

# FRANCE

## ÉVALUATION DE LA SÛRETÉ DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

### MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

## RAPPORT NATIONAL

ÉLABORÉ EN APPLICATION DE  
L'ARTICLE 8 SEXIES DE LA  
DIRECTIVE 2014/87/EURATOM DU CONSEIL  
EN DATE DU 8 JUILLET 2014



Décembre 2017

**Photo credits of cover page from left to right:**

EDF – Marc Didier

EDF – Francis Chanteloup

EDF – Antoine Soubigou

## **Synthèse :**

*La maîtrise du vieillissement des installations nucléaires est intégrée dans la réglementation française, notamment dans :*

- 1) le code de l'environnement qui inclut les dispositions liées au processus de réexamen périodique pour toutes les installations nucléaires de base;*
- 2) des arrêtés qui comprennent des dispositions relatives à la réglementation des équipements sous pression nucléaires (ESPN) concernant leur conception, leur fabrication ou leur suivi en service. Il convient de souligner que la réglementation prévoit une requalification partielle des ESPN tous les 5 ans à partir de la troisième visite décennale ;*
- 3) les demandes de l'ASN concernant la maîtrise par l'exploitant du vieillissement des installations nucléaires, et leur potentielle poursuite de fonctionnement au-delà de 40 ans, notamment pour les réacteurs électronucléaires ;*
- 4) les dispositions du guide ASN-IRSN n° 22 « Conception des réacteurs à eau sous pression », applicables pour la recherche d'améliorations à apporter aux réacteurs existants, qui généralisent aux composants non-ESPN les dispositions de l'arrêté du 30 décembre 2015, relatif aux ESPN, sur la nécessité de prendre en compte le vieillissement des équipements à leur conception.*

*La réglementation française n'impose pas de durée limite au fonctionnement des installations.*

### **Réacteurs électronucléaires**

*Le parc de réacteurs électronucléaires est actuellement composé de 58 réacteurs de la filière des réacteurs à eau sous pression (REP). Ces réacteurs sont exploités par EDF. Ils ont été construits par paliers standardisés successifs (900 MWe, 1300 MWe et N4) avec des moyennes d'âge respectives de 36, 30 et 20 ans.*

**En 2009, EDF a annoncé sa volonté de prolonger la durée de fonctionnement de ses centrales au-delà de 40 ans.**

*À partir de 2001, EDF a engagé le développement et la mise en place d'un programme de maîtrise du vieillissement dans le cadre des troisièmes visites décennales (VD3) de ses réacteurs. Ce programme repose notamment sur des actions de conception, d'exploitation, de suivi en service et de maintenance courante, complétées par des actions de maintenance exceptionnelle.*

*EDF a mis en œuvre une démarche pour faire la démonstration de la maîtrise du vieillissement des systèmes, structures et composants (SSC) potentiellement affectés. Cette démarche repose sur quatre étapes :*

- Processus de sélection des SSC :** *Il est procédé à l'identification des SSC potentiellement sensibles au vieillissement et dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté ;*
- Analyse individuelle des mécanismes de vieillissement :** *l'identification et l'analyse des mécanismes de vieillissement pour chaque SSC sont réalisées afin de vérifier la maîtrise de leur vieillissement au regard des dispositions d'exploitation et de maintenance en vigueur. Cette étape comprend également l'analyse des conditions du caractère réparable et/ou remplaçable des SSC. Cette analyse est matérialisée par une Fiche d'Analyse du Vieillissement (FAV) ;*

• **Actions et études complémentaires** : lorsque la maîtrise du vieillissement n'est pas démontrable par les dispositions courantes d'exploitation, des actions ou études complémentaires à réaliser pour maîtriser le vieillissement sont établies. Cette étape est matérialisée par un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) composant ;

• **Établissement d'un DAPE spécifique au réacteur**, pour chaque réacteur arrivant en VD3 et VD suivantes, à partir des FAV génériques et des DAPE composant.

**L'ASN souligne que le programme de maîtrise du vieillissement d'EDF répond aux exigences des standards internationaux.** De plus, il prend en compte de manière appropriée le retour d'expérience national et international et est accompagné d'un programme de recherche et développement (R&D) conséquent.

**Dans le cadre de sa demande de poursuite du fonctionnement des centrales, EDF propose de reconduire cette démarche pour les quatrièmes réexamens périodiques (VD4). Cette démarche sera étendue à l'ensemble des SSC importants pour la maîtrise non seulement des risques radiologiques mais aussi des risques conventionnels.**

Pour ce qui concerne **les câbles électriques**, la démarche mise en place par EDF dans le cadre de la maîtrise du vieillissement couvre l'ensemble des câbles nécessaires au fonctionnement des réacteurs. Les mécanismes de dégradation ont été étudiés à partir du retour d'expérience national et international, ainsi que d'actions de R&D relatives au comportement des matériaux polymères.

EDF identifie, dans le cadre du suivi en exploitation, les câbles soumis à des contraintes d'environnement ou d'exploitation particulières. Le cas échéant, EDF met en œuvre des contrôles spécifiques pour détecter des symptômes de vieillissement (mesures de tangente delta et décharges partielles pour les câbles HTA, contrôle visuel pour les câbles BT). **L'ASN considère que les contrôles réalisés sont conformes à l'état de l'art et sont satisfaisants.**

L'ASN estime par ailleurs que les caractérisations réalisées sur les câbles prélevés sur les réacteurs d'EDF, associées aux conclusions des études prédictives de durées de vie des câbles, permettent d'avoir un niveau de confiance élevé sur leur aptitude à conserver leur fonctionnalité d'origine pour les 10 prochaines années.

Pour ce qui concerne **les tuyauteries difficilement accessibles**, EDF a défini un programme de contrôles des zones de tuyauterie identifiées comme sensibles non seulement pour les tuyauteries enterrées mais aussi pour les tuyauteries non visitables ou non accessibles. Cette identification est fondée sur une analyse de risques tenant compte des conséquences de la défaillance des tuyauteries sur la sûreté, la radioprotection et l'environnement. Dans ce contexte, des inspections sont en cours, à la date de publication du présent rapport, sur les sites de Tricastin, Fessenheim et Bugey, avec l'objectif de définir un programme générique de contrôles et pouvoir conclure en VD4 sur le maintien en service ou le besoin de rénovation de ces tuyauteries. L'instruction est en cours et les conclusions sont attendues en 2018. **Les premiers résultats de la démarche d'EDF seront présentés devant le groupe permanent d'experts pour les réacteurs (GPR) de l'ASN en 2018.**

Pour ce qui concerne **la cuve**, la démarche retenue par EDF pour la maîtrise de son vieillissement a fait l'objet de nombreux examens entre 1987 et 2015. Cette démarche est fondée sur des actions de surveillance et des études mécaniques. Ces études permettent d'identifier les sollicitations, notamment dans les zones de cœur sous irradiation, en retenant les transitoires thermohydrauliques les plus sévères. **L'ASN juge cette démarche satisfaisante.**

La surveillance des équipements du circuit primaire, et donc de la cuve, est encadrée par la réglementation spécifique aux ESPN, qui définit des exigences générales et requiert la mise en place :

- de dispositions de surveillance en exploitation montrant que les équipements fonctionnent dans les mêmes situations que celles prévues à la conception (comptabilisation des situations) ;
- de contrôles permettant de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des équipements ; ces contrôles tiennent compte de la sensibilité d'une zone à un mode de dégradation (dont le risque de rupture brutale) et du retour d'expérience national et international ;
- d'un programme de suivi des propriétés des matériaux ayant un impact sur la démonstration d'intégrité : le mécanisme de vieillissement sous irradiation fait l'objet d'un programme spécifique de suivi de l'évolution des propriétés de l'acier de cuve (essais mécaniques sur des éprouvettes du matériau de cuve soumis à rayonnement neutronique dans la cuve).

Dans le cadre de son programme de maîtrise du vieillissement des cuves, EDF a identifié les mécanismes de vieillissement grâce au retour d'expérience national et international, aux résultats des inspections et essais réalisés sur les réacteurs en exploitation, et aux mesures permanentes des équipements. Le retour d'expérience national a déjà conduit à la mise en œuvre d'actions préventives (réduction du flux neutronique au point chaud de la cuve) et correctives (remplacement de tous les couvercles de cuve équipés d'adaptateurs en Inconel 600 à la suite de la découverte en 1991 d'un phénomène de corrosion sous contrainte au niveau d'un adaptateur de couvercle de cuve à Bugey) ou la mise en place de contrôles ou de surveillances adaptés (par exemple, contrôles mis en œuvre sur les cuves françaises à la suite de la découverte de micro-fissures sur les cuves des réacteurs électronucléaires belges).

Deux thématiques demandent des actions ou études complémentaires : le vieillissement sous irradiation de la zone de cœur et le vieillissement thermique des tubulures de sortie.

Pour ce qui concerne **les enceintes de confinement**, le programme de maîtrise de leur vieillissement s'applique aux structures des enceintes en béton, ainsi qu'aux revêtements d'étanchéité : il bénéficie du retour d'expérience d'exploitation des réacteurs du parc EDF du fait de leur homogénéité de conception.

Dans le cadre de son programme de maîtrise du vieillissement des enceintes, EDF a identifié les mécanismes de vieillissement sur la base de leur exploitation et du retour d'expérience des inspections et essais réalisés. Ces mécanismes concernent le béton (fissuration, fluage, retrait, carbonatation et pathologies de gonflement interne), la peau métallique (corrosion et cloquage), les câbles de précontrainte (détente et corrosion), les aciers passifs (corrosion), le système d'auscultation (dysfonctionnement de certains appareils), ainsi que les peintures et revêtements composites (vieillissement et comportement en situation accidentelle, y compris en cas d'accident grave).

Les essais d'étanchéité de l'enceinte et le contrôle de son comportement mécanique à l'aide du dispositif d'auscultation permettent d'observer et d'évaluer, de manière anticipée, le comportement mécanique et l'étanchéité des enceintes : ceci a notamment conduit à la mise en œuvre d'actions préventives (mise en place de revêtement interne) et correctives (réparation des parements externes). **L'ASN estime que la mise en œuvre de ces actions conduit à une maîtrise satisfaisante des phénomènes de vieillissement des enceintes.**

## Réacteurs de recherche

Les réacteurs de recherche en exploitation, d'une puissance supérieure ou égale à 1 MWth, qui font l'objet de cet examen sont les réacteurs Cabri et Orphée, exploités par le CEA et le réacteur à haut flux (RHF) de l'Institut Max von Laue-Paul Langevin (ILL). Ils ont été mis en service respectivement en 1963, 1980 et 1971.

La maîtrise du vieillissement des **réacteurs de recherche** est élaborée à l'échelle de chaque installation. Elle prend en effet en compte la diversité des conditions d'exploitation notamment, la capacité de remplacement des pièces produites parfois en très petites quantités. Il faut souligner une spécificité des réacteurs de recherche : pratiquement tous les équipements, excepté l'enceinte de confinement, peuvent faire l'objet d'un remplacement.

Le suivi du vieillissement des réacteurs de recherche repose actuellement sur les programmes de maintenance ainsi que sur les contrôles et essais périodiques.

**L'ASN estime que la maîtrise du vieillissement doit être plus formalisée par les exploitants des réacteurs de recherche. En particulier, les exploitants doivent mettre en œuvre une démarche permettant de s'assurer du caractère suffisant des contrôles et essais réalisés et, le cas échéant, définir des contrôles complémentaires pour s'assurer de l'aptitude des équipements à assurer leurs fonctions au regard des mécanismes de vieillissement qui pourraient les affecter.**

En particulier, le suivi du vieillissement **des câbles électriques** consiste principalement en des mesures spécifiques (résistance des lignes de mesure, résistance d'isolement des câbles classés) et en des contrôles partiels de l'état des isolants par inspection visuelle. **L'ASN considère que le programme de maîtrise du vieillissement reste limité et doit être complété, notamment pour les câbles classés soumis à des contraintes d'environnement ou d'exploitation, afin de s'assurer de leur aptitude à assurer leurs missions de manière pérenne.**

Pour ce qui concerne les **tuyauteries enterrées ou peu accessibles**, la maîtrise du vieillissement associé ne constitue pas un enjeu de sûreté dans la mesure où ces tuyauteries ne sont pas importantes pour la sûreté.

Pour ce qui concerne la **cuve**, la problématique de son vieillissement n'est pas comparable à celle des réacteurs électronucléaires. En effet, la cuve est un équipement remplaçable et ne conduit donc pas une limitation de la durée de vie de l'installation. Les exploitants réévaluent, lors de chaque réexamen de sûreté, les durées de vie des composants en fonction de la fluence reçue et, le cas échéant, procèdent à leur remplacement. Par ailleurs, des contrôles sont réalisés afin de s'assurer de l'absence de corrosion : cette corrosion peut être générée en fonction de la qualité de l'eau, ou de la susceptibilité à la corrosion intergranulaire pour des flux neutroniques élevés.

Pour ce qui concerne **les enceintes de confinement**, le suivi de leur vieillissement est mené principalement dans le cadre des contrôles et essais périodiques. La conformité des enceintes de confinement est vérifiée lors des réexamens périodiques. **L'ASN considère que le programme de maîtrise du vieillissement reste limité. Ce programme doit être complété en identifiant, sur la base de leurs spécificités et des résultats des essais et contrôles ainsi que des connaissances issues de programmes nationaux et internationaux de R&D, les mécanismes de vieillissement pouvant les affecter.**

### **Conclusion**

*Concernant les réacteurs électronucléaires, l'ASN souligne qu'EDF a su développer depuis 2001 un programme de maîtrise du vieillissement qui permet de répondre aux grands enjeux de sûreté nucléaire et de radioprotection. Ce programme est par ailleurs renforcé dans la perspective de la poursuite de fonctionnement au-delà de 40 ans. L'ASN se prononcera sur ce programme dans le cadre de sa position générique sur les VD4.*

*Concernant les réacteurs de recherche, l'ASN, tout en relevant le caractère spécifique de chaque installation, considère que les programmes de maîtrise du vieillissement doivent être complétés dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté des réacteurs Cabri et RHF.*



# TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>INFORMATIONS GÉNÉRALES</b>	<b>17</b>
1.1	IDENTIFICATION DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES ÉVALUÉES	17
1.1.1	LES RÉACTEURS ELECTRONUCLEAIRES D'EDF	17
1.1.2	LISTE DES RÉACTEURS ELECTRONUCLEAIRES	19
1.1.3	LOCALISATION DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES	22
1.1.4	LES RÉACTEURS DE RECHERCHE	23
1.1.5	LISTE DES RÉACTEURS DE RECHERCHE RETENUS POUR L'ÉVALUATION	24
1.1.6	LOCALISATION DES RÉACTEURS DE RECHERCHE	26
1.2	PROCESSUS APPLIQUÉ POUR L'ÉLABORATION DU RAPPORT NATIONAL	26
<b>2</b>	<b>PRESCRIPTIONS ET IMPLÉMENTATION DU PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT</b>	<b>29</b>
2.1	CADRE RÉGLEMENTAIRE FRANÇAIS CONCERNANT LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES	31
2.1.1	LES PHÉNOMÈNES DE VIEILLISSEMENT	31
2.1.2	LES REEXAMENS PÉRIODIQUES	32
2.1.3	LES DISPOSITIONS CONCERNANT LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES ÉQUIPEMENTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRES	37
2.1.4	PRISES DE POSITION DE L'ASN	44
2.2	STANDARDS INTERNATIONAUX	47
2.2.1	LES NIVEAUX DE RÉFÉRENCE WENRA	47
2.2.2	LES STANDARDS AIEA	48
2.3	DESCRIPTION DU PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT D'EDF	49
2.3.1	CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT	49
2.3.2	ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT	55
2.3.3	ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, D'ESSAIS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION	60
2.3.4	ACTIONS PREVENTIVES ET CORRECTIVES	63
2.4	ÉVALUATION ET MISE À JOUR DU PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT D'EDF	65
2.4.1	ÉVALUATION EXTERNE DU PROCESSUS	65
2.4.2	REVUE INTERNE ET MISE À JOUR DU PROCESSUS	66
2.4.3	REVISION DU GUIDE METHODOLOGIQUE	66
2.4.4	CORRESPONDANCE DU PROCESSUS EDF AVEC LES STANDARDS INTERNATIONAUX	67
2.4.5	VEILLE TECHNOLOGIQUE INTERNATIONALE	68

<b>2.5 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT</b>	<b>68</b>
<b>2.6 PROGRAMMES DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES RÉACTEURS DE RECHERCHE</b>	<b>69</b>
2.6.1 LE CEA	69
2.6.2 L'ILL	72
<b>2.7 PROCESSUS DE CONTROLE REGLEMENTAIRE</b>	<b>74</b>
2.7.1 LES INSPECTIONS	74
2.7.2 LES INSTRUCTIONS	75
2.7.3 LE CONTRÔLE DES ARRÊTS DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES D'EDF	75
<b>2.8 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT ET CONCLUSIONS</b>	<b>76</b>
2.8.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES	76
2.8.2 LES REACTEURS DE RECHERCHE	78
<b>3 CABLES ELECTRIQUES</b>	<b>79</b>
<b>3.1 DESCRIPTION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES D'EDF</b>	<b>80</b>
3.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT	80
3.1.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT	91
3.1.3 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, D'ESSAIS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION	96
3.1.4 ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES POUR LES CÂBLES ÉLECTRIQUES	99
<b>3.2 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES</b>	<b>100</b>
3.2.1 CABLES HTA	100
3.2.2 CABLES BT	101
3.2.3 CÂBLES COAXIAUX RPN	101
<b>3.3 MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CÂBLES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE</b>	<b>102</b>
3.3.1 LE CEA	102
3.3.2 L'ILL	102
<b>3.4 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES</b>	<b>103</b>
3.4.1 LES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES	103
3.4.2 LES REACTEURS DE RECHERCHE	106
<b>4 TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES</b>	<b>107</b>
<b>4.1 DESCRIPTION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES D'EDF</b>	<b>108</b>
4.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAITRISE DE VIEILLISSEMENT	108

4.1.2	ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT _____	108
4.1.3	ACTIVITES DE SURVEILLANCE, DE TESTS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION ____	111
4.1.4	ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES _____	111
<b>4.2</b>	<b>EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES _____</b>	<b>112</b>
<b>4.3</b>	<b>MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE _____</b>	<b>112</b>
4.3.1	LE CEA _____	112
4.3.2	L'ILL _____	112
<b>4.4</b>	<b>ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAITRISE DU VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES _____</b>	<b>112</b>
4.4.1	LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES _____	112
4.4.2	LES REACTEURS DE RECHERCHE _____	113
<b>5</b>	<b>CUVE DU REACTEUR _____</b>	<b>115</b>
<b>5.1</b>	<b>DESCRIPTION DES PROGRAMMES DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DE RÉACTEUR</b>	<b>117</b>
5.1.1	CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR _____	117
5.1.2	ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR _____	121
5.1.3	ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, DE TESTS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION DE LA CUVE DU RÉACTEUR _____	126
5.1.4	ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES POUR LA CUVE DU RÉACTEUR _____	131
<b>5.2</b>	<b>EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR _____</b>	<b>132</b>
5.2.1	VIEILLISSEMENT SOUS IRRADIATION / CONTRÔLE DE LA ZONE DE CŒUR _____	132
5.2.2	VIEILLISSEMENT THERMIQUE / CONTRÔLE DES TUBULURES ET DES COUVERCLES ____	133
5.2.3	FATIGUE DES COMPOSANTS EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ _____	134
5.2.4	VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES DES TUBULURES DE SORTIE EN ANOMALIE DE DILUTION _____	134
5.2.5	CORROSION PAR L'ACIDE BORIQUE DES PIÈCES EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ _____	135
5.2.6	CORROSION ATMOSPHÉRIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES _____	135
5.2.7	CORROSION SOUS CONTRAINTE EN MILIEU PRIMAIRE DES PIÈCES EN ALLIAGE BASE NICKEL	135
<b>5.3</b>	<b>MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CUVES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE _____</b>	<b>136</b>
5.3.1	LE CEA _____	136
5.3.2	L'ILL _____	137
<b>5.4</b>	<b>ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR _____</b>	<b>138</b>

5.4.1	LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES	138
5.4.2	LES REACTEURS DE RECHERCHE	141
<b>6</b>	<b>CALANDRES ET TUBES DE FORCES (CANDU)</b>	<b>143</b>
<b>7</b>	<b>ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON</b>	<b>145</b>
<b>7.1</b>	<b>DESCRIPTION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON D'EDF</b>	<b>146</b>
7.1.1	CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON	146
7.1.2	ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON	148
7.1.3	ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, DE TESTS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON	154
7.1.4	ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES POUR LES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON	163
<b>7.2</b>	<b>EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON</b>	<b>164</b>
7.2.1	ÉTUDES DE RÉÉVALUATION DU COMPORTEMENT MÉCANIQUE DE LA PAROI	164
7.2.2	RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LA CORROSION DU LINER MÉTALLIQUE	164
7.2.3	DÉFAILLANCE DE L'INSTRUMENTATION - DISPOSITIF D'AUSCULTATION OPTIMAL	165
<b>7.3</b>	<b>LES RÉACTEURS DE RECHERCHE</b>	<b>166</b>
7.3.1	LE CEA	166
7.3.2	L'ILL	168
<b>7.4</b>	<b>ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON</b>	<b>169</b>
7.4.1	LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES	169
7.4.2	LES REACTEURS DE RECHERCHE	172
<b>8</b>	<b>ENCEINTE PRÉSSURISÉE EN BÉTON PRÉCONTRAIT (AGR)</b>	<b>173</b>
<b>9</b>	<b>ÉVALUATION GÉNÉRALE ET CONCLUSIONS</b>	<b>175</b>
<b>9.1</b>	<b>ENJEUX IDENTIFIÉS PAR LA REVUE THÉMATIQUE PAR LES PAIRS SUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT</b>	<b>175</b>
<b>9.2</b>	<b>ENJEUX IDENTIFIÉS PAR L'ASN SUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT</b>	<b>175</b>
<b>9.3</b>	<b>BONNES PRATIQUES</b>	<b>176</b>
9.3.1	L'ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE	176
9.3.2	LA DÉMARCHE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT	176
<b>9.4</b>	<b>AXES D'AMÉLIORATION</b>	<b>178</b>
<b>9.5</b>	<b>ACTIONS RESULTANT DE CETTE ÉVALUATION</b>	<b>178</b>
<b>9.6</b>	<b>CONCLUSION</b>	<b>179</b>

<b>10 ANNEXES</b>	<b>181</b>
10.1 GLOSSAIRE	181
10.2 MODÈLE DE FICHE D'ANALYSE DU VIEILLISSEMENT	184
10.3 GROUPES DE CÂBLES ÉLECTRIQUES CONSIDERES AU TITRE DE LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT	186
10.4 PLANS GÉNÉRAUX DES CUVES	189
10.5 PRINCIPAUX MATÉRIAUX CONSTITUTIFS DES CUVES	191
10.6 CARACTÉRISTIQUES DIMENSIONNELLES ET FONCTIONNELLES PRINCIPALES	192
10.7 CARACTÉRISTIQUES GÉOMÉTRIQUES DES ENCEINTES DE CONFINEMENT DU PARC EDF	193
10.8 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE ORPHÉE	196
10.9 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE CABRI	198
10.10 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE RJH	200
10.11 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE RHF	203
10.12 LISTE DES COMPOSANTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRE DU BLOC-PILE ORPHÉE	205
10.13 LISTE DES COMPOSANTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRE DU BLOC-PILE DU RHF	206



## LISTE DES FIGURES

Figure 1 – Pyramide des âges des réacteurs électronucléaires d'EDF .....	18
Figure 2 – Localisation des réacteurs électronucléaires en exploitation et en construction en France ..	22
Figure 3 – Localisation des réacteurs de recherche en exploitation et en construction en France .....	26
Figure 4 – Planning associé à l'élaboration du rapport national .....	27
Figure 5 – Les différents sujets abordés lors d'un réexamen périodique .....	34
Figure 6 – Processus de réexamen périodique pour les réacteurs nucléaires EDF .....	36
Figure 7 – Courbe d'évolution de l'allongement à la rupture issue du modèle semi-empirique, obtenue pour le matériau isolant EPR et les conditions d'ambiance du bâtiment réacteur (50°C, 0,1 Gy/h)	84
Figure 8 – Schéma de principe de l'approche multi-échelle .....	85
Figure 9 – Schéma de principe de la mesure du temps d'induction à l'oxydation .....	88
Figure 10 – Utilisation des câbles coaxiaux minéraux et organiques sur les chaînes de mesure RPN des différents paliers .....	95
Figure 11 – Matrice BPWorks de probabilités de défaillance .....	109
Figure 12 – Méthodologie d'aptitude à la poursuite de l'exploitation .....	110
Figure 13 – Plan de principe des cuves 900 / 1300 / 1450 .....	189
Figure 14 – Schéma d'une enceinte à simple paroi avec liner (paliers CP0, CPY) .....	193
Figure 15 – Schéma d'une enceinte à double paroi sans liner (paliers P4, P'4, N4) .....	194
Figure 16 – Schéma de l'enceinte EPR (double paroi avec liner) .....	195
Figure 17 – Vue simplifiée en coupe du réacteur ORPHÉE .....	197
Figure 18 – Schéma de principe du réacteur CABRI .....	198
Figure 19 – Vue simplifiée en coupe du réacteur CABRI .....	199
Figure 20 – Vue projet du RJH après construction (état projeté) .....	200
Figure 21 – Etat de construction en mai 2017 .....	200
Figure 22 – Schéma du RJH .....	201
Figure 23 – Schéma du bloc-pile du RJH .....	202
Figure 24 – Vue simplifiée en coupe du réacteur RHF .....	203
Figure 25 – Vue simplifiée du bloc-pile et de la piscine réacteur .....	204

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Liste des réacteurs électronucléaires .....	21
Tableau 2 – Liste des réacteurs de recherche en France .....	23
Tableau 3 – Liste détaillée des réacteurs de recherche retenus pour la présente évaluation .....	25
Tableau 4 – Visites décennales des paliers de réacteurs nucléaires EDF .....	36
Tableau 5 – Réexamens périodiques pour les installations de recherche concernées par le présent rapport.....	37
Tableau 6 – Niveaux de référence WENRA liés à la maîtrise du vieillissement.....	48
Tableau 7 – Fréquence et unité responsable de la mise à jour des différents documents .....	54
Tableau 8 – Critères utilisés pour la classification des FAV .....	56
Tableau 9 – Dispositions de conception/fabrication applicables .....	117
Tableau 10 – Equipements en interface et localisations .....	120
Tableau 11 – Mécanismes de vieillissement et composants analysés.....	121
Tableau 12 – Mécanismes de vieillissement des enceintes de confinement faisant l'objet de FAV .....	149
Tableau 13 – Synthèse de la surveillance exercée.....	155
Tableau 14 – Matériaux d'isolation et de gainage utilisés sur les différents paliers .....	188

# 1 INFORMATIONS GÉNÉRALES

## 1.1 IDENTIFICATION DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES ÉVALUÉES

### 1.1.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES D'EDF

Le parc de réacteurs électronucléaires en exploitation entrant dans le champ de la présente évaluation comprend 58 réacteurs de la filière à eau sous pression (REP), construits par paliers standardisés successifs, qui ont été couplés au réseau entre 1977 et 1999 et sont tous en service.

En 2016, les réacteurs électronucléaires de la filière REP d'EDF ont produit 384 TWh, soit environ 72% de la production d'électricité de la France (respectivement 416,8 TWh et 76% en 2015, 415,9 TWh et 77% en 2014). Ils sont regroupés en 19 centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) qui comportent chacun deux à six réacteurs du même palier. Les 58 réacteurs ont été construits par le même fournisseur, Framatome, aujourd'hui AREVA NP. On distingue trois paliers : 900 MWe, 1300 MWe, 1450 MWe.

Le palier 900 MWe comprend :

- le palier CP0, constitué des 2 réacteurs de Fessenheim et des 4 réacteurs du Bugey ;
- le palier CPY, constitué des 28 autres réacteurs de 900 MWe (4 réacteurs de Dampierre, 6 réacteurs de Gravelines, 4 réacteurs de Blayais, 4 réacteurs de Tricastin, 4 réacteurs de Chinon, 4 réacteurs de Cruas et 2 réacteurs de Saint-Laurent-des-Eaux).

Le palier 1300 MWe comprend :

- le palier P4, constitué des 4 réacteurs de Paluel, 2 réacteurs de Flamanville et 2 réacteurs de Saint-Alban ;
- le palier P'4, constitué des 2 réacteurs de Belleville-sur-Loire, 4 réacteurs de Cattenom, 2 réacteurs de Golfech, 2 réacteurs de Nogent-sur-Seine et 2 réacteurs de Penly.

Le palier N4 comprend 4 réacteurs de 1450 MWe et est constitué des 2 réacteurs de Chooz et des 2 réacteurs de Civaux.

En décembre 2017, la moyenne d'âge des réacteurs, calculée à partir des dates de première divergence des réacteurs, se répartira comme suit :

- 36 ans pour les trente-quatre réacteurs de 900 MWe ;
- 30 ans pour les vingt réacteurs de 1300 MWe ;
- 20 ans pour les quatre réacteurs de 1450 MWe.

Des évolutions ont été introduites, au fur et à mesure de la conception des paliers :

- la conception des bâtiments est légèrement différente entre le palier CPY du palier CP0 : le dôme des réacteurs CP0 dispose d'un revêtement extérieur d'étanchéité.
- des modifications importantes par rapport au palier CPY ont été apportées dans la conception des circuits et des systèmes de protection du cœur des réacteurs de 1300 MWe et dans celle des bâtiments qui les abritent. L'augmentation de puissance se traduit par un circuit primaire à quatre boucles au lieu de trois. Par ailleurs, l'enceinte de confinement du réacteur comporte une double paroi en béton au lieu d'une seule paroi doublée d'une peau d'étanchéité en acier. Les réacteurs du palier P'4 présentent quelques différences mineures avec ceux du palier P4, notamment en ce qui concerne le bâtiment du combustible et les configurations de circuits.
- le palier N4 se distingue des paliers précédents notamment, leur conception initiale, par des générateurs de vapeur plus compacts, des pompes primaires différentes, ainsi que par l'utilisation d'une interface informatisée pour la conduite du réacteur.

