensuite mis en œuvre par le préfet, directeur des opérations de secours, et porté à la connaissance des services locaux pour sa déclinaison administrative et opérationnelle.

La Zone de Protection des Populations (ZPP) correspond au périmètre au sein duquel il est justifié de mener des actions visant à réduire l'exposition des personnes y résidant. Cette zone est définie selon un objectif de protection radiologique de la population vivant dans les territoires les plus contaminés. La ZPP est ainsi délimitée à partir du résultat le plus pénalisant parmi les deux indicateurs d'exposition suivants :

- la dose efficace prévisionnelle reçue au cours du premier mois suivant la fin des rejets, toutes voies d'exposition confondues, y compris l'ingestion de denrées locales contaminées ; la valeur guide retenue est de l'ordre de 10 mSv sur le 1er mois ;
- la dose équivalente prévisionnelle à la thyroïde reçue au cours du premier mois suivant la fin des rejets ; la valeur guide proposée est de l'ordre de 50 mSv sur le 1er mois.

La ZPP est, a priori, une zone de libre circulation des personnes, à l'exception des forêts ou autres lieux de concentration des substances radioactives identifiées après caractérisation de la contamination, pour lesquelles des restrictions d'accès pourraient être prononcées. Dans les scénarios d'accident considérés, sur le long terme, la principale source d'exposition potentielle des populations est l'ingestion de denrées contaminées d'origine locale. En conséquence, il est interdit de consommer et de mettre sur le marché les denrées produites dans la ZPP, quel que soit leur niveau de contamination. Ces denrées seraient donc considérées comme des déchets, au moins durant les premières semaines de la phase post-accidentelle.

Il est possible que pour une partie de la ZPP, malgré l'interdiction de consommer des denrées d'origine locale, l'exposition des populations soit encore jugée trop importante du fait des dépôts de radioactivité dans les milieux de vie. Il serait alors nécessaire d'éloigner une partie des résidents de la ZPP, en créant un périmètre d'éloignement (PE), périmètre à l'intérieur duquel les habitants seront éloignés. Au cas où un périmètre d'éloignement serait nécessaire au sein de la ZPP, il serait délimité en fonction des résultats d'évaluation prédictive de la dose efficace prévisionnelle sur le premier mois suivant la fin des rejets, sans prendre en compte l'ingestion de denrées alimentaires contaminées d'origine locale, en les comparant à une valeur guide de l'ordre de 10 mSv sur le 1er mois.

La Zone de Surveillance renforcée des Territoires (ZST) s'étend au-delà de la Zone de Protection des Populations. Elle est caractérisée par une contamination de l'environnement plus faible ne justifiant pas la mise en œuvre d'actions de protection des populations locales, en dehors de quelques recommandations visant à prévenir des habitudes de vie plus à risque. Cette contamination est néanmoins significative et peut affecter en particulier les denrées et produits agricoles, justifiant la mise en place d'une surveillance particulièrement renforcée. La contamination de certains produits agricoles et denrées peut en effet dépasser, ne fût-ce que temporairement, les Niveaux Maximaux Admissibles (NMA) instaurés par un règlement européen pour la mise sur le marché des produits destinés à la consommation humaine ou au bétail. Dans cette zone, une interdiction systématique de toute forme de mise sur le marché et de consommation des différentes productions agricoles locales est tout d'abord prononcée dans l'attente de la mise en place des dispositifs de contrôle libératoire adaptés à chaque filière de production agricole visant à autoriser la commercialisation de ceux des produits qui respecteraient les NMA.

A la différence de la ZPP, principalement axée sur la protection des populations, la ZST répond également à un objectif de préservation des activités économiques, en assurant que seuls les produits présentant une qualité radiologique conforme aux NMA sont susceptibles d'intégrer les circuits de distribution. En ce sens, les NMA ne sont pas à considérer comme un indicateur sanitaire.

5.2 Actions entreprises par l'exploitant

5.2.1 Les Matériels Locaux de Crise (MLC)

Pour l'intervention des équipes de quart lors de premières 24 h, un certain nombre de matériels d'injection d'eau, de production d'air comprimé ou de production d'électricité sont nécessaires.

Ces moyens complètent les moyens prévus pour l'organisation de crise en cohérence avec le dimensionnement des tranches. Ils sont conçus pour être directement utilisables sur l'installation, en cohérence avec les capacités physiques et la disponibilité du personnel présent en quart et sont standardisés de façon à ce que la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) puisse les utiliser et/ou les compléter voire remplacer par son propre matériel.

5.2.2 Moyens de communication

Les moyens de communication utilisés lors du gréement de l'organisation peuvent être défaillants (soit suite à une dégradation immédiate consécutive à l'événement initiateur, dans la mesure où ils sont supportés sur site et hors site par une technologie filaire, soit par épuisement des batteries assurant leur fonctionnement).

Afin de fiabiliser ces différents moyens de communication, EDF prévoit le renforcement des liaisons stratégiques avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée, et résistant au séisme et à l'inondation (i.e. totalement indépendants des moyens de communication filaires). Ces liaisons seront classées en catégorie 1 dite renforcée.

Pour ce faire, les salles de commande (PCL) et le bâtiment de sécurité (différents PC) seront équipés de téléphones à liaison satellite, localement couplés à de la téléphonie hertzienne, et bénéficiant à terme d'une autonomie renforcée.

Ces moyens permettront ainsi :

- au chef d'exploitation de quart de lancer l'alerte, quelle que soit la situation des moyens de télécommunication filaires,

- aux acteurs locaux et nationaux intervenant dans la gestion de crise de pouvoir établir ou poursuivre leurs échanges, en disposant de communication vocale, de FAX et/ou d'échange de données techniques,
- aux acteurs locaux de terrain de rester en contact avec les PC de crise,
- à la FARN, dès lors qu'elle devrait intervenir, d'entrer en liaison avec les intervenants du site.

5.2.3 Stockage des MLC

Dans l'attente de pouvoir stocker les matériels de crise au sein des centres de gestion de crise locaux (CCL), EDF va organiser le stockage des matériels de crise dans des lieux résistant aux agresseurs, présentés dans le rapport de sûreté du site.

5.2.4 Continuité fonctionnelle des matériels de crise

En complément des matériels de crise décrits précédemment, EDF va se doter de matériel de substitution ou de complément qui seront utilisés dans le cadre du déploiement de la FARN.

Par ailleurs, dans le cadre du GIE INTRA (Groupement d'Intérêt Economique fondé par les trois principaux exploitants nucléaires français – EDF, AREVA et CEA – après l'accident de Tchernobyl), EDF a accès à du matériel supplémentaire comme des robots permettant d'intervenir dans des conditions radiologiquement difficiles. Les exploitants français envisagent d'étendre la gamme des matériels du GIE INTRA au sein d'une catégorie appelée Moyens Mutualisés d'Intervention Nucléaires (M2IN). La liste des M2IN est en cours de constitution.

5.2.5 Risque liés à l'environnement externe

EDF élabore pour mi-2012 un plan d'action 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 des dispositions complémentaires de sûreté et des moyens de gestion de crise vis-à-vis d'une agression liée à l'environnement industriel.

5.2.6 Evolution du guide PA dans le cadre des réflexions menées par les pouvoirs publics

EDF s'inscrit pleinement dans les travaux menés par les pouvoirs publics sous le pilotage de l'ASN dans le cadre du CODIRPA.

5.3 Actions entreprises par l'Autorité de sûreté

5.3.1 Organisation lors de l'accident de Fukushima Daiichi

5.3.1.1 Organisation de crise au niveau national

L'organisation des pouvoirs publics en cas d'incident ou d'accident est fixée par un ensemble de textes relatifs à la sûreté nucléaire, la radioprotection, l'ordre public, la sécurité civile et les plans d'urgence, notamment la loi sur la transparence et la sécurité nucléaire (dite « loi TSN ») du 13 juin 2006 et la directive interministérielle du 7 avril 2005. Les premiers enseignements tirés de l'action gouvernementale lors de l'accident de Fukushima Daiichi valident la pertinence de l'organisation générale de crise.

Dès le 12 mars 2011, des réunions interministérielles quotidiennes ont été organisées par la Présidence de la République et le cabinet du Premier ministre pour suivre l'évolution de la situation nucléaire et définir l'aide que la France pourrait apporter au Japon. La cellule interministérielle de crise (CIC), présidée par le Premier ministre, a été activée le 17 mars 2011. La CIC a réuni des représentants des ministères, de l'ASN, des experts (IRSN, CEA) ainsi que les opérateurs (EDF, AREVA).

L'ASN a travaillé étroitement avec le SGDSN chargé d'informer le Président de la République et le Premier ministre. Des groupes de travail thématiques ont également été mis en place afin de définir les actions de contrôle à mettre en œuvre. Les décisions relatives aux actions à prendre pour assurer la protection des ressortissants français au Japon, le contrôle des produits alimentaires ou encore la non contamination des passagers des avions ou des navires dépendent des conséquences effectives ou prévisibles de l'accident à l'extérieur du site. Elles étaient prises sur la base des recommandations de l'ASN qui s'appuyaient sur l'analyse menée par l'IRSN.

5.3.1.2 Organisation H24 de l'ASN

Dès le 11 mars et pendant une durée d'un mois, l'ASN a gréé son centre d'urgence comme s'il s'agissait d'un événement survenu en France. Elle a adapté son organisation au contexte particulier de cet accident exceptionnel dû à son éloignement, à son ampleur, à l'enchaînement des événements et à la demande sociale forte qui l'a accompagné.

La mission essentielle de l'ASN a été d'informer régulièrement le gouvernement, les médias et la population française, et de conseiller le gouvernement sur les actions de protection des populations à prendre (protection des ressortissants français au Japon, contrôles de la contamination des biens importés, etc.).

L'ASN a été alertée rapidement de l'accident, en tant qu'autorité compétente au titre des conventions internationales sur la notification et l'assistance du 26 septembre 1986, ainsi qu'au titre de la décision Euratom du 14 décembre 1987. Elle a ensuite suivi régulièrement l'état de la situation au Japon, sur la base des informations provenant de l'outil USIE de l'AIEA d'une part, et des audioconférences quotidiennes avec l'ambassade de France au Japon et les autorités de sûreté américaine, canadienne et britannique d'autre part. L'ASN s'est également appuyée sur le réseau ECURIE de la Commission européenne, en liaison avec l'AEN, pour communiquer avec d'autres pays et avoir une vue d'ensemble sur les décisions qu'ils prenaient.

En matière d'assistance internationale, l'ASN a été sollicitée par le Japon (demandes d'information sur certains outils spécifiques pouvant être mis à disposition et demandes bilatérales de moyens techniques) ainsi que par l'AIEA (demandes de renforts en experts pour le centre d'urgence de l'AIEA et demandes de cartes satellitaires).

Près de 200 agents de l'ASN se sont déclarés volontaires et ont été mobilisés pour remplir des fonctions au centre d'urgence. Leur suivi et leurs analyses ont permis de comprendre et d'anticiper l'évolution de l'état des réacteurs de la centrale de Fukushima Daiichi. Ces informations techniques étaient ensuite reprises et vérifiées avant une diffusion auprès des administrations, des médias et du public.

L'ASN a ainsi réalisé 17 conférences de presse et 38 communiqués de presse permettant d'assurer une information régulière sur le déroulement de l'accident et sur la nature des risques présentés.

L'ASN poursuit le retour d'expérience sur l'organisation qu'elle a mise en place pour faire face aux sollicitations très nombreuses apparues lors de la gestion de cet accident. Il apparaît en particulier que la gestion d'une crise nucléaire de grande ampleur sur la durée nécessite un investissement humain particulièrement important. De plus, l'évolution et la modernisation du centre d'urgence de l'ASN font l'objet d'une réflexion approfondie.