En 2009, EDF a fait part à l'ASN de sa volonté d'étendre la durée de fonctionnement significativement au-delà de 40 ans et de maintenir ouverte l'option d'une durée de fonctionnement de 60 ans pour l'ensemble des réacteurs en exploitation<sup>1</sup>.

En 2007, la construction d'un réacteur de type EPR a démarré sur le site de Flamanville.

**PYRAMIDE DES ÂGES** des réacteurs électronucléaires français (parc électronucléaire en France fin 2015 ; par date de 1<sup>re</sup> divergence ; puissance par réacteur)



Source : ASN.

**Figure 1 – Pyramide des âges des réacteurs électronucléaires d'EDF**

<sup>1</sup> cf. Courrier EDF DPI du 29 janvier 2009 et courrier EDF DIN du 17 mars 2009.

## 1.1.2 LISTE DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES

N° INB	DÉNOMINATION ET IMPLANTATION DE L'INSTALLATION	Exploitant	Nature de l'installation	Date de première divergence :
75	CENTRALE NUCLÉAIRE DE FESSENHEIM (réacteurs 1 et 2) 68740 Fessenheim	EDF	2 réacteurs REP CP0 900 MWe	1977
78	CENTRALE NUCLÉAIRE DU BUGEY (réacteurs 2 et 3) 01980 Loyettes	EDF	2 réacteurs REP CP0 900 MWe	1978
84	CENTRALE NUCLÉAIRE DE DAMPIERRE-EN-BURLY (réacteurs 1 et 2) 45570 Ouzouer-sur-Loire	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1980 1981
85	CENTRALE NUCLÉAIRE DE DAMPIERRE-EN-BURLY (réacteurs 3 et 4) 45570 Ouzouer-sur-Loire	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1981
86	CENTRALE NUCLÉAIRE DU BLAYAIS (réacteurs 1 et 2) 33820 Saint-Ciers-sur-Gironde	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1981 1982
87	CENTRALE NUCLÉAIRE DU TRICASTIN (réacteurs 1 et 2) 26130 Saint-Paul-Trois-Châteaux	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1980
88	CENTRALE NUCLÉAIRE DU TRICASTIN (réacteurs 3 et 4) 26130 Saint-Paul-Trois-Châteaux	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1980 1981
89	CENTRALE NUCLÉAIRE DU BUGEY (réacteurs 4 et 5) 01980 Loyettes	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1979
96	CENTRALE NUCLÉAIRE DE GRAVELINES (réacteurs 1 et 2) 59820 Gravelines	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1980
97	CENTRALE NUCLÉAIRE DE GRAVELINES (réacteurs 3 et 4) 59820 Gravelines	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1980 1981
100	CENTRALE NUCLÉAIRE DE ST-LAURENT-DES-EAUX (réacteurs B1 et B2) 41220 La Ferté-St-Cyr	EDF	2 réacteurs REP CP2 900 MWe	1980 1981
103	CENTRALE NUCLÉAIRE DE PALUEL (réacteur 1) 76450 Cany-Barville	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1984
104	CENTRALE NUCLÉAIRE DE PALUEL (réacteur 2) 76450 Cany-Barville	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1984

N° INB	DÉNOMINATION ET IMPLANTATION DE L'INSTALLATION	Exploitant	Nature de l'installation	Date de première divergence :
107	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CHINON (réacteurs B1 et B2) 37420 Avoine	EDF	2 réacteurs REP CP2 900 MWe	1982 1983
108	CENTRALE NUCLÉAIRE DE FLAMANVILLE (réacteur 1) 50830 Flamanville	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1985
109	CENTRALE NUCLÉAIRE DE FLAMANVILLE (réacteur 2) 50830 Flamanville	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1986
110	CENTRALE NUCLÉAIRE DU BLAYAIS (réacteurs 3 et 4) 33820 Saint-Ciers-sur-Gironde	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1983
111	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CRUAS (réacteurs 1 et 2) 07350 Cruas	EDF	2 réacteurs REP CP2 900 MWe	1983 1984
112	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CRUAS (réacteurs 3 et 4) 07350 Cruas	EDF	2 réacteurs REP CP2 900 MWe	1984
114	CENTRALE NUCLÉAIRE DE PALUEL (réacteur 3) 76450 Cany - Barville	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1985
115	CENTRALE NUCLÉAIRE DE PALUEL (réacteur 4) 76450 Cany - Barville	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1986
119	CENTRALE NUCLÉAIRE DE SAINT-ALBAN (réacteur 1) 38550 Le Péage-de-Roussillon	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1985
120	CENTRALE NUCLÉAIRE DE SAINT-ALBAN (réacteur 2) 38550 Le Péage-de-Roussillon	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1986
122	CENTRALE NUCLÉAIRE DE GRAVELINES (réacteurs 5 et 6) 59820 Gravelines	EDF	2 réacteurs REP CP1 900 MWe	1984 1985
124	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CATTENOM (réacteur 1) 57570 Cattenom	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1986
125	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CATTENOM (réacteur 2) 57570 Cattenom	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1987
126	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CATTENOM (réacteur 3) 57570 Cattenom	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1990
127	CENTRALE NUCLÉAIRE DE BELLEVILLE-SUR-LOIRE (réacteur 1) 18240 Léré	EDF	1 réacteur REP P4 1300 MWe	1987

N° INB	DÉNOMINATION ET IMPLANTATION DE L'INSTALLATION	Exploitant	Nature de l'installation	Date de première divergence :
128	CENTRALE NUCLÉAIRE DE BELLEVILLE-SUR-LOIRE (réacteur 2) 18240 Léré	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1988
129	CENTRALE NUCLÉAIRE DE NOGENT-SUR-SEINE (réacteur 1) 10400 Nogent-sur-Seine	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1987
130	CENTRALE NUCLÉAIRE DE NOGENT-SUR-SEINE (réacteur 2) 10400 Nogent-sur-Seine	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1988
132	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CHINON (réacteurs B3 et B4) 37420 Avoine	EDF	2 réacteurs REP CP2 900 MWe	1986 1987
135	CENTRALE NUCLÉAIRE DE GOLFECH (réacteur 1) 82400 Golfech	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1990
136	CENTRALE NUCLÉAIRE DE PENLY (réacteur 1) 76370 Neuville-lès-Dieppe	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1990
137	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CATTENOM (réacteur 4) 57570 Cattenom	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1991
139	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CHOOZ B (réacteur 1) 08600 Givet	EDF	1 réacteur REP N4 1450 MWe	1996
140	CENTRALE NUCLÉAIRE DE PENLY (Réacteur 2) 76370 Neuville-lès-Dieppe	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1992
142	CENTRALE NUCLÉAIRE DE GOLFECH (réacteur 2) 82400 Golfech	EDF	1 réacteur REP P'4 1300 MWe	1993
144	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CHOOZ B (réacteur 2) 08600 Givet	EDF	1 réacteur REP N4 1450 MWe	1997
158	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CIVAUX (réacteur 1) BP 1 86320 Civaux	EDF	1 réacteur REP N4 1450 MWe	1997
159	CENTRALE NUCLÉAIRE DE CIVAUX (réacteur 2) BP 1 86320 Civaux	EDF	1 réacteur REP N4 1450 MWe	1999
167	CENTRALE NUCLÉAIRE DE FLAMANVILLE (réacteur 3) 50830 Flamanville	EDF	1 réacteur REP EPR 1600 MWe	En construction

**Tableau 1 – Liste des réacteurs électronucléaires**

### 1.1.3 LOCALISATION DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES

Les 58 réacteurs électronucléaires en exploitation sont répartis sur le territoire de la France comme indiqué sur la carte ci-dessous. Le réacteur EPR à Flamanville est en construction.

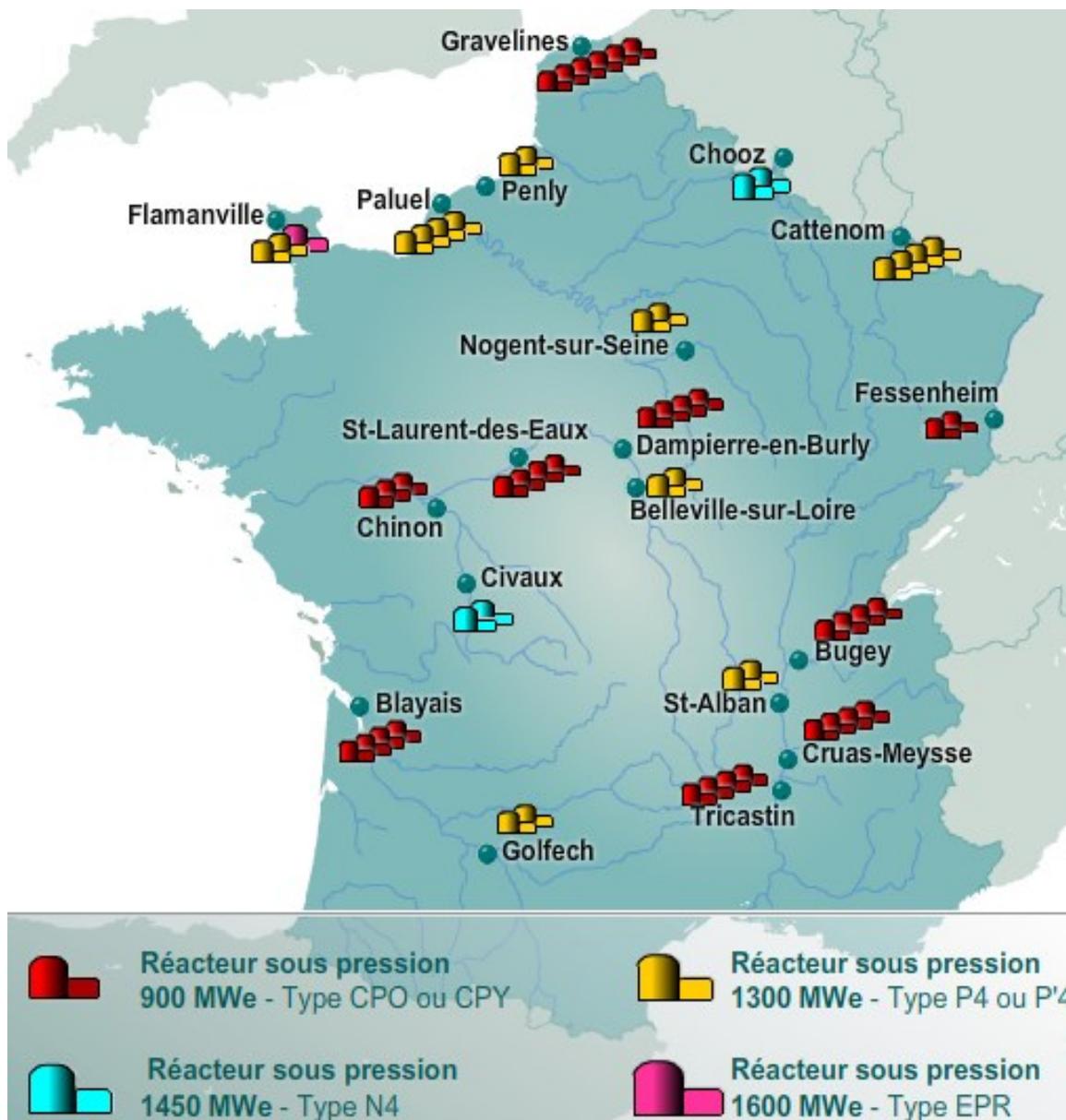


Figure 2 – Localisation des réacteurs électronucléaires en exploitation et en construction en France

### 1.1.4 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE

Dix réacteurs de recherche sont soumis au régime réglementaire d'une installation en exploitation.

N° INB	Nom du réacteur	Date de mise en service	Puissance	Type d'installation	Statut
24	CABRI	1963	25 MWth + pulse de puissance	réacteur pour l'étude des situations accidentelles et de sûreté	en exploitation
39	MASURCA	1966	0,005 MWth	maquette critique	en arrêt prolongé temporaire
40	ISIS	1966	0,7 MWth	réacteur pour l'enseignement et la formation	en exploitation
40	OSIRIS	1966	70 MWth	réacteur d'irradiation technologique	à l'arrêt définitif
42	ÉOLE	1965	0,0001 MWth	maquette critique	en exploitation
37	RHF	1971 1994 <sup>2</sup>	58,3 MWth	réacteur pour la recherche fondamentale	en exploitation
92	PHÉBUS	1977	38 MWth	réacteur pour l'étude des situations accidentelles et de sûreté	à l'arrêt définitif
95	MINERVE	1959 1977 <sup>3</sup>	0,0001 MWth	maquette critique	en exploitation
101	ORPHEE	1980	14 MWth	réacteur pour la recherche fondamentale	en exploitation
172	RJH	-	100 MWth	réacteur d'irradiation technologique	en construction

**Tableau 2 – Liste des réacteurs de recherche en France**

Parmi ces installations :

- 4 installations sont des maquettes critiques ou réacteur d'enseignement : ÉOLE, MINERVE, MASURCA et ISIS.
- 6 installations sont des réacteurs de recherche : OSIRIS, PHÉBUS, CABRI, ORPHÉE, réacteur à haut flux – RHF et réacteur Jules Horowitz – RJH.

Ces installations sont utilisées pour divers usages comme la production de neutrons pour des activités de recherche, la réalisation d'essais ou de tests sur des matériaux. Le réacteur RJH est en cours de construction sur le site de Cadarache : ce nouveau réacteur contribuera à couvrir les besoins en matière de recherche et développement, ainsi que de production de radioéléments artificiels à usage médical, compte tenu de la mise à l'arrêt à court ou moyen terme des réacteurs européens d'irradiation actuellement en service.

<sup>2</sup> Nouvelle divergence après le changement complet du bloc-pile (nouveau décret d'autorisation).

<sup>3</sup> Nouvelle divergence après le déménagement de l'installation sur la plateforme de Cadarache.

Bien qu'elles soient considérées en exploitation au sens administratif du terme, certaines de ces installations sont à l'arrêt (en vue de leur démantèlement ou en arrêt prolongé) :

- les deux réacteurs OSIRIS et PHÉBUS sont à l'arrêt, cœur déchargé en vue de leur démantèlement, les dossiers de démantèlement devant être déposés en 2018. Les premières opérations préparatoires au démantèlement (OPDEM) sont en cours. Ainsi, à court terme (3 à 4 ans), un changement de régime administratif devrait être opéré vers le régime de démantèlement. Par conséquent, les réacteurs OSIRIS et PHÉBUS n'ont pas été retenus;
- la maquette critique MASURCA est actuellement en arrêt prolongé. En vue d'une reprise d'exploitation de cette installation, il est prévu la réalisation d'importants travaux de modernisation<sup>4</sup> (construction d'un nouveau magasin combustibles et réévaluation de la sûreté aux standards actuels des structures existantes), elle n'a donc pas été intégrée au présent rapport;
- les installations ÉOLE, MINERVE, ISIS, dont la puissance est inférieure à 1MWth (entre 0,001 à 0,7 MWth), n'ont pas été intégrées à la présente évaluation. Il est prévu leur arrêt prochainement (fin 2017 pour les deux premières et mi-2019 concernant ISIS) en vue de leur démantèlement.