5.3.1.3 Organisation de l'IRSN

La mobilisation de crise de l'IRSN consiste de manière générale à activer une organisation spécifique, dite « organisation de crise », conduisant à mobiliser rapidement les ressources appropriées, puis à les animer en fonction des besoins et de l'évolution de la situation. Cette organisation de crise a été mise en place à partir du vendredi 11 mars à midi. Elle s'est arrêtée le 29 avril. Elle a mobilisé plus de 150 personnes et a consisté à réaliser :

- des actions techniques de caractérisation et d'évaluation des risques destinées, aux pouvoirs et autorités publics en France ainsi qu'aux intervenants sur le terrain au Japon (détachement de la sécurité civile ainsi que le conseiller technique de l'IRSN à l'ambassade de France à Tokyo), aux structures médicales françaises impliquées tant en France qu'au niveau local ;
- des actions techniques de suivi environnemental visant à mobiliser les réseaux de surveillance de la radioactivité ambiante et les laboratoires de mesure sur le territoire français ;
- des actions relatives aux relations institutionnelles visant à informer rapidement les pouvoirs publics concernés, notamment les tutelles ministérielles de l'Institut, la CIC et l'ambassadeur de France au Japon. Des échanges ont eu lieu avec des organismes étrangers, notamment avec l'US-NRC, GRS en Allemagne, HPA en Angleterre et le STUK finlandais ;
- des actions d'assistance et de conseil auprès du décideur local (l'ambassade de France au Japon), en projetant un expert technique ;
- des actions d'information du public et des médias, en diffusant des informations (communiqués, internet, points presse) sur les résultats des évaluations et des mesures réalisées par l'IRSN, mais également le contact direct avec les ressortissants français au Japon au travers de réunions publiques.

5.3.1.4 Conseil au gouvernement et décisions prises

La cellule interministérielle de crise (CIC), à laquelle ont participé l'ensemble des ministères, l'ASN, les experts et les opérateurs, a permis d'organiser le travail gouvernemental avec une prise de décision et des délais de validation rapides. L'ASN, avec l'aide de son appui technique l'IRSN, a pu conseiller le gouvernement sur plusieurs domaines, notamment :

- La fiche de conseils aux voyageurs diffusée sur le site internet du ministère des affaires étrangères a été mise à jour régulièrement et en cohérence avec l'évolution de la connaissance de la situation sanitaire au Japon. La présence d'un expert de l'IRSN à l'ambassade de France a également permis un relais de l'information ;
- Un dispositif d'accueil des personnes revenant du Japon a été mis en place à l'aéroport de Roissy pendant un mois environ. En raison de la faiblesse du risque, ce dispositif de contrôle était facultatif et reposait sur la base du volontariat ;
- La mise en œuvre du contrôle des importations à permis de s'assurer de l'absence de risques sanitaires pour la population et de renforcer le sentiment de sécurité au sein des entreprises concernées par les échanges avec le Japon. L'absence de position européenne commune sur les contrôles à mettre en œuvre, au départ du Japon ou à l'arrivée en Europe, a compliqué la coordination des actions à prendre. Le contrôle des denrées alimentaires n'a pas

posé de difficultés particulières. Les modalités de contrôle du fret aérien ont été adaptées à l'évaluation de la situation au Japon. Le contrôle était systématique en début de crise mais a été effectué par sondage. Le fret maritime en provenance du Japon a été contrôlé de manière aléatoire à partir du 20 mars 2011.

5.3.2 Pistes d'amélioration

A la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, le gouvernement français a initié une réflexion sur l'amélioration de la gestion des accidents nucléaires avec l'ensemble des ministères, organismes d'appui technique ainsi que les opérateurs. Ces pistes de travail sont présentées ci-dessous.

5.3.2.1 Protection des populations

Un important travail de recensement et de description des dispositifs existants (plans ORSEC, mise à l'abri, iode, etc.) a été mené sous le pilotage des services du Premier ministre.

Les projets à venir (système d'alerte et d'information des populations, doctrine évacuation, etc.), visant à compléter les dispositifs existants, ont également fait l'objet de présentations parmi les différents ministères et services impliqués dans la planification d'urgence.

5.3.2.2 Moyens d'expertise à disposition des pouvoirs publics

L'accident de Fukushima Daiichi et les besoins avérés des pouvoirs publics de disposer d'éléments pour gérer notamment la situation des ressortissants et des entreprises implantées au Japon montrent que les moyens d'expertise qui sont mis à leur disposition doivent être capables de traiter toute situation d'urgence radiologique dans le monde. Il est ainsi nécessaire d'étendre la capacité d'expertise à tout type d'installation nucléaire mais également d'être en capacité de pouvoir évaluer, en temps réel, dans toute région du monde, les conséquences d'un accident. Une partie de ces moyens d'expertise doit de plus être projetable afin d'être au plus près des sources d'intérêt stratégique français potentiellement impactés et d'apporter ainsi le conseil technique nécessaire à la gestion locale de l'évènement.

La dimension globale de la réponse à l'accident de Fukushima Daiichi montre également que les moyens d'expertise doivent fournir une production au moins en deux langues : le français et l'anglais. Dans certains cas, d'autres langues pourraient également être utilisées (espagnole, chinois, japonais…).

L'expertise plurielle réalisée par de nombreuses entités techniques au niveau international nécessite également une certaine coordination des éléments clés de cette expertise. Des réseaux de centre de crise à vocation technique seraient probablement un élément permettant cette coordination.

5.3.2.3 Post accidentel

Depuis 2005 l'ASN a initié une démarche visant à établir une doctrine nationale en impliquant de nombreuses parties prenantes de divers horizons. Les résultats de cette réflexion seront revus pour prendre en compte le REX de l'accident de Fukushima Daiichi. L'importance de ces travaux, tant au niveau national qu'international, a été confirmée.

Il a été ainsi décidé de prolonger les travaux engagés dans le cadre du CODIRPA en complétant l'étude d'un accident entraînant des rejets de courte durée par l'étude d'un scénario entraînant des rejets de longue durée. En effet, l'accident survenu au Japon oblige à considérer une superposition spatio-temporelle possible des actions de protection des populations en situation d'urgence (mise à l'abri, évacuation…) et en situation post-accidentelle. La coordination du dispositif de réponse, dans ces circonstances, est un véritable sujet de préoccupation pour les autorités d'autant que les interventions sur les installations peuvent demeurer nécessaires afin de les ramener vers un état sûr.

D'autre part, au-delà de l'anticipation nécessaire pour engager les premières actions de protection et de prise en charge des populations (ORSEC/PPI), un second sujet d'intérêt pour les autorités nationales est celui de la préparation « à froid », des acteurs concernés, à la gestion post-accidentelle. La nécessité d'agir vite et de façon coordonnée constitue probablement un argument pour anticiper par exemple, la préparation d'un programme national post-accidentel. Son financement et la répartition des responsabilités entre le niveau national et le niveau territorial (régions, départements et communes) constituent une question sous-jacente, illustrée particulièrement au Japon, avec une difficulté de coordination entre des actions pilotées par l'autorité nationale et celles confiées à la préfecture (Fukushima Daiichi) ou encore aux communes.

Enfin, selon les informations disponibles de la part notamment des ONG engagées au Japon, la confiance de la population japonaise envers les autorités, préalable nécessaire à la reconquête des territoires contaminés, semble considérablement affectée. Ce troisième sujet d'intérêt confirme tout l'intérêt de la démarche de « co-construction » de la doctrine, engagée par le CODIRPA. Cette démarche associant les parties prenantes (élus, associations, acteurs sociaux et économiques) devra être poursuivie, voire amplifiée, dans les travaux à venir de transfert de la doctrine nationale vers les élus et les acteurs des filières économiques susceptibles d'être impactées par un accident nucléaire en France.

Les nouvelles missions du CODIRPA consisteront principalement à :

- procéder régulièrement au retour d'expérience de Fukushima Daiichi, sur tous les aspects du post-accidentel ;
- approfondir certaines thématiques, sur la base des rapports des GT historiques ;
- mettre à jour la doctrine, en associant les administrations concernées et les parties prenantes ;
- intégrer et anticiper une réflexion sur les éventuelles réactions de grands groupes industriels et économiques (ex : secteur agroalimentaire) ou d'instances internationales (OMS, AIEA…) ;
- établir des liens de collaboration avec les pays frontaliers ;
- diffuser et transférer la doctrine vers l'ensemble des acteurs, en particulier les acteurs de terrain (acteurs économiques, élus…).

5.4 Tableau de synthèse : Thème 5 - Organisation en situation d'urgence et post-accidentelle (hors du site)

Activités	Activités de l'exploitant			Activités du régulateur*		
	Activité Réalisée En cours Envisagée	**Calendrier** ou étapes pour les activités envisagées	**Résultat** obtenu Oui Non	**Activité** Réalisée En cours Envisagée	**Calendrier** ou étapes pour les activités envisagées	**Conclusions disponibles** Oui Non
Thème 5 : Organisation en situation d'urgence et post-accidentelle (hors du site)						
Mise en place de moyens de communication autonomes permettant un contact direct du site avec l'organisation nationale de crise	En cours	30/06/2012	Oui			
Moyens de communication – solution industrielle pour échanges satellites de communication orale et données sur site et avec l'organisation nationale de crise	En cours	31/12/2015	Oui			
Mise en place des matériels locaux de crise permettent de gérer une situation multi tranches	En cours	30/12/2012	Non			
Stockage des matériels locaux de crise intermédiaires résistants au séisme et à l'inondation	En cours	30/06/2013	Non			
Mise en place des matériels locaux de crise permettant de gérer une situation de type de l'accident de Fukushima Daiichi : prise en compte du noyau dur et multi tranches	En cours	31/12/2014	Non			
Définition d'une liste des matériels de crise nécessaires à la gestion moyen terme – premières expression de besoin	En cours	30/06/2012	Non			
Complément aux études actuelles par la prise en compte du risque créé par les activités situées à proximité des installations, dans les situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté	En cours	Calendrier spécifique pour chaque CNPE	Non			
Réflexion interministérielle sur l'organisation nationale de crise				En cours	06/2012	Non

Rédaction, par les préfets, du plan directeur mesures (PDM) dans les PPI				En cours		Non
Développement et test de l'outil de restitution des mesures de radioactivité CRITER				Réalisée	2011	Oui
Publication d'un document de doctrine national sur la sortie de la phase d'urgence.				En cours	1er semestre 2012	Oui
Engagement de la déclinaison territoriale de cette doctrine dans les plans ORSEC/PPI				Envisagée	2ème semestre 2012	Non
Engagement d'un transfert de la doctrine vers les acteurs économiques				Envisagée		Non
Suivi des actions post-accidentelles menées au Japon				En cours	Pluriannuel	Non
Prise en compte des accidents nucléaires "rejets longs"				En cours		Non

6 Coopération Internationale

Si la sûreté nucléaire est une responsabilité nationale, l'accident de Fukushima a montré la dimension internationale que revêt tout accident affectant une installation nucléaire. La coopération internationale est, de ce fait, au cœur des actions engagées pendant la période post-Fukushima.

6.1 Actions entreprises par l'exploitant

EDF a participé à divers séminaires et symposiums organisés dans divers pays et y a présenté l'avancement de ses plans d'action.