Dans le cadre de la présente évaluation, les installations Orphée, Cabri, RHF et RJH ont donc été considérées. Une description plus détaillée de ces 4 installations est donnée en annexes 10.8 à 10.11.

### 1.1.5 LISTE DES RÉACTEURS DE RECHERCHE RETENUS POUR L'ÉVALUATION

Les réacteurs considérés pour la présente évaluation sont présentés ci-dessous, avec leurs principales caractéristiques.

N° INB	Dénomination et implantation de l'installation	Exploitant	Puissance thermique	Date de 1ère divergence	Commentaire
24	CABRI (Cadarache) 13115 Saint-Paul- lez-Durance	CEA	25 MWth	1963	Réacteur de type piscine. Réacteur d'essais pour étude des accidents de réactivité. Arrêt du réacteur de 2006 à 2015 : rénovation complète du bâtiment afin d'intégrer un nouveau dispositif expérimental (boucle à eau sous pression). Préalablement, Cabri disposait d'une boucle sodium. L'installation Cabri est en cours de réexamen (initié en novembre 2017).

<sup>4</sup> Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

N° INB	Dénomination et implantation de l'installation	Exploitant	Puissance thermique	Date de 1ère divergence	Commentaire
67	RÉACTEUR À HAUT FLUX (RHF) 38041 Grenoble Cedex	Institut Max von Laue Paul Langevin	58,3 MWth	1971	<p>Réacteur de type piscine avec eau lourde comme modérateur et réflecteur.</p> <p>Fonctionnement par cycle d'environ 50 j.</p> <p>Production de neutrons à différents spectres d'énergie, captés par l'intermédiaire de 13 canaux (doigts de gant). Les neutrons produits sont destinés à la recherche fondamentale. Le réacteur RHF participe également à la fabrication de radionucléides à usage médical.</p> <p>Arrêt temporaire de l'installation entre 1991 et 1994 pour changement du bloc-pile. La reprise de l'exploitation a fait l'objet d'un second décret d'autorisation (décret n° 94-1042 du 5 décembre 1994).</p> <p>Importants renforcements réalisés suite à l'accident de Fukushima (circuits de sauvegarde, installation d'un centre de crise bunkerisé).</p> <p>L'installation RHF est en cours de réexamen (initié en novembre 2017). Un réexamen a été réalisé en 2002.</p>
101	ORPHÉE (Saclay) 91191 Gif-sur-Yvette Cedex	CEA	14 MWth	1980	<p>Réacteur de type piscine avec eau lourde comme modérateur et réflecteur.</p> <p>Production de neutrons captés par l'intermédiaire de canaux (doigts de gant). Les neutrons produits sont destinés à la recherche fondamentale. Le réacteur Orphée participe également à la fabrication de radionucléides à usage médical.</p> <p>2 réexamens de sûreté réalisés : 1997 et 2010.</p> <p>Travaux significatifs réalisés à l'issue du 1<sup>er</sup> réexamen de 1997 avec notamment le remplacement du caisson cœur et la rénovation du contrôle-commande.</p> <p>Prochain réexamen en mars 2019</p> <p>Arrêt définitif de l'installation prévu avant 2020.</p>
172	JULES HOROWITZ (RJH) (Cadarache) 13115 Saint-Paul-lez-Durance Cedex	CEA	100 MW	En construction	<p>Réacteur de type piscine.</p> <p>Réacteur d'essais matériaux : tester et qualifier les combustibles et matériaux sous irradiation. Le réacteur RJH a également vocation à participer à la fabrication de radionucléides à usage médical.</p> <p>Décret d'autorisation de création en date du 12/10/2009.</p> <p>Mise en service prévue à l'horizon 2021.</p>

**Tableau 3 – Liste détaillée des réacteurs de recherche retenus pour la présente évaluation**

### 1.1.6 LOCALISATION DES RÉACTEURS DE RECHERCHE

Les réacteurs de recherche concernés par la présente évaluation se situent sur les sites CEA de Saclay et Cadarache, ainsi qu'à Grenoble pour le RHF (installation exploitée par l'Institut Laue-Langevin).

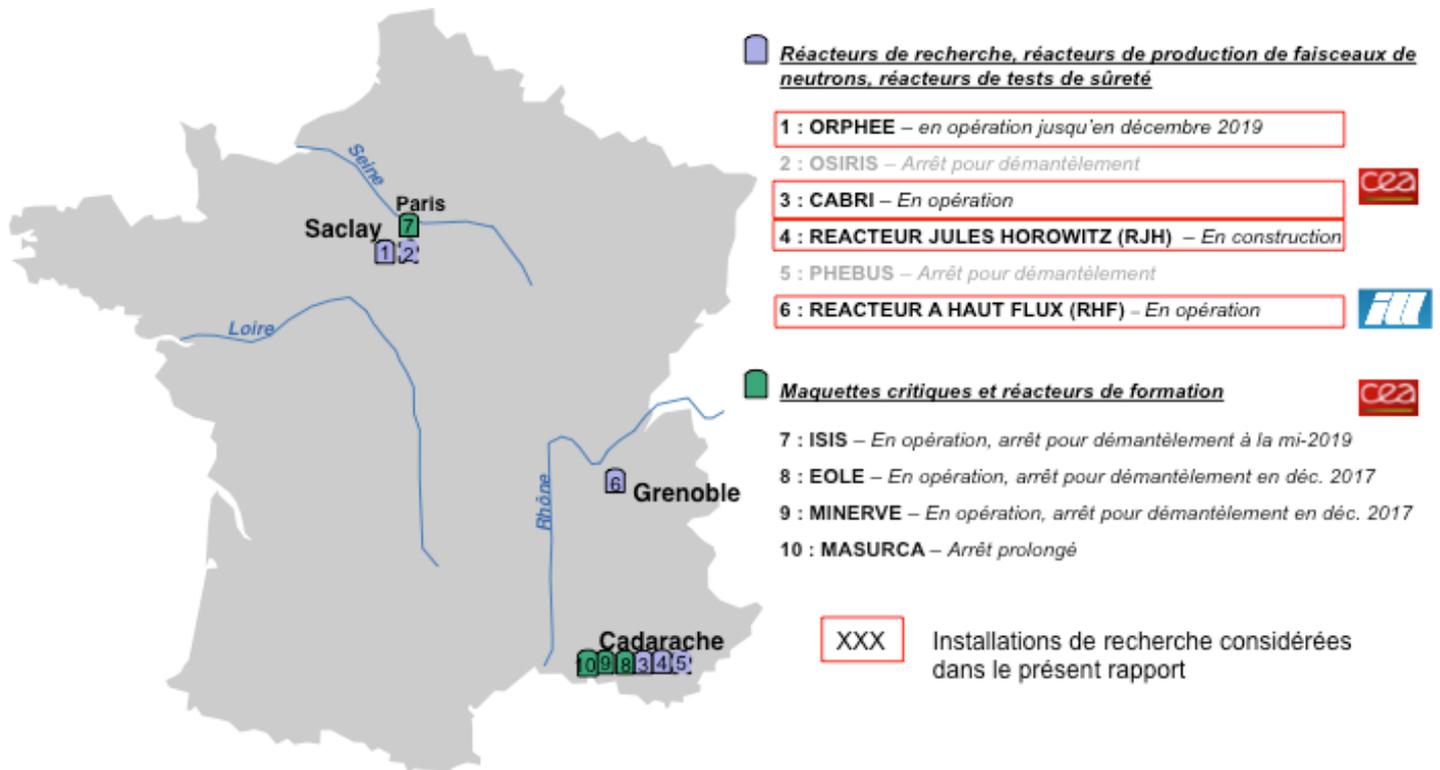


Figure 3 – Localisation des réacteurs de recherche en exploitation et en construction en France

## 1.2 PROCESSUS APPLIQUÉ POUR L'ÉLABORATION DU RAPPORT NATIONAL

Ce rapport a été établi par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui a joué le rôle de coordinateur, avec les contributions de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), des exploitants de réacteurs nucléaires : Électricité de France (EDF), le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) et l'Institut Laue-Langevin (ILL).

Le processus d'élaboration du rapport national a débuté en février 2017 avec l'envoi par l'ASN aux exploitants (EDF, CEA, ILL) de l'avis officiel de lancement de l'évaluation. Les contributions des exploitants ont été transmises à l'ASN mi-2017 qui les a examinées durant l'été 2017. Le projet de rapport a été validé par l'ASN à partir de novembre 2017.

Le planning associé est schématisé sur la figure suivante :

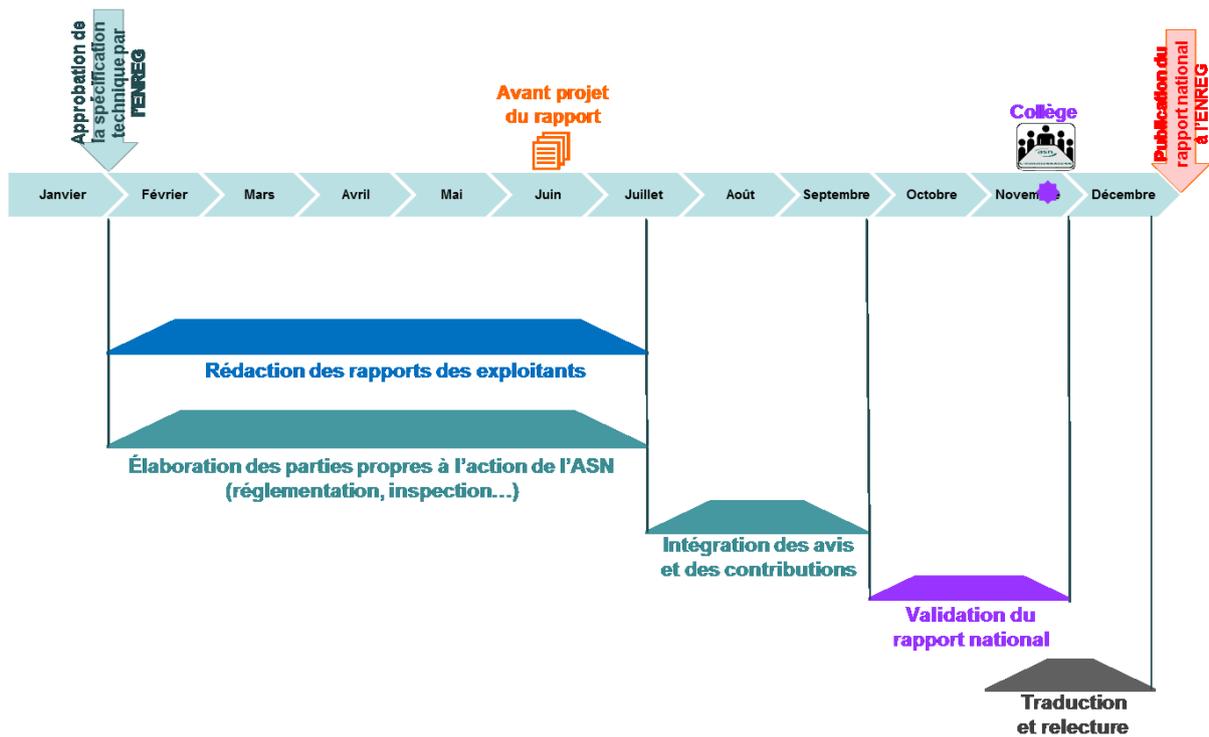


Figure 4 – Planning associé à l'élaboration du rapport national



## 2 PRESCRIPTIONS ET IMPLÉMENTATION DU PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

### **Synthèse :**

*La maîtrise du vieillissement des installations nucléaires est intégrée dans la réglementation française, notamment dans :*

- 1) le code de l'environnement qui inclut les dispositions liées au processus de réexamen périodique pour toutes les installations nucléaires de base,*
- 2) des arrêtés qui comprennent des dispositions relatives à la réglementation des équipements sous pression nucléaire (ESPN) concernant leur conception, leur fabrication ou leur suivi en service. Il convient de souligner que la réglementation prévoit une requalification partielle des ESPN tous les cinq ans à partir de la troisième visite décennale,*
- 3) les demandes de l'ASN concernant la maîtrise par l'exploitant du vieillissement des installations nucléaires, et leur potentielle poursuite de fonctionnement au-delà de 40 ans, notamment pour les réacteurs électronucléaires.*
- 4) les dispositions du guide ASN-IRSN « Conception des réacteurs à eau sous pression », applicables pour la recherche d'améliorations à apporter aux réacteurs existants, généralisent aux composants non-ESPN les dispositions de l'arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux ESPN, sur la nécessité de prendre en compte le vieillissement des équipements à leur conception.*

*La réglementation française n'impose pas de durée limite au fonctionnement des installations.*

*À partir de 2001, EDF a engagé le développement et la mise en place d'un programme de maîtrise du vieillissement dans le cadre des troisièmes réexamens périodiques (VD3) de ses réacteurs. Ce programme repose notamment sur des actions de conception, d'exploitation, de suivi en service et de maintenance courante complétées par des actions de maintenance exceptionnelle.*

*EDF a mis en œuvre une démarche pour apporter la démonstration de la maîtrise du vieillissement des systèmes, structures et composants (SSC) potentiellement affectés par le vieillissement, démarche qui repose sur en 4 étapes :*

- la sélection des SSC potentiellement sensibles au vieillissement et dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté,*
- l'établissement et l'analyse des couples SSC/mécanismes de vieillissement afin de vérifier la maîtrise du vieillissement au regard des dispositions d'exploitation et de maintenance en vigueur, ainsi que des conditions de réparabilité et de remplaçabilité (matérialisés par une Fiche d'Analyse du Vieillissement (FAV)),*
- le cas échéant, lorsque la maîtrise du vieillissement n'est pas démontrable a priori par les dispositions courantes d'exploitation, la définition des actions ou études complémentaires à réaliser pour maîtriser le vieillissement (matérialisée par un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) composant),*
- l'établissement d'un DAPE spécifique au réacteur, dit « DAPE de réacteur », à partir des FAV génériques et des DAPE composant pour chaque réacteur arrivant en VD3 et VD suivantes.*

*L'ASN souligne que le programme de maîtrise du vieillissement d'EDF répond aux exigences des standards internationaux. Même s'il ne reprend pas fidèlement le formalisme des documents de l'AIEA, ce programme prend en compte de manière appropriée le retour d'expérience national et international et est accompagné d'un programme de R&D conséquent.*

*Dans le contexte de la poursuite du fonctionnement des centrales, EDF propose de reconduire cette démarche pour les quatrièmes réexamens périodiques (VD4), en la renforçant notamment en la déclinant à l'ensemble des SSC importants pour la protection des intérêts (risques radiologiques, risques conventionnels et inconvénients).*

*La maîtrise du vieillissement des **réacteurs de recherche** est élaborée à l'échelle de chaque installation. Elle prend en effet en compte la diversité des conditions d'exploitation rencontrée durant la durée de fonctionnement de leurs installations, la capacité à pouvoir renouveler des pièces produites parfois en très petites quantités. Enfin, il faut souligner une spécificité des réacteurs de recherche : pratiquement tous les équipements, hormis l'enceinte de confinement, peuvent faire l'objet d'un remplacement.*

*Le suivi du vieillissement des réacteurs de recherche repose actuellement sur les programmes de maintenance ainsi que sur les contrôles et essais périodiques. L'ASN estime que la maîtrise du vieillissement devrait être plus formalisée par les exploitants des réacteurs de recherche. En particulier, l'ASN considère que les exploitants des réacteurs de recherche devraient mettre en œuvre une démarche permettant de s'assurer du caractère suffisant des contrôles et essais mis en œuvre et, le cas échéant, définir les contrôles complémentaires pour s'assurer de leur aptitude à assurer leurs fonctions au regard des mécanismes de vieillissement qui pourraient affecter les EIP.*

## 2.1 CADRE RÉGLEMENTAIRE FRANÇAIS CONCERNANT LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

### 2.1.1 LES PHÉNOMÈNES DE VIEILLISSEMENT

Les phénomènes liés au vieillissement doivent être pris en compte afin de maintenir un niveau de sûreté satisfaisant pendant toute la durée de fonctionnement des installations.