Pour citer les plus importants :

- Le séminaire ISONS 2011 (International Symposium on Nuclear Safety) organisé fin octobre 2011 à TOKYO par JAES (Japan Atomic Energy Society) où INPO, REA (Rosenergoatom) et EDF ont présenté l'avancement de leurs projets respectifs Post-FUKUSHIMA
- Le Post-FUKUSHIMA Feedback Seminar organisé par WANO ATLANTA mi-novembre 2011 où les principaux exploitants mondiaux ont montré l'avancement de leurs projets et ont communiqué sur les premières décisions prises.

A noter également qu'EDF entretient des liens plus étroits avec des exploitants soit appartenant au Groupe EDF, soit avec lesquels un contrat de coopération a été signé. Deux réunions ont ainsi été programmées mi-septembre et fin novembre 2011 avec l'exploitant sud-africain ESKOM. Des réunions de travail et d'échanges avec EDF Energy se font à intervalles réguliers.

EDF a participé à la visite du site suisse de REITNAU où sont entreposés des matériels d'intervention mobiles en cas d'accident sur un site suisse. Cette visite avait été organisée par WANO PC.

De nombreux échanges ont également lieu avec les représentants de KEPCO (Kansai Electric Power Company) sur le thème « contenu des stress tests et justifications des mesures prises ». Cet exploitant japonais est le premier à avoir présenté un rapport de « stress tests » à son gouvernement (réacteur OHI 3).
D'autres exploitants ont ponctuellement sollicité EDF ou eu des échanges avec EDF : ENEL, CNAT, ELECTRABEL, KEPCO (Corée du Sud), TEPCO.

Des échanges spécifiques sur le thème des actions post Fukushima ont aussi été organisés avec l'exploitant russe REA (Rosenenergoatom), dans le cadre de l'accord de coopération entre EDF et REA.

En 2011, trois SOER (Significant Operating Event Report) concernant FUKUSHIMA ont été émis par WANO :

- Le SOER 2011-2 (Dégradation combustible suite à séisme et tsunami) et le SOER 2011-3 (Perte de refroidissement de la piscine de désactivation) ont été respectivement émis en mars et août 2011. EDF a mis en œuvre un important programme de vérification et d'actions pour répondre aux recommandations. Les écarts détectés ont été soit résolus, soit sont en cours de résolution. Un retour d'expérience a également été réalisé suite à ces écarts.
- Le SOER 2011-4 (Actions court terme pour faire face à une perte totale de sources électriques prolongée) est en cours d'analyse. Les actions à réaliser sont planifiées de manière à respecter les délais indiqués dans ce SOER.

EDF a également intégré les recommandations du SOER 2011-1 (Transformateurs de grosse puissance) ; ce SOER a été émis par WANO en janvier 2011.

6.2 Actions entreprises par l'Autorité de sureté

6.2.1 Actions internationales au plan européen

6.2.1.1 WENRA

WENRA (Western European Nuclear Regulators' Association), club informel créé en 1999 à l'initiative du président de l'ASN, a poursuivi en 2011 son travail sur l'harmonisation des règles de sûreté pour les réacteurs et les installations de gestion des déchets. Dès la réunion des 22 et 23 mars 2011, l'ensemble des membres de WENRA, dont le Président de l'ASN, a estimé que l'association devait être une force de proposition en Europe.

A l'invitation du Conseil Européen des 24 et 25 mars 2011 et dans le cadre des actions post-Fukushima, le groupe de travail de WENRA dédié aux réacteurs a joué un rôle primordial en élaborant le cahier des charges des tests de résistance (« stress tests ») des réacteurs nucléaires européens visant à évaluer les marges de sûreté des réacteurs électronucléaires en Europe à la lumière des évènements de Fukushima. Suivant en cela le processus défini par le Conseil Européen, WENRA a mis ce projet de cahier des charges à la disposition de l'ENSREG, pour discussion et adoption, dès début mai.

Si WENRA n'avait pas fonctionné depuis des années, et si la confiance instaurée grâce à cette association entre les Autorités de sûreté européennes n'avait pas existé, un tel document, encadrant la conduite d'évaluations complémentaires de sûreté dans 17 pays sur la même base méthodologique, n'aurait pu être élaboré en un temps aussi court.

6.2.1.2 ENSREG

Le Groupe des Chefs d'Autorités de Sûreté Européens (ENSREG), à l'invitation du Conseil Européen des 24 et 25 mars 2011, et en accord avec WENRA, a validé, le 25 mai 2011 le cahier des charges des « stress tests » européens. Par cet accord, 17 pays, incluant les 14 pays de l'Union européens ayant des réacteurs nucléaires en exploitation, la Lituanie, la Suisse et l'Ukraine se sont engagés à examiner ces réacteurs à la lumière des évènements survenus à Fukushima Daiichi, avec une grille d'analyse identique. ENSREG a également validé le 11 octobre 2011, le principe de la deuxième phase des stress tests européens, à savoir la revue par les pairs, qui s'est étendue de février à avril 2012. Les membres d'ENSREG ont créé un « Conseil » constitué de personnalités qualifiées pour superviser cet exercice, et ont désigné Philippe Jamet, Commissaire de l'ASN, pour le présider.

L'ASN, accompagnée de l'IRSN, a présenté le rapport national de la France au Luxembourg du 8 au 10 février 2012. La revue par les pairs s'est déroulée en France du 19 au 23 mars. Durant cette semaine, l'équipe d'auditeurs a rencontré des représentants de l'ASN, de l'IRSN et d'EDF et a visité la centrale du Tricastin.

6.2.1.3 HERCA

L'association HERCA (Heads of European), qui rassemble 46 Autorités compétentes en radioprotection de 28 pays européens, s'est donnée pour ambition de développer une approche commune de la radioprotection, harmoniser la réglementation et les pratiques et contribuer ainsi à un niveau élevé de radioprotection en Europe. L'ASN assure le secrétariat de l'association.
Comme pour d'autres enceintes, l'accident de Fukushima a un impact important sur les travaux de l'association et l'ASN s'est fortement impliquée dans les actions entreprises dans ce contexte :

- **Réflexions sur le rôle d'HERCA dans la préparation et la gestion des situations d'urgence suite à l'accident de Fukushima Daiichi**. Une session thématique a été dédiée lors de la 7ème réunion de l'association le 30 juin 2011 à la réflexion sur le rôle d'HERCA dans la préparation et la gestion des situations d'urgence suite à l'accident de Fukushima Daiichi. Pour alimenter ces réflexions, quelques Autorités, dont l'ASN, ont présenté la réponse nationale aux situations d'urgence radiologique. L'ASN a également présenté quelques propositions pour une meilleure harmonisation, notamment sur le besoin de clarifier la superposition de la phase d'urgence et de la phase post-accidentelle ainsi que la nécessité d'analyser les conséquences d'une libération à long terme sur les actions de protection des populations: évacuation, mise à l'abri, prophylaxie de l'iode.
- **Nouveau mandat et plan d'action pour le groupe de travail sur les situations d'urgence** Suite à l'accident de Fukushima, un nouveau mandat et un plan d'action ont été approuvés à la 7ème et 8ème réunion HERCA respectivement en juin et décembre 2011.
  Le nouveau mandat intègre la recherche de solutions pratiques et opérationnelles qui permettraient de gérer de manière uniforme un accident nucléaire. Ce mandat comprend aussi l'identification des actions à mener prioritairement pour une meilleure harmonisation des actions et des décisions prises en Europe en cas d'accident survenant dans un pays non européen (type Fukushima).), En ce qui concerne le nouveau plan d'action du groupe « situations d'urgence », il vise désormais deux types d'accident : des accidents se produisant dans un pays européen et des accidents se produisant dans des pays éloignés de l'Europe. Dans ce dernier cas, l'objectif est d'identifier les besoins les plus urgents en vue d'accroître l'harmonisation des réactions des pays européens et de proposer des solutions pratiques pour remplir ces objectifs. Les travaux devront être finis pour la fin 2012. En parallèle, HERCA s'attachera à proposer des recommandations opérationnelles qui permettraient de protéger la population autour du lieu de l'accident de façon uniforme dans le cas d'un accident grave quel que soit le pays considéré.
  L'ASN s'est investie de manière notable dans l'élaboration de la proposition du nouveau mandat ainsi que dans le plan d'action. Elle s'est engagée fortement dans les activités du nouveau groupe.

6.2.2 Actions internationales au plan multilatéral (hors Europe)

6.2.2.1 AIEA

Dans les jours qui ont suivi l'accident sur la centrale de Fukushima-Daiichi, l'Agence Internationale pour l'Energie Atomique a joué un rôle essentiel dans la coordination des échanges d'informations et des actions entre pays membres. L'ASN a soutenu, autant qu'il lui était possible, dans ce contexte difficile, les différentes initiatives.

Ainsi, un Commissaire de l'ASN a fait partie de la délégation coordonnée par l'AIEA qui s'est rendue du 22 mai au 1er juin 2011 au Japon et notamment sur le site de Fukushima Daiichi. A l'issue de cette visite, a été émis le premier rapport circonstancié qui ne soit pas d'origine japonaise et dont les conclusions ont servi de base aux travaux entrepris dans les semaines suivantes.

Parmi les initiatives qui ont suivi, l'une des plus importantes demeure l'organisation, par l'AIEA, d'une conférence de niveau ministériel du 20 au 24 juin 2011. Cette conférence, qui a réuni le premier jour de nombreux ministres des pays membres de l'AIEA, a rassemblé les quatre jours suivants les dirigeants des Autorités de sûreté de ces pays. Structurée en quatre sessions, dont l'une était présidée par le président de l'ASN, cette manifestation a permis d'élaborer les bases du plan d'actions de l'AIEA qui a été ensuite approuvé par le Conseil des gouverneurs de septembre 2011.

Les recommandations mentionnées dans ce plan incluent le renforcement des principales activités de l'AIEA relatives au maintien d'un haut niveau de sûreté nucléaire dans le monde (établissement des standards de sûreté, recours aux instruments de revues par les pairs tels que les IRRS, les OSART, révision des Conventions internationales en lien avec la sûreté nucléaire, la notification d'un accident et l'assistance aux pays victimes de l'accident …) activités dans lesquelles l'ASN s'investit notablement depuis de nombreuses années.

Par ailleurs, l'ASN participe aux travaux de l'AIEA visant à améliorer la notification et l'échange d'informations en cas de situation d'urgence radiologique. Elle collabore à la définition de la stratégie des besoins et des moyens d'assistance internationale et à la création du réseau de réponse aux demandes d'assistance (RANET). A la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a été invitée à participer aux réflexions internationales sur l'opportunité d'amender les conventions relatives à la notification et à l'assistance.

6.2.2.2 G8/NSSG

La France a joué un rôle important pour engager les discussions et décider d'actions concrètes aux plus hauts niveaux de responsabilité des Etats, notamment en 2011 lors de la présidence de la France du G8-G20.

Après le 11 mars, elle a activement œuvré pour l'adoption par les Chefs d'Etat et de Gouvernement du G8 d'une déclaration volontariste sur les questions de sûreté nucléaire, au sommet de Deauville (26-27 mai 2011).

Dès le 7 juin 2011, une réunion ministérielle sur la sûreté nucléaire a été conjointement organisée à Paris par la France et l'AEN pour rassembler les ministres en charge de la sûreté nucléaire des pays des G8-G20. Les conclusions issues de cette réunion interministérielle du 7 juin 2011, axées sur la prévention des risques et l'amélioration de la gestion de crise, ont été largement diffusées.