La démonstration de la maîtrise du vieillissement doit être apportée en s'appuyant sur le retour d'expérience d'exploitation, les dispositions de maintenance et les conditions de réparation ou de remplacement des équipements. Au-delà du simple délai écoulé depuis sa mise en service, d'autres facteurs doivent être mis en perspective et notamment la présence de phénomènes physiques qui peuvent modifier les caractéristiques des équipements en fonction de leur usage ou de leurs conditions d'utilisation. Ainsi, les dégradations des matériels remplaçables et la durée de vie des équipements irremplaçables doivent être considérés.

Le réexamen périodique est notamment l'occasion de réaliser un examen approfondi des effets du vieillissement sur les matériels.

**Les exigences réglementaires relatives à la maîtrise du vieillissement sont inscrites dans les textes suivants :**

- **le processus des réexamens périodique inscrit aux articles L. 593-18 et L. 593-19 du code de l'environnement ;**
- **l'article R. 557-14-2 du code de l'environnement pour les équipements sous pression nucléaires (notamment les cuves de réacteur) ;**
- **les dispositions de l'arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux équipements sous pression nucléaires ;**
- **l'article 2.5.1 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux INB disposant que « des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire » ;**
- **les dispositions de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression ;**
- **les prises de position de l'ASN (cf. *infra*);**
- **les dispositions concernant la maîtrise du vieillissement présentes dans le guide « Conception des réacteurs sous pression » rédigé conjointement par l'ASN et l'IRSN et publié le 18 juillet 2017.**

Enfin, pour certains matériels, équipements ou systèmes présentant des enjeux particuliers notamment au regard de la maîtrise du vieillissement, l'ASN peut établir des prescriptions spécifiques. À titre d'exemple, la prise en compte du vieillissement des appuis parasismiques sur lesquels repose l'unité nucléaire du réacteur de recherche RJH fait l'objet de prescriptions techniques particulières<sup>5</sup>.

Par ailleurs, la maîtrise de l'obsolescence des matériels doit être assurée pour garantir un niveau de sûreté satisfaisant.

---

<sup>5</sup> ASN, Décision n° 2011-DC-0226 du 27 mai 2011.

## 2.1.2 LES RÉEXAMENS PÉRIODIQUES

La réglementation française n'impose pas de durée limite au fonctionnement des installations.

La maîtrise du vieillissement est encadrée réglementairement par le processus des réexamens périodiques effectués tous les dix ans au titre de l'article L. 593-18 du code de l'environnement.

### **Article L. 593-18 du code de l'environnement**

L'exploitant d'une installation nucléaire de base procède périodiquement au réexamen de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales.

Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

Ces réexamens ont lieu tous les dix ans. Toutefois, le décret d'autorisation peut fixer une périodicité différente si les particularités de l'installation le justifient. Pour les installations relevant de la directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, la fréquence des réexamens périodiques ne peut être inférieure à une fois tous les dix ans.

Le cas échéant, l'exploitant peut fournir sous la forme d'un rapport séparé les éléments dont il estime que la divulgation serait de nature à porter atteinte à l'un des intérêts visés à l'article L. 124-4. Sous cette réserve, le rapport de réexamen périodique est communicable à toute personne en application des articles L. 125-10 et L. 125-11.

Ce dispositif répond ainsi aux exigences de l'article 8 quater de la directive 2014/87/EURATOM du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires.

### **Article 8 quater - Évaluation initiale et examens périodiques de la sûreté - de la directive 2014/87/EURATOM du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires.**

Les États membres veillent à ce que le cadre national exige que:

- a) l'octroi d'une autorisation pour construire une installation nucléaire ou exploiter une installation nucléaire s'appuie sur une évaluation spécifique appropriée du site et de l'installation comprenant une démonstration de sûreté nucléaire eu égard aux exigences nationales en matière de sûreté nucléaire fondées sur l'objectif fixé à l'article 8 bis ;
- b) le titulaire d'une autorisation sous le contrôle réglementaire de l'autorité de réglementation compétente réévalue systématiquement et régulièrement, au moins tous les dix ans, la sûreté de l'installation nucléaire selon les modalités énoncées à l'article 6, point c). Cette réévaluation de la sûreté vise à assurer la conformité avec le dimensionnement existant et recense les nouvelles améliorations à apporter en matière de sûreté par la prise en compte des problèmes dus au vieillissement, de l'expérience acquise dans le cadre de l'exploitation, des résultats les plus récents de la recherche et de l'évolution des normes internationales, en prenant comme référence l'objectif énoncé à l'article 8 bis.

Le processus lié aux réexamens périodiques est explicité à l'article L. 593-19 du code de l'environnement.

#### **Article L. 593-19 du code de l'environnement**

L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de l'examen prévu à l'article L. 593-18 et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1.

Après analyse du rapport, l'Autorité de sûreté nucléaire peut imposer de nouvelles prescriptions techniques. Elle communique au ministre chargé de la sûreté nucléaire son analyse du rapport, ainsi que les prescriptions qu'elle prend.

Les dispositions proposées par l'exploitant lors des réexamens au-delà de la trente-cinquième année de fonctionnement d'un réacteur électronucléaire sont soumises, après enquête publique, à la procédure d'autorisation par l'Autorité de sûreté nucléaire mentionnée à l'article L. 593-15, sans préjudice de l'autorisation mentionnée au II de l'article L. 593-14 en cas de modification substantielle. Les prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire comprennent des dispositions relatives au suivi régulier du maintien dans le temps des équipements importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1. Cinq ans après la remise du rapport de réexamen, l'exploitant remet un rapport intermédiaire sur l'état de ces équipements, au vu duquel l'Autorité de sûreté nucléaire complète éventuellement ses prescriptions.

Le réexamen périodique est l'occasion d'examiner en profondeur l'état des installations pour vérifier qu'elles sont conformes au référentiel de sûreté applicable. Il a en outre pour objectif d'améliorer leur niveau de sûreté.

Au titre de l'article L. 593-18, le réexamen doit se faire en prenant en compte les meilleures pratiques internationales, l'état de l'installation, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. Ainsi, l'évolution des règles applicables à la maîtrise du vieillissement est prise en compte.

Les exigences applicables à l'installation faisant l'objet du réexamen sont comparées à celles auxquelles doivent répondre les installations les plus récentes et, en particulier pour les réacteurs de puissance, à celles – significativement plus élevées - de l'EPR.

Ces exigences doivent également être réévaluées à la lumière du retour d'expérience et de la recherche et développement en France comme à l'étranger qui dégagent des pistes d'amélioration, en particulier pour la prévention et la gestion des accidents graves.

Cette position répond aux exigences de l'article 8 quater de la directive 2014/87/Euratom précitée et est cohérente avec celle exprimée en 2014 par l'association WENRA<sup>6</sup> concernant la sûreté des nouvelles centrales nucléaires dont les objectifs doivent être utilisés comme référence pour les réacteurs existants.

---

<sup>6</sup> WENRA. Report – Safety of new NPP designs, 2013.

## Report WENRA – Safety of new NPP designs

[...]

The safety objectives address new civil nuclear power plant projects. However, these objectives should also be used as a reference to help identify reasonably practicable safety improvements for “deferred plants” and existing plants during Periodic Safety Reviews.

[...]

Les autorités de sûreté faisant partie de WENRA se sont engagées dans une déclaration commune en 2014<sup>7</sup> à ce que les nouveaux niveaux de référence pour les réacteurs existants, publiés en 2014<sup>8</sup> et prenant en compte les enseignements de l'accident de Fukushima Daiichi, soient intégrés dans les réglementations nationales.

Le réexamen périodique comporte un examen de conformité du réacteur et de la maîtrise du vieillissement et une réévaluation de sûreté.

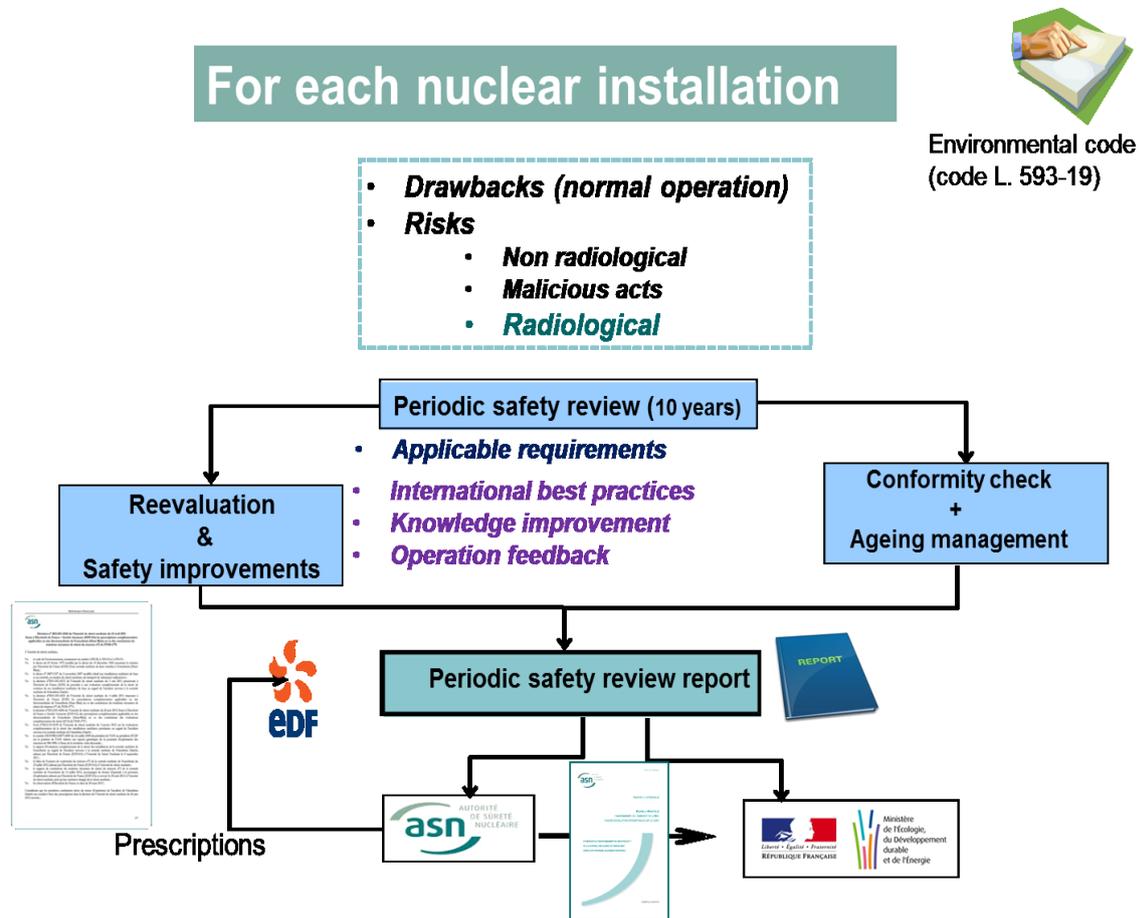


Figure 5 – Les différents sujets abordés lors d'un réexamen périodique

<sup>7</sup> WENRA. Statement regarding the revision of the SRLs for existing reactors taking into account the lessons learned from the TEPCO Fukushima Daiichi Nuclear Accident, 2014.

<sup>8</sup> WENRA, Report – Safety Reference Levels for Existing Reactors, 2014.

### **2.1.2.1 LES RÉEXAMENS PÉRIODIQUES DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES EDF**

Les visites décennales, qui sont des arrêts longs, constituent des moments privilégiés pour mettre en œuvre les modifications issues du réexamen périodique. Pour déterminer le calendrier des visites décennales des réacteurs, EDF tient compte des échéances de réalisation des épreuves d'enceintes et des épreuves hydrauliques fixées par la réglementation des équipements sous pression nucléaires ainsi que de la périodicité décennale des réexamens périodiques.

Le processus de réexamen des réacteurs d'EDF comprend une phase préliminaire, dite d'orientation, au réexamen périodique, dans laquelle EDF propose les programmes génériques<sup>9</sup> de vérification de l'état de l'installation et de la réévaluation de la sûreté qui feront l'objet d'un examen approfondi. Ces programmes génériques font l'objet d'une prise de position de l'ASN après consultation du GPR et éventuellement du Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GPESPN). Sur cette base, EDF réalise des études de réévaluation de sûreté et définit des modifications. À la suite de son instruction et de consultations du GPR/GPESPN, l'ASN se prononce sur les résultats de ces études et sur les modifications permettant les améliorations de sûreté envisagées.

À l'issue de la visite décennale de chaque réacteur, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions du réexamen périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité réglementaire de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. L'ASN communique au ministre chargé de la sûreté nucléaire son analyse du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur, mentionné à l'article L. 593-19 du code de l'environnement, et peut édicter de nouvelles prescriptions pour encadrer la poursuite de son fonctionnement.

Le processus lié aux réexamens périodiques, en lien avec les visites décennales, est illustré sur la figure suivante :

---

<sup>9</sup> Pour un type de réacteurs donné (réacteurs de 900 MWe, de 1 300 MWe et de 1 450 MWe) compte tenu de la standardisation des réacteurs du parc en exploitation.