Par ailleurs, dans le cadre du G8, se réunit également un groupe de sûreté et de sécurité nucléaires (Nuclear Safety and Security Group - NSSG). L'ASN conseille, dans le domaine de la sûreté nucléaire, la délégation française. La première réunion de ce groupe, sous présidence française, s'est tenue les 23 et 24 mars, dans une ambiance particulière, alors que la situation au Japon sur le site de la centrale n'était pas stabilisée. Deux nouvelles réunions ont eu lieu, toujours à Paris, les 2 et 3 mai, et les 17 et 18 octobre. Les deux premières réunions ont débouché sur un rapport du NSSG annexé à la déclaration de Deauville.

6.2.2.3 Agence de l'Energie Nucléaire (AEN)

Forum sur l'accident de Fukushima du 8 juin 2011

Ce forum a été une opportunité de rassembler des différents acteurs de la sûreté nucléaire, en particulier les régulateurs, des TSO et quelques industriels. L'ASN était représentée par son président et son directeur général. Sur la base des conclusions issues de la réunion ministérielle tenue la veille, ce forum a permis la définition de messages – communs aux régulateurs des pays membres et associés de l'AEN - qui ont constitué une bonne préparation aux discussions prévues ultérieurement, en particulier lors de la Conférence ministérielle de l'AIEA prévue le 20 juin 2011.

Senior-level Task Group on Impacts of the Fukushima Accident

A la suite à l'accident de Fukushima Daiichi, l'AEN a mis en place un groupe de travail transverse avec pour objectif d'identifier les sujets qui pourraient être traités par les différents comités et groupes de travail de l'AEN (*Senior-level Task Group on Impacts of the Fukushima Accident*).

Ce groupe de travail rassemble les régulateurs et certains appuis techniques (notamment l'IRSN dont le directeur général préside également le comité technique permanent CSNI de l'AEN et GRS, l'appui technique allemand). L'ASN est membre de ce groupe de travail et a participé aux trois réunions de ce groupe depuis sa création en mai 2011.

Dans un premier temps, les réunions de ce groupe de travail ont permis de partager les premiers éléments issus du retour d'expérience de cet accident provenant d'une part du Japon et d'autre part des pays représentés au sein du groupe de travail. Le groupe de travail compte également une personne provenant de l'AIEA afin de veiller à la bonne coordination des actions lancées par les deux organisations, coordination jugée prioritaire par l'ensemble des participants, les efforts demandés aux pays par les organisations internationales étant importants et ne devant pas être dupliqués.

Dans un second temps, ce groupe a proposé des actions pouvant être réalisées à court et moyen termes par les structures et groupes de travail déjà existants de l'AEN, en particulier sur l'inspection, l'analyse des événements précurseurs, les facteurs humains et organisationnels, la communication, etc.

La France, représentée par l'IRSN et l'ASN, continuera à participer aux réunions de ce groupe de travail et à soutenir les travaux qui seront lancés.

L'ASN collabore également avec l'AEN et participe au *Working Party on Nuclear Emergency Matters* (WPNEM). A la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN participe et pilote un groupe d'experts sur les aspects relatifs à la protection radiologique des populations.

Actions coordonnées d'appui au Japon dans le cadre de missions ponctuelles.

Dès juin 2011, l'AEN a sollicité l'appui de certains pays membres de l'AEN afin de participer à des missions d'appui aux autorités japonaises. L'ASN a ainsi participé à trois missions coordonnées par l'AEN et les Autorités japonaises :

Les 16 et 17 octobre 2011, deux représentants de l'ASN, dont le directeur général adjoint Jean-Luc Lachaume, ont participé à une conférence internationale sur la décontamination des sols pollués et la restauration des zones affectées qui s'est tenue à Fukushima. Les résultats de la réflexion que l'ASN a engagée il y a 5 ans sur la gestion post-accidentelle (Programme CODIRPA) ont été présentés lors de cette manifestation.

Une autre mission s'est déroulée du 16 au 18 novembre 2011 à Tokyo. A la demande du Gouvernement japonais, s'est tenu, sous l'égide de l'AEN, un séminaire d'échanges d'information sur la démarche entreprise, dans les pays membres de l'AEN, pour la réalisation de tests de résistance sur les centrales nucléaires. Jean-Luc Lachaume a notamment présenté les approches française et européenne en la matière.

Les 16 et 17 janvier 2012, dans le cadre de la mise en place d'une nouvelle Autorité de sûreté nucléaire au Japon, l'AEN a piloté une réunion sur le statut, les missions, les valeurs clés d'une Autorité de sûreté nucléaire indépendante. L'exemple français, basé sur la loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire, a été promu par Jean –Luc Lachaume, directeur général adjoint de l'ASN.

6.2.3 Actions bilatérales suite à l'accident de Fukushima Daiichi

Grâce aux relations bilatérales établies de longue date entre l'ASN et ses homologues, l'échange d'informations durant la crise japonaise a pu s'instaurer efficacement et rapidement.

Dès les premiers jours suivant l'accident survenu au Japon, Des audioconférences quotidiennes entre Autorités étrangères (Etats-Unis, Canada, Royaume-Uni et France) se sont mises en place. Ces entretiens téléphoniques ont permis aux Autorités de s'informer mutuellement sur l'état de la situation à Fukushima et sur les recommandations faites, par chaque pays, à ses ressortissants respectifs présents au Japon. Une réflexion est en cours pour que ces échanges servent à une coopération plus large entre les Autorités sur le retour d'expérience de l'accident survenu au Japon.

Par ailleurs, l'ASN, avec l'IRSN et les Ministères concernés, a également participé à des audioconférences quotidiennes avec le service nucléaire de l'Ambassade de France au Japon.

Actions bilatérales avec le Japon

Dans les semaines et les mois qui ont suivi l'accident de Fukushima Daiichi, plus de 30 délégations japonaises ont été reçues, à leur demande, à l'ASN. Ces délégations étaient composées essentiellement de représentants de l'Autorité de sûreté japonaise (NISA), de l'Agence de l'énergie et des ressources naturelles (ANRE), de représentants du gouvernement, de parlementaires et d'élus locaux.

Les thèmes les plus souvent abordés lors ces réunions étaient en prise directe avec l'actualité :

- l'indépendance de l'ASN, ses missions, ses responsabilités (loi TSN) dans le cadre de la réorganisation du contrôle de la sûreté nucléaire au Japon,
- les démarches d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) et des « stress tests » entrepris en France et Europe,
- la radioprotection des travailleurs,
- la gestion des situations post-accidentelles (essentiellement à l'initiative de l'ASN).

Par ailleurs, le président de l'ASN, André-Claude Lacoste, a été sollicité pour faire partie du comité d'experts internationaux chargés d'examiner les travaux de la commission d'enquête gouvernementale sur l'accident de Fukushima. A ce titre, M. Lacoste a participé à la première réunion de ce comité du 23 au 25 février 2012.

Implication d'experts étrangers dans les ECS menées en France

A la demande des Gouvernements de plusieurs pays frontaliers (Lands allemands de Sarre et de Rhénanie Palatinat, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas et Suisse) et avec l'assentiment du Gouvernement français, l'ASN a veillé à associer des experts de ces pays aux Evaluations Complémentaires de la Sûreté (ECS) menées au regard de l'accident de Fukushima Daiichi pour les centrales proches de leurs frontières respectives (Bugey, Cattenom, Chooz, Fessenheim, Gravelines).

Les experts mandatés ont participé en qualité d'observateurs aux réunions des groupes permanents d'experts mobilisés par l'ASN (groupes pour les réacteurs nucléaires – GPR - et pour les laboratoires et usines – GPU) le 6 juillet 2011 (étude de la méthodologie proposée par les exploitants français) et du 8 au 10 novembre 2011 (étude de la mise en œuvre de la démarche ECS par les exploitants français). Ces experts ont également pu participer en qualité d'observateurs à plusieurs inspections menées dans le cadre des ECS.

Par ailleurs, des réunions techniques ont été organisées entre l'Autorité belge, (l'AFCN), l'ASN et les exploitants français (EDF) et belge (Electrabel). Ces réunions ont permis de confronter les méthodes de mise en œuvre des tests de résistance menés dans les deux pays.

6.3 Actions entreprises par l'IRSN

Visites de délégations japonaises à l'IRSN – missions de l'IRSN au Japon : Depuis l'accident de Fukushima Daiichi, l'IRSN a reçu la visite de nombreuses délégations d'officiels japonais et a réalisé plusieurs missions au Japon (missions de radioprotection, de protection de l'environnement, etc.).

EUROSAFE : En marge du Forum EUROSAFE 2011 (co-organisé par l'IRSN) s'est tenu le séminaire Fukushima du 8 novembre 2011 : 5 papiers ont été préparés par 5 groupes de travail composés de membres d'ETSON et EUROSAFE (JNES participait à chacun des groupes).

ETSON : Un 13ème groupe de travail vient d'être créé par ETSON suite à l'accident de Fukushima (Post Fukushima NPS Follow up Task force (« Emergency preparedness »)).

6.4 Tableau de synthèse : Thème 6 - Coopération internationale

Activités	Activités de l'Exploitant			Activités de l'ASN		
	Activité **Réalisée** **En cours ?** **Envisagée**	**Calendrier** **Ou étapes pour les activités envisagées**	**Résultat Obtenu** **Oui ?** **Non ?**	**Activité** **Réalisée** **En cours ?** **Envisagée**	**Calendrier** **Ou étapes pour les activités envisagées**	**Résultat Obtenu** **Oui ?** **Non ?**
Thème 6 : Coopération internationale						
Participation à des séminaires et échanges de retour d'expérience: ISONS 2011 (JAES) - INPO - WANO	Réalisée	2011	Oui			
Relations avec des exploitants : ESKOM, REA, CEZ, ENISS, KEPCO, ENEL, Electrabel, TEPCO, WANO PC (visite Reitnau en Suisse)	Réalisée	2011	Oui			
Instruction des SOER émis par WANO (2011 - 2, 3 et 4)	Réalisée	2011	Oui			
Participation à l'élaboration du cahier des charges européens au sein de WENRA et adoption au sein d'ENSREG				Réalisée	2011	Oui
Réalisation des stress tests- présidence du conseil des peer reviews- accueil des peer reviewers européens				Réalisées	2011 2012	Oui
Implications dans les actions d'HERCA sur la réflexion sur les situations d'urgence				En cours	2012	
Participation à la mission AIEA au Japon en juin 2011				Réalisée	2011	Oui
Participation à la conférence ministérielle de l'AIEA en juin 2011				Réalisée	2011	Oui

Implication dans les réunions RANET				En cours	2012 et au delà	
Organisation d'une réunion internationale avec l'AEN -7 juin 2012 Organisation et participation d'un forum internationale– 8 juin				Réalisée Réalisée	2011 2011	Oui
Participation au Senior-level task group de l'AEN				En cours	2011 et au delà	
Participation à 3 missions ponctuelles de l'AEN				Réalisée	2011-2012	Oui
Participation à des audioconférences entre régulateurs				Réalisée	2011	Oui
Accueil de délégations japonaises dans toutes les entités françaises et notamment à l'ASN				En cours	2011-2012	
Participation au comité d'experts internationaux de la commission d'enquête gouvernementale japonaise				En cours	2012	Oui
Participation de l'IRSN au séminaire en marge d'EUROSAFE				Réalisée	2011	Oui
Participation de l'IRSN au groupe de travail d'ETSON				En cours		

Crédit Photo

1. ASN. P. Beuf
2. EDF/ Pierre Merat
3. ASN
4. EDF/Damien Charfeddine
5. ASN



6, place du Colonel Bourgoin – 75572 PARIS CEDEX 12 - Tél. 01 40 19 86 00 – Fax 01 40 19 86 69