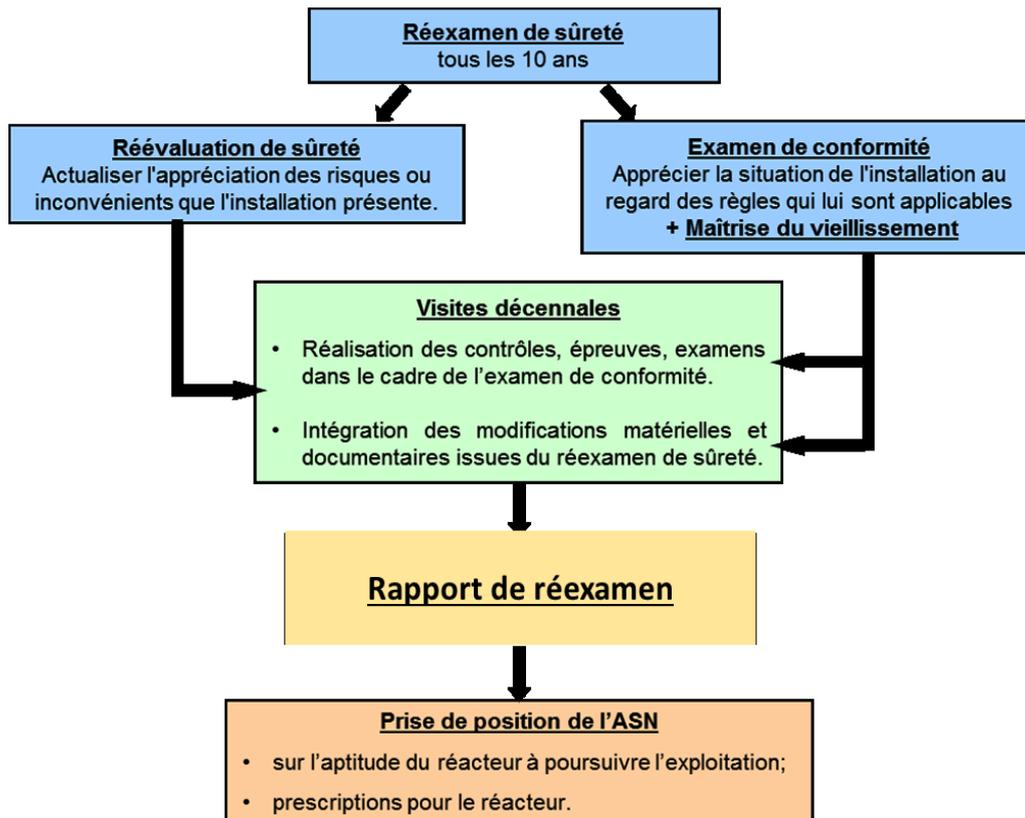


Figure 6 – Processus de réexamen périodique pour les réacteurs nucléaires EDF

Le tableau ci-dessous montre l'avancement des visites décennales (VD) pour les réacteurs des différents paliers standardisés de réacteurs nucléaires.

	VD1 10 ans	VD2 20 ans	VD3 30 ans	VD4 40 ans
900 MWe 3 boucles (34 réacteurs)	Réalisé	Réalisé	2009 à 2020	2019 à 2030
1300 MWe 4 boucles (20 réacteurs)	Réalisé	Réalisé	2015 à 2024	2025 à 2034
1450 MWe 4 boucles (4 réacteurs)	Réalisé	2019 à 2022	2029 à 2032	2039 à 2042

Tableau 4 – Visites décennales des paliers de réacteurs nucléaires EDF

Sur la période 2013-2015, les principaux projets ont concerné les réacteurs de 900 MWe (réalisation des VD3 et préparation des VD4), les réacteurs de 1300 MWe (réalisation des VD2, préparation et première VD3) et les 4 réacteurs du palier N4 (préparation des VD2).

À fin 2017, les VD3 ont été effectuées sur 30 réacteurs de 900 MWe (sur 34). Les VD2 ont été effectuées sur les 20 réacteurs de 1300 MWe et les VD3 ont débuté pour les réacteurs de 1300 MWe (4 sur 20). Les VD1 ont été effectuées sur tous les réacteurs N4.

### 2.1.2.2 LES RÉEXAMENS PÉRIODIQUES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE

Depuis novembre 2007 (publication du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007), l'obligation d'un réexamen périodique a été étendue aux installations nucléaires autres que les réacteurs nucléaires de production d'électricité. L'échéance de la réalisation de ce réexamen étant fixée au maximum à novembre 2017. Néanmoins, certaines installations jugées « à enjeux particuliers » avaient déjà fait l'objet d'un réexamen avant 2007 ; c'est le cas pour les réacteurs RHF, Cabri et Orphée.

Il est à souligner que chaque réacteur de recherche est unique et présente des risques spécifiques, il n'y a donc pas de dossier générique comme pour les réacteurs nucléaires de production d'électricité.

Le réexamen périodique est un outil important pour la maîtrise du vieillissement des réacteurs de recherche. En effet, dans le cadre du volet d'évaluation de la conformité de l'installation, l'exploitant identifie au besoin des travaux à réaliser afin de s'assurer du respect de son référentiel.

Par ailleurs, certaines de ces installations, notamment les réacteurs d'essais, peuvent connaître d'importantes évolutions lors de leur exploitation, visant à intégrer de nouveaux dispositifs d'essais<sup>10</sup>. Ces évolutions significatives sont à considérer dans le cadre de la maîtrise du vieillissement.

N° INB	Dénomination	Réexamens effectués	Date du prochain réexamen
24	CABRI	Réexamen partiel en 2004 (avec instruction de la modification substantielle)	11/2017
67	RHF	2002	11/2017
101	Orphée	1997, 2010	31/03/2019
172	RJH	-	À définir après la mise en service, selon l'article 24 du décret du 02/11/2007 modifié

Tableau 5 – Réexamens périodiques pour les installations de recherche concernées par le présent rapport

### 2.1.3 LES DISPOSITIONS CONCERNANT LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES ÉQUIPEMENTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRES

#### 2.1.3.1 LES DISPOSITIONS DE L'ARRÊTÉ DU 30 DÉCEMBRE 2015 RELATIF AUX ÉQUIPEMENTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRES

L'article R. 557-14-2 du code de l'environnement demande notamment « *Les équipements sont maintenus en bon état et vérifiés aussi souvent que nécessaire.* ». L'arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN) détaille cet objectif en prévoyant d'abord dès la conception des équipements des dispositions relatives au vieillissement des équipements.

Ainsi, dès la conception, le fabricant des ESPN doit intégrer l'altération des matériaux dans le temps et doit tenir compte des phénomènes de vieillissement, notamment le vieillissement sous irradiation.

<sup>10</sup> À titre d'exemple, des travaux significatifs ont été réalisés sur l'installation Cabri dernièrement (2006-2015) afin de mettre en place un nouveau dispositif d'essais (boucle à eau pressurisée).

## Annexe 1 de l'arrêté du 30 décembre 2015

### **2. Conception**

L'équipement est conçu de manière à minimiser le risque de perte d'intégrité en tenant compte des altérations des matériaux envisageables.

La conception se fonde sur des mesures propres à réduire le risque de défaillance et sur une méthode de calcul visant à vérifier que la conception garantit bien le niveau de sécurité requis. Ces mesures sont mises en œuvre afin de réduire les risques liés :

- à la fatigue thermique oligocyclique ou à grand nombre de cycles ;
- aux comportements thermiques différents de matériaux soudés ensemble ;
- à la fatigue vibratoire ;
- aux pics locaux de pression ;
- au fluage ;
- aux concentrations de contraintes ;
- aux phénomènes de corrosion ;
- aux phénomènes thermohydrauliques locaux nocifs ;
- à la vidange de l'équipement en cas de rupture de tuyauterie.

La méthode de calcul peut être complétée par une méthode expérimentale de conception.

La conception tient compte du vieillissement dû à l'irradiation.

Cet arrêté demande ensuite au fabricant d'ESPN de respecter un niveau de qualité de fabrication en accord avec l'importance des ESPN construits, particulièrement vis à vis de l'élaboration des matériaux utilisés dans les différents composants et des modes d'assemblages de ces composants entre eux. L'objectif de ces dispositions de fabrication est de minimiser le risque de formation de défauts en service qui résulteraient de condition de fabrication médiocres.

Ce même arrêté précise que le fabricant des ESPN doit porter à la connaissance de l'exploitant l'ensemble des éléments permettant une exploitation de l'équipement dans les conditions prévues pour sa conception.

## Annexe 1 de l'arrêté du 30 décembre 2015

### **3.7. Instructions de service**

L'équipement sous pression est accompagné d'une notice d'instructions.

La notice d'instructions fournit les caractéristiques particulières de la conception déterminantes pour la durée de vie de l'équipement.

Ces caractéristiques comprennent au moins :

- pour le fluage, le nombre théorique d'heures de fonctionnement à des températures déterminées ;
- pour la fatigue, le nombre théorique de cycles à des niveaux de contrainte déterminés ;
- pour les phénomènes de corrosion, la surépaisseur ou les caractéristiques de la protection contre la corrosion ;
- pour le vieillissement thermique, le nombre théorique d'heures de fonctionnement à des températures déterminées ;
- pour le vieillissement dû à l'irradiation, la fluence maximale théorique à des températures d'irradiation données.

Les éléments doivent apparaître dans une notice d'instructions qui doit préciser les phénomènes pris en compte au stade de la conception qu'il convient de ne pas dépasser au cours de l'exploitation, et les conditions de fonctionnement et de vieillissement .

Enfin, cet arrêté définit les conditions du suivi en service des ESPN qui présentent un niveau de risque plutôt élevé sur la base de la quantité et de la nature du fluide contenu (nuisance, activité) et de sa pression.

Pour les équipements appartenant au circuit primaire principal et aux circuits secondaires principaux des réacteurs électronucléaires, l'arrêté du 30 décembre 2015 renvoie à l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif au circuit primaire principal et aux circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression, détaillé *infra*.

Pour les ESPN (hors circuit primaire principal et circuits secondaires principaux) de niveau de risque plutôt élevé, les modalités de suivi en service sont fixées par les annexes 5 et 6 de l'arrêté du 30 décembre 2015. Ces modalités reposent sur les trois principes suivants :

1. pour chaque équipement, l'exploitant doit rédiger un programme des opérations d'entretien et de surveillance dont le but est de maîtriser la dégradation éventuelle de l'équipement considéré afin d'éviter sa défaillance ; l'exploitant a l'obligation de tenir à jour ce programme ;
2. les équipements présentant le risque le plus élevé en termes de fluide contenu et de pression doivent faire systématiquement l'objet d'inspections périodiques par l'exploitant (tous les 40 mois) et de requalifications périodiques par un organisme indépendant (tous les dix ans) :
  - a. les inspections périodiques consistent à examiner les parois externes et internes des compartiments sous pression et à vérifier le fonctionnement des soupapes ;
  - b. les requalifications périodiques reprennent les gestes d'inspections périodiques auxquels est ajouté l'épreuve hydraulique des compartiments sous pression ;
3. les réparations et modifications des équipements sont réalisées selon les règles en vigueur pour la conception et la fabrication d'équipements neufs.

#### **Annexe 5 de l'arrêté du 30 décembre 2015**

- 2.4 L'exploitant met à jour le programme des opérations d'entretien et de surveillance chaque fois que nécessaire, compte tenu de l'usage effectif des équipements, de leur évolution éventuelle en exploitation, en particulier de celle des propriétés des matériaux et des défauts et dégradations constatés, ainsi que du retour d'expérience et des résultats des requalifications périodiques.

La réglementation autorise la mise en place d'aménagements aux règles de suivi en service. En effet, il est parfois difficile de procéder aux visites intérieures ainsi qu'aux épreuves hydrauliques sur des équipements qui n'ont pas été conçus à l'origine pour satisfaire ces exigences réglementaires relativement récentes (janvier 2006). Dans ce cas, l'exploitant met en place des mesures compensatoires et une surveillance plus fréquente et/ou plus ciblée.

### **2.1.3.2 LES DISPOSITIONS DE L'ARRETE DU 10 NOVEMBRE 1999 RELATIF AU CIRCUIT PRIMAIRE PRINCIPAL ET AUX CIRCUITS SECONDAIRES PRINCIPAUX DES REACTEURS NUCLEAIRES A EAU SOUS PRESSION**

L'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression impose une surveillance des ESPN qui constituent ces circuits. Les circuits sont dénommés « appareils » dans l'arrêté.

**Cette surveillance comprend :**

- **des programmes de surveillance périodiques des appareils, cette surveillance ayant pour but de vérifier l'absence de défaut ou, en cas de présence de défauts de fabrication, de vérifier que ces derniers n'évoluent pas ;**
- **un programme de suivi des modes de dégradation des propriétés des matériaux ;**
- **un système documentaire précis permettant de connaître précisément les actions auxquelles ont été soumis les appareils et d'indiquer toutes les constatations susceptibles d'intéresser le maintien de leur intégrité.**

La surveillance en service du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux est encadrée par les articles 14 et 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999. L'article 14 prévoit les dispositions de suivi en service.

#### **Article 14 de l'arrêté du 10 novembre 1999**

Sans préjudice des dispositions des articles 12 et 13, l'exploitant s'assure, par une surveillance durant le fonctionnement et par des vérifications et un entretien appropriés, que les appareils et leurs accessoires, notamment les dispositifs de régulation et de décharge, de protection contre les surpressions et d'isolement, demeurent constamment en bon état et aptes à remplir leurs fonctions en conditions normales et accidentelles.

L'exploitant fait procéder à une inspection périodique des appareils, appelée visite partielle, sans que l'intervalle entre deux visites puisse être supérieur à deux ans postérieurement à la première visite complète pour le circuit primaire principal et quarante mois pour le circuit secondaire principal.

L'exploitant s'assure que les appareils et leurs accessoires peuvent être inspectés dans des conditions acceptables de radioprotection et de sécurité pour les personnes concernées, et dans le cas contraire définit en temps utile les mesures compensatoires nécessaires.

Il dresse de chaque visite un compte rendu détaillé mentionnant les procédés d'examen utilisés, les constatations faites et en particulier les défauts relevés, et les mesures prises suite à celles-ci. Ce compte rendu est tenu à la disposition du directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent et une synthèse lui est envoyée avant chaque remise en service des appareils.

Dans la mesure où ils sont exigibles, les dossiers mentionnés à l'article 4 (II, d) et 4 (II, e) précisent les conditions de la surveillance et le programme des visites partielles.

Les opérations relevant de la requalification périodique sont encadrées par l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999. Ils comprennent, en particulier, une visite complète et une épreuve hydraulique. L'intervalle maximum de dix ans entre deux contrôles périodiques est cohérent avec l'intervalle de temps entre deux réexamens périodiques.

À partir de la troisième visite décennale, la réglementation prévoit la requalification partielle comportant une visite approfondie des appareils cinq ans après la visite décennale et, ceci pour toutes les visites décennales suivantes.

#### **Article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999**

I. - Les appareils sont soumis à requalification périodique. A ce titre, chacun des appareils subit périodiquement, à la diligence de l'exploitant, une requalification complète comprenant une visite complète réalisée sous la direction de l'exploitant, une épreuve hydraulique et un examen des dispositifs de sécurité réalisé sous la direction de l'exploitant. La première requalification complète du circuit primaire est effectuée au plus tard trente mois après le premier chargement en combustible. La première requalification complète de chaque circuit secondaire principal est effectuée au plus tard dix ans après la dernière épreuve hydraulique du générateur de vapeur correspondant. L'intervalle maximum entre deux requalifications complètes est fixé à dix ans, sans préjudice de l'application de l'article 16, sauf sursis accordé par le préfet de département territorialement compétent au vu d'éléments probants dans la limite d'une année.

II. - La visite complète est en principe effectuée lors de l'arrêt du réacteur nécessité par l'exécution de l'épreuve mais une partie des opérations qu'elle comporte peut toutefois, sous réserve des observations du directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent, être faite lors de visites antérieures si elles ne précèdent pas l'épreuve de plus de deux ans. Dans la mesure où il est exigible, le dossier mentionné à l'article 4 (II-e) précise les modalités de la visite complète. L'exploitant dresse de cette visite complète un compte rendu détaillé mentionnant les procédés utilisés, les constatations faites et en particulier les défauts relevés, et les mesures prises suite à celles-ci. Ce compte rendu est présenté au directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent avant l'épreuve. Avec l'accord du directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent, certains contrôles peuvent toutefois être effectués après l'épreuve et avant remise en service de l'appareil.

III. - L'épreuve hydraulique sous pression de chacun des appareils a lieu en présence d'un représentant mandaté par le directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent. La pression d'épreuve est au moins égale à 1,2 fois la pression de conception de l'appareil considéré. L'épreuve doit être supportée sans déféctuosité grave et sans fuite significative.

- En cas de risque inacceptable pour le personnel chargé de l'inspection pendant l'épreuve, des moyens de substitution au contrôle visuel seront employés après qualification préalable dans les conditions prévues à l'article 8.
- Un examen des dispositifs de sécurité est réalisé après l'épreuve, sous la direction de l'exploitant, afin de s'assurer du maintien de leur efficacité. Son résultat est transmis au directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement.
- Les parties des appareils situées en aval du composant du dernier organe d'isolement qui assure effectivement l'isolement peuvent ne pas être soumises à la pression lors de l'épreuve.

IV. - Une requalification partielle, limitée à une visite approfondie réalisée sous la direction de l'exploitant et dont le programme est communiqué en préalable au directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent, est réalisée dans les cas suivants :

- sur les parties remplacées résistantes à la pression du circuit primaire principal, au plus tard trente mois après ce remplacement ;
- après l'occurrence d'un événement pouvant correspondre à une situation de troisième catégorie, sur le ou les appareils touchés ;
- entre quatre et six ans après chaque requalification complète pour les appareils en service depuis plus de trente ans, sans préjuger de la révision du contenu de la visite en application de l'article 5 du présent arrêté. [.../..]

### **Article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999 (suite)**

IV. [...]

Une requalification partielle, comprenant une épreuve mais dont le programme de visite est limité en accord avec le directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent, est réalisée :

- après une intervention importante au sens de l'article 10-I ;
- suite à l'application de l'article 16 ;
- au plus tard, trente mois après le remplacement d'une partie du circuit primaire principal par un composant principal présentant des caractéristiques significativement nouvelles vis-à-vis de son utilisation dans une chaudière du type considéré.

V. - Si les résultats d'une requalification comprenant une épreuve sont satisfaisants, le directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement établit un procès-verbal de requalification en deux exemplaires de l'appareil considéré et en remet un exemplaire à l'exploitant. Le procès-verbal a valeur de marque de requalification de l'appareil.

Si les résultats d'une requalification ne sont pas considérés comme satisfaisants, la procédure prévue au dernier alinéa de l'article 16 peut être engagée.

Les articles 11 et 12 de l'arrêté du 10 novembre 1999 prévoient les dispositions de suivi des conditions chimiques pouvant avoir un impact sur les appareils et les dispositions de surveillance des phénomènes de dégradation des propriétés des matériaux.

### **Article 11 de l'arrêté du 10 novembre 1999**

I. - L'exploitant s'assure de l'adéquation au regard des risques liés à la corrosion :

- de la composition du fluide primaire et du fluide secondaire ;
- avant leur mise en œuvre, des procédés utilisés pour le conditionnement à l'arrêt, le nettoyage et la décontamination éventuels des appareils ;
- des outillages et du fluide utilisés lors des interventions ;

en tenant compte également de leur impact sur la radioprotection.

II. - L'exploitant définit et tient à jour les limites de concentration en espèces chimiques nécessaires pour prévenir, et à défaut limiter, les dommages de corrosion.

### **Article 12 de l'arrêté du 10 novembre 1999**

I. - L'exploitant met en œuvre les moyens nécessaires pour connaître l'évolution, en exploitation, des propriétés des matériaux constitutifs des appareils ayant un impact sur le maintien de leur intégrité.

Il met en œuvre un suivi particulier pour chaque mode de dégradation des propriétés des matériaux identifié à la conception et susceptible de remettre en cause significativement les valeurs initiales des propriétés des matériaux intervenant dans les démonstrations de résistance de l'appareil. Ce suivi porte également sur les modes de dégradation découverts en service.

Il transmet au directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent, avec copie au directeur de la sûreté des installations nucléaires, les principaux résultats de ce suivi, et les conclusions qu'il en tire vis-à-vis du maintien de l'intégrité des appareils et de leur aptitude au service pendant les dix années qui suivent.

II. - Les modes de dégradation étudiés comprennent, pour les matériaux qui y sont soumis et qui y sont sensibles, la fragilisation par irradiation, les formes de vieillissement thermique, et les principaux modes de corrosion dans des conditions cohérentes avec les dispositions de l'article 11.

Enfin, l'article 7 dispose un suivi documentaire des constatations sur les ESP susceptibles d'intéresser leur intégrité et des actions auxquelles ils ont été soumis.

#### **Article 7 de l'arrêté du 10 novembre 1999**

I. - L'exploitant veille à ce que les conditions d'exploitation de l'appareil restent en permanence compatibles avec les justifications techniques apportées concernant sa résistance. Il fait les essais et établit les consignes nécessaires à cet effet.

II. - L'exploitant dispose d'un système documentaire permettant de connaître aisément, avec leur date, les constatations susceptibles d'intéresser le maintien de l'intégrité des appareils, notamment :

- les constatations faites lors de la visite complète initiale des appareils prévue au I de l'article 9 ;
- les constatations effectuées au cours des visites prévues aux articles 14 et 15 ;
- les incidents de fonctionnement, en particulier les sollicitations des organes de protection contre les surpressions, et les situations rencontrées potentiellement plus sévères que celles de deuxième catégorie ;
- les interventions importantes et notables définies à l'article 10 ;
- les résultats du suivi défini à l'article 12 ;
- la comptabilisation des situations sur le circuit primaire principal et dans les zones du circuit secondaire principal soumises à d'importantes sollicitations cycliques.

L'exploitant devra prendre soin de conserver les documents pouvant contribuer a posteriori à la connaissance des actions auxquelles ont été soumis les appareils.

Ces documents sont tenus à la disposition du directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent.

Le directeur régional de l'industrie, de la recherche et de l'environnement territorialement compétent sera informé directement des faits de nature à compromettre l'intégrité des appareils.

## 2.1.4 PRISES DE POSITION DE L'ASN

### 2.1.4.1 MÉTHODOLOGIE D'EDF POUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DANS LE CADRE DES TROISIÈMES RÉEXAMENS PÉRIODIQUES (VD3) DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES

Jusqu'en 2001, les questions relatives à la durée de fonctionnement étaient encadrées chez EDF par le projet « Durée de vie » (PDV), mis en place en 1985, et par l'affaire parc « remplaçabilité ».

Ce projet a été évalué par l'ASN à la suite de la transmission par EDF en 1991 de son état d'avancement. Cette instruction a fait l'objet de demandes de l'ASN en 1993<sup>11</sup> puis complétées en 1996<sup>12</sup>.

Afin d'améliorer la cohérence d'ensemble des démarches engagées par EDF, l'ASN lui a demandé, dans sa lettre DSIN-GRE/SD2/34-2001 du 19 février 2001, la mise en place d'un programme de maîtrise du vieillissement structuré et cohérent en préparation des premières VD3 des réacteurs du palier 900 MWe débutant en 2008.

Dans ce courrier, l'ASN a précisé les bases sur lesquelles cette démarche devait reposer :

- concernant l'identification et le traitement des composants sensibles :
  - l'actualisation de la liste des SSCs dont le vieillissement peut affecter la sûreté des réacteurs et conditionner sa durée de fonctionnement ;
  - la définition de paramètres associés aux mécanismes de vieillissement identifiés pour ces SSCs et dont le dépassement conditionnera une action particulière (réparation, remplacement, modification, changement de conditions d'environnement ou d'exploitation) ;
  - la constitution de dossier de réparation et de remplaçabilité ;
- concernant les actions de surveillance :
  - une analyse détaillée du retour d'expérience, basée sur les informations issues de la maintenance et de la surveillance des installations, ainsi que sur les résultats des VD2 doit permettre de traiter des dégradations liées à des mécanismes de vieillissement n'ayant pas pu être anticipés compte tenu de la complexité des phénomènes ;
- concernant la R&D :
  - des études de phénomènes de vieillissement et de leurs cinétiques d'évolution doivent être menées en prenant en compte les conditions réelles d'environnement et d'exploitation.

L'ASN a demandé que ce programme soit mis en œuvre, dans le cadre des VD3, par l'établissement pour chaque réacteur d'un dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation et d'un programme détaillé de maîtrise du vieillissement au-delà des VD3.

En réponse à ces demandes de l'ASN, EDF a proposé une démarche reposant sur la création de :

- fiches d'analyse du vieillissement (FAV) : les FAV sont établies à l'issue du recensement des composants importants pour la sûreté pour lesquels un mécanisme de vieillissement pourrait porter atteinte à la sûreté des installations. Ces FAV tiennent également compte de l'adaptation des dispositions d'exploitation ou de maintenance et des difficultés de réparation ou de remplacement ;

---

<sup>11</sup> Courrier DSIN/Paris n° 1520/93 : Projet "Durée de Vie" des réacteurs à eau sous pression.

<sup>12</sup> ASN, Courrier DSIN/GRE/SD2.5/n° 420/96.

- dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation établis pour les SSCs (DAPE composants) dont au moins une FAV a montré qu'ils étaient sensibles au vieillissement : par exemple, les internes de cuve, les câbles électriques K1 situés en ambiance « points chauds », les traversées électriques d'enceinte, le contrôle-commande, ou les enceintes des réacteurs font l'objet de DAPE composant ;
- dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation spécifique à chaque réacteur en VD3.

**L'instruction de cette démarche (FAV, DAPE composant, DAPE réacteur) a fait l'objet de deux réunions du GPR, en 2003 et en 2006. L'ASN a rendu son avis sur cette démarche dans sa lettre DEP-SD2-0424-2006.**

#### **2.1.4.2 POURSUITE DU FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES AU-DELÀ DE 40 ANS**

En 2009, EDF a fait part à l'ASN de sa volonté d'étendre la durée de fonctionnement significativement au-delà de 40 ans et de maintenir ouverte l'option d'une durée de fonctionnement de 60 ans pour l'ensemble des réacteurs. EDF a transmis à l'ASN le programme générique proposé à cet effet et comportant les aspects suivants : la méthodologie proposée, les principaux objectifs de sûreté poursuivis et les thèmes à traiter. Ce programme sera décliné lors des réexamens périodiques associés aux VD4 des réacteurs des paliers 900 et 1300 MWe.

Pour ce qui concerne plus particulièrement la maîtrise du vieillissement, EDF souhaite reconduire la démarche mise en place pour les VD3 et ayant déjà fait l'objet d'une instruction de l'ASN (cf. *supra*). L'ASN, avec l'appui de l'IRSN, a examiné ce programme générique et a consulté le GPR en 2012. Pour l'ASN, la maîtrise du vieillissement des installations, en particulier des équipements dont l'intégrité est indispensable à la sûreté (tels que la cuve du réacteur et l'enceinte de confinement), est essentielle au maintien dans la durée d'un niveau de sûreté satisfaisant. À l'issue de cette instruction, l'ASN a rendu son avis dans son courrier CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013. L'ASN a considéré que la démarche appliquée par EDF depuis les troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe pouvait être reconduite. Toutefois, elle a demandé à EDF notamment :

- de compléter l'identification des mécanismes de vieillissement à la lumière du retour d'expérience national et international et grâce à des programmes de recherche et développement appropriés, en tenant compte de l'augmentation de la durée de fonctionnement au-delà de quarante ans sollicitée par EDF ;
- d'apporter une justification robuste de la tenue mécanique des cuves au-delà de leur quatrième visite décennale ;
- d'identifier les vulnérabilités possibles des processus industriels de remplacement de composants, y compris en cas d'aléa d'exploitation survenant sur les réacteurs et proposer les actions permettant d'améliorer la robustesse de ces processus ;
- de renforcer les capacités d'EDF en matière de vérification de conformité et, si nécessaire, de remise en conformité.

Dans le cadre de la préparation du réexamen périodique VD4 900, EDF a reconduit la démarche de maîtrise du vieillissement appliquée depuis le troisième réexamen de sûreté de ces réacteurs, tout en renforçant ses projets de rénovation et de remplacement de matériels dans la perspective d'une poursuite de leur fonctionnement jusqu'à 60 ans. EDF a par ailleurs complété son dossier par les réponses aux demandes de l'ASN précitées.

À la suite de l'instruction par l'IRSN du programme générique d'EDF en vue du réexamen périodique VD4 900 et de la consultation du GPR en avril 2015 et du GPESPN en juin 2015, l'ASN s'est prononcée en avril 2016<sup>13</sup> sur les orientations et les compléments à apporter par EDF à son programme pour les réexamens VD4 900 en vue de sa déclinaison opérationnelle, en particulier en ce qui concerne la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des SSCs de ces réacteurs.

L'ASN a ainsi noté qu'EDF avait mis en place une organisation permettant d'identifier les différents modes de dégradation des matériels, de mettre en place les parades associées et d'intégrer le retour d'expérience.

Toutefois, pour les équipements sous pression nucléaires du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux, elle estime que le programme de travail associé à la maîtrise du vieillissement de ces équipements doit être complété par la réalisation d'études et de contrôles complémentaires, notamment en ce qui concerne la tenue mécanique des cuves, la prise en compte des effets d'environnement sur le phénomène de fatigue mécanique, l'évolution des propriétés des matériaux.

Pour les autres équipements des REP, l'ASN estime que les dispositions prévues par EDF au stade de l'orientation du réexamen périodique VD4-900 pour assurer la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des réacteurs de 900 MW jusqu'au prochain réexamen sont globalement satisfaisantes. Néanmoins, elle considère que des actions complémentaires sont nécessaires, notamment pour évaluer le besoin d'opérations de maintenance exceptionnelles.

#### **2.1.4.3 LE GUIDE N° 22 DE L'ASN SUR LA CONCEPTION DES RÉACTEURS À EAU SOUS PRESSION**

Le guide n° 22 « Conception des réacteurs sous pression », publié le 18 juillet 2017, a été réalisé conjointement par l'ASN et l'IRSN. Il présente les recommandations de l'ASN et de l'IRSN pour la conception des réacteurs sous pression et est destiné aux futurs exploitants de REP en France, responsables de la maîtrise des risques et inconvénients que l'installation peut présenter conformément à l'article L.593-6 du code de l'environnement.

Son article I.3 dispose que « *Ayant pour champ d'application premier la conception des nouveaux REP, les recommandations de ce guide pourront également être utilisées, à titre de référence, pour la recherche d'améliorations à apporter aux réacteurs existants, par exemple à l'occasion de leurs réexamens périodiques de sûreté, conformément à l'article L. 593-18 du code de l'environnement et aux articles 8 bis et quater introduits par la directive européenne du 8 juillet 2014.* »

La partie IV.2.5 traite spécifiquement de la prise en compte à la conception des EIP des pratiques industrielles, de la maintenance, du suivi en service et des contraintes relatives à leur vieillissement. L'article 4.2.5.3 dispose que « *des dispositions doivent être prises à la conception pour faciliter le suivi des mécanismes de vieillissement prévus et pour déceler une dégradation ou un comportement imprévu qui pourrait se produire lors de l'exploitation de l'INB.* ».

---

<sup>13</sup> ASN, Lettre CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016.

## 2.2 STANDARDS INTERNATIONAUX

### 2.2.1 LES NIVEAUX DE RÉFÉRENCE WENRA

La France participe activement au sein de WENRA et de son groupe de travail, le RHWG<sup>14</sup>. Elle a donc contribué à la rédaction des niveaux de référence pour les réacteurs existants dont la dernière mise à jour date de septembre 2014<sup>15</sup>.

Les autorités de sûreté faisant partie de WENRA se sont engagées dans une déclaration commune en 2014<sup>16</sup> à ce que les niveaux de référence pour les réacteurs existants - modifiés ou ajoutés dans la version de 2014 - soient intégrés dans les réglementations nationales avant 2017. Un exercice de revue par les pairs a été mené au sein du RHWG de WENRA pour évaluer les plans d'actions mis en place par les différents États pour remplir cet objectif.

À terme, l'intégralité des niveaux de référence WENRA de 2014 pour les réacteurs existants sera donc considérée lors des instructions ou inspections par le biais de leur transposition dans la réglementation nationale.

Le thème I des niveaux de référence WENRA est consacré à la maîtrise du vieillissement. La traduction des niveaux de référence du thème I est présentée ci-dessous.

**Les niveaux de référence prescrivent l'existence d'un programme de maîtrise du vieillissement basé :**

- **sur une identification la plus exhaustive possible des mécanismes de vieillissement auxquels sont soumis les SSC ;**
- **sur des activités de surveillance et d'inspection ;**
- **et sur une réévaluation régulière de ce programme à la lumière des nouvelles informations disponibles.**

11.1	The operating organisation shall have an Ageing Management Programme <sup>17</sup> (AMP) to identify all ageing mechanisms relevant to structures, systems and components (SSCs) important to safety, determine their possible consequences, and determine necessary activities in order to maintain the operability and reliability of these SSCs.
12.1	The licensee shall assess structures, systems and components important to safety taking into account relevant ageing and wear-out mechanisms and potential age related degradations in order to ensure the capability of the plant to perform the necessary safety functions throughout its planned life, under design basis conditions.
12.2	The licensee shall provide monitoring, testing, sampling and inspection activities to assess ageing effects to identify unexpected behaviour or degradation during service.

<sup>14</sup> RHWG: Reactor Harmonization Working Group.

<sup>15</sup> WENRA. Report – Safety Reference Levels for existing Reactors, 2014.

<sup>16</sup> WENRA. Statement regarding the revision of the SRLs for existing reactors taking into account the lessons learned from the TEPCO Fukushima Daiichi Nuclear Accident, 2014.

<sup>17</sup> Ageing is considered as a process by which the physical characteristics of a structure, system or component (SSC) change with time (ageing) or use (wear-out). An Ageing Management Programme (AMP) should be understood as an integrated approach to identifying, analysing, monitoring and taking corrective actions and document the ageing degradation of structures, systems and components.

12.3	The Periodic Safety Reviews shall be used to confirm whether ageing and wear-out mechanisms have been correctly taken into account and to detect unexpected issues.
12.4	In its AMP, the licensee shall take account of environmental conditions, process conditions, duty cycles, maintenance schedules, service life, testing schedules and replacement strategy.
12.5	The AMP shall be reviewed and updated as a minimum with the PSR, in order to incorporate new information as it becomes available, to address new issues as they arise, to use more sophisticated tools and methods as they become accessible and to assess the performance of maintenance practices considered over the life of the plant.
13.1	Ageing management of the reactor pressure vessel <sup>18</sup> and its welds shall take all relevant factors including embrittlement, thermal ageing, and fatigue into account to compare their performance with prediction, throughout plant life.
13.2	Surveillance of major structures and components shall be carried out to timely detect the inception of ageing effects and to allow for preventive and remedial actions.

**Tableau 6 – Niveaux de référence WENRA liés à la maîtrise du vieillissement**

À ce jour, le niveau I3.1, consacré à la maîtrise du vieillissement de la cuve et de ses soudures, est transposé réglementairement par l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

Le niveau I2.3 est pris en compte par l'article L593.18 du code de l'environnement. Pour ce qui concerne les autres niveaux, ceux-ci sont pris en compte de manière « para-réglementaire » à travers les différentes prises de position de l'ASN présentées au paragraphe 2.1.4.

## 2.2.2 LES STANDARDS AIEA

Au sein de l'AIEA, l'ASN participe activement aux travaux de la Commission des normes de sûreté (CSS) qui élabore des normes internationales, en particulier pour la sûreté des installations nucléaires. À ce titre, elle est présente dans le comité NUSSC<sup>19</sup> ayant rédigé les documents suivants relatifs à la maîtrise du vieillissement :

Pour les réacteurs nucléaires de production d'électricité :

- **IAEA Safety Guide NSG-2.12 (DS485, 7 July 2015).** *Ageing Management and Development of a Programme for LTO of Nuclear Power Plants. 2015.*
- **IAEA Safety Reports Series n°82.** *Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL). 2015.*
- **IAEA Safety Standards SSR-2/1.** *Safety of Nuclear Power Plants: Design. 2012.*
- **IAEA Safety Standards SSR-2/2.** *Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation. 2011.*
- **IAEA Safety Standards SSG-25.** *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants. 2013.*
- **IAEA Safety Standards.** *Maintenance, Surveillance and In-Service Inspection in Nuclear Power Plants. 2006.*

<sup>18</sup> Or its functional equivalent in other designs.

<sup>19</sup> « Nuclear Safety Standards Committee ».

En lien avec le document “*Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL)*”, mentionné ci-dessus, l’AIEA a mis en place le programme IGALL, lancé en 2010 et regroupant à ce jour 120 experts de 23 pays. La France y participe activement. L’objectif de ce programme est de développer et maintenir une base de documents concernant la maîtrise du vieillissement des SSC importants pour la sûreté. Actuellement, la base de données IGALL regroupe 76 AMPs dont les suivants<sup>20</sup> :

- **IAEA IGALL AMP201.** *Insulation Materials for Electrical Cables and Connections not subject to Environmental Qualification Requirement.*
- **IAEA IGALL AMP202.** *Insulation Materials for Electrical Cables and Connections not subject to Environmental Qualification Requirement Used in Instrumentation Circuits.*
- **IAEA IGALL AMP210.** *Condition Monitoring of Electrical and I&C Cables subject to Environmental Qualification Requirements.*
- **IAEA IGALL AMP209.** *Ongoing Qualification of Electrical and I&C Components Relevant to an Environmental Qualification.*
- **IAEA IGALL AMP125.** *Buried and underground piping and tanks.*
- **IAEA IGALL AMP118.** *Reactor vessel surveillance.*

Pour les réacteurs de recherche :

- **IAEA Safety Standards SSG-10.** *Ageing Management for research reactors.*

## **2.3 DESCRIPTION DU PROGRAMME D’ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT D’EDF**

### **2.3.1 CHAMP D’APPLICATION DU PROGRAMME D’ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

Les référentiels techniques dans le domaine du vieillissement sont d’abord établis par palier et par état (VD2, VD3...), puis sont déclinés pour chaque réacteur.

Les tâches relatives au processus de maîtrise du vieillissement sont réparties entre les ingénieries nationales de conception et d’exploitation et les ingénieries locales, avec l’appui d’EDF R&D :

- UNIE : ingénierie d’exploitation
- SEPTEN : ingénierie de conception (doctrine, référentiel technique)
- DIPDE : ingénierie de conception de l’îlot nucléaire
- CNEPE : ingénierie de conception de l’îlot conventionnel
- CEIDRE : expertise matériaux, fabrication, CND/END (contrôle non destructifs / examens non destructifs), chimie
- UTO : pièces de rechange, maintenance exceptionnelle opérationnelle et anticipative (dossiers d’assurance)
- CNPE : ingénierie locale de réacteur

---

<sup>20</sup> Cette liste correspond aux IGALL des SCC qui sont traités dans cette évaluation thématique.

Le processus EDF relatif à la Maîtrise du Vieillissement des SSC est présenté dans une note de processus dédiée s'appuyant sur un guide méthodologique « La maîtrise du vieillissement des réacteurs REP ».

Les finalités du processus de Maîtrise du Vieillissement sont les suivantes :

- apporter la démonstration de la maîtrise du vieillissement des SSC pour lesquels le vieillissement peut affecter la sûreté des réacteurs et conditionner ainsi leur durée de fonctionnement ;
- identifier les actions complémentaires à mener pour assurer la maîtrise du vieillissement des SSC.

La maîtrise du vieillissement est assurée par des actions de conception, d'exploitation, de suivi en service et de maintenance courante complétées par des actions de maintenance exceptionnelle, qui permettent :

- de concevoir et d'exploiter les réacteurs en limitant, retardant ou supprimant les conséquences des mécanismes de vieillissement ;
- de prévoir ou de détecter suffisamment tôt qu'un SSC peut être dégradé au point de ne plus assurer ses fonctions, ce qui contribue à assurer la sûreté globale de l'installation ;
- de définir des parades à l'apparition de ces dégradations et de prendre si nécessaire des mesures correctives (incluant la réparation ou le remplacement) pour assurer le niveau de sûreté.

### **2.3.1.1 STRUCTURE DU PROCESSUS**

Pour apporter la démonstration de la maîtrise du vieillissement des SSC pour lesquels le vieillissement peut affecter la sûreté du réacteur et conditionner ainsi sa durée de fonctionnement, une démarche en quatre étapes est retenue :

- sélection des SSC potentiellement sensibles au vieillissement et dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté ;
- établissement de la liste des couples pertinents SSC/mécanismes de vieillissement. Chaque couple pertinent SSC/mécanisme de vieillissement fait l'objet d'une analyse matérialisée dans une FAV (Fiche d'Analyse du Vieillissement) dont l'objectif est de vérifier le degré de maîtrise du vieillissement au regard des dispositions d'exploitation et de maintenance en vigueur, ainsi que des conditions de réparabilité et de remplaçabilité ;
- pour chaque composant ou structure potentiellement sensible au vieillissement, dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté et dont la maîtrise du vieillissement n'est pas démontrable a priori par les dispositions courantes d'exploitation, réalisation d'un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) composant, comprenant l'analyse des actions en cours ou planifiées, destinées à maîtriser le vieillissement et la définition des actions ou études complémentaires à réaliser dans ce but ;
- pour chaque réacteur en VD3 (troisième Visite Décennale) et VD suivantes, établissement d'un DAPE spécifique au réacteur, dit « DAPE de tranche », à partir des FAV et des DAPE composant. Ce DAPE comporte le Programme Local de Maîtrise du Vieillissement qui est à mettre en œuvre pendant la période décennale qui suit la VD.

Ces 4 étapes correspondent aux 4 sous-processus du processus de maîtrise du vieillissement :

- SP1 : inventaire des SSC à prendre en compte, par palier ;
- SP2 : établissement et réexamen des FAV, par palier ;
- SP3 : établissement et réexamen des DAPE composant, par palier ;

- SP4 : établissement des « DAPE de tranche », établissement et suivi du programme local de maîtrise du vieillissement, par réacteur.

La liste des couples SSC/mécanismes de vieillissement, les FAV et les DAPE composant ont été émis initialement pour le palier 900 MWe puis pour le palier 1300 MWe, par des binômes d'experts des ingénieries de conception et ingénieries d'exploitation, sur la base de la connaissance du comportement des équipements et structures et des mécanismes de vieillissement pouvant les concerner.

La démonstration de la Maîtrise du Vieillissement au-delà de la VD3 est basée sur un réexamen périodique de ces documents pour vérifier leur pertinence et pour prendre en compte les éléments nouveaux issus des études en lien avec le processus, des programmes de R&D sur les mécanismes de vieillissement, du REX d'exploitation et de maintenance ainsi que les remarques formulées par les différentes unités impliquées dans le processus, notamment les CNPE (Centre Nucléaire de Production d'Electricité) dans le cadre de la rédaction de leurs DAPE de réacteur.

En ce qui concerne le REX d'exploitation et de maintenance, il comprend les éléments du processus de retour d'expérience lui-même incluant le REX international, les enseignements issus des bilans matériels AP913 (Advanced Process de l'INPO) pour les matériels couverts par ce processus, ainsi que les résultats du Programme d'Investigations Complémentaires (PIC).

Ce réexamen peut aboutir à une évolution de la liste des équipements sensibles avec des modifications de FAV existantes, la création de nouvelles FAV, des évolutions des DAPE composant, voire la création de nouveaux DAPE composant.

Les échéances de création et de mise à jour de ces documents, sont les suivantes :

- En préalable à chaque VD3 d'un palier, l'ensemble du dossier générique (liste des FAV, recueil des FAV, DAPE composant) est constitué ;
- Les FAV sont réexaminées annuellement de façon à intégrer le REX d'exploitation et de maintenance et l'évolution des connaissances ;
- Les DAPE composant sont mis à jour tous les 5 ans (avec une latitude de + ou - 1 an) pour capitaliser les résultats des travaux effectués et pour intégrer les référentiels de chaque nouvelle VD du palier concerné.

Les différentes composantes du processus exposées ci-dessus sont présentées en détail dans les paragraphes suivants.

### **2.3.1.2 PILOTAGE DU PROCESSUS**

#### **Sous-processus SP1 et SP2**

Le pilotage des sous-processus SP1 et SP2 est confié au SEPTEN.

Ce pilotage comprend notamment les actions suivantes :

- l'organisation du réexamen annuel des FAV, qui inclut :
  - la rédaction d'une note de cadrage par le SEPTEN avec l'appui de l'UNIE, qui recense les éléments nouveaux à prendre en compte, notamment le REX, les remarques des unités contributrices, les évolutions des documents de maintenance et des programmes de R&D en support, ainsi que les FAV émises localement par les CNPE ;
  - l'organisation des réunions thématiques avec participation des experts des ingénieries de conception et d'exploitation en charge des matériels concernés, sous le pilotage du SEPTEN avec appui de l'UNIE ;
  - le suivi de la production documentaire relative à la mise à jour des FAV concernées ;

- l'envoi à l'ASN des produits de sortie : recueil annuel des FAV et notes de synthèse ;
- la mise à jour autant que besoin du guide méthodologique.

### **Sous-processus SP3**

Le pilotage du sous-processus SP3 est confié au SEPTEN.

Il comprend le lancement tous les 5 ans (avec une latitude de + ou - 1 an) de la mise à jour des DAPE composant pour intégrer les évolutions des référentiels, en s'appuyant sur les DRR pour les composants du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux.

Les DAPE composant sont des documents élaborés par le SEPTEN avec l'appui de l'UNIE et des autres entités d'ingénierie concernées (en fonction du composant). Un ou plusieurs experts de l'UNIE sont désignés pour chaque DAPE composant, leur rôle consiste à :

- fournir les éléments de retour d'expérience ;
- apporter les éléments issus des doctrines, des stratégies et plus généralement de la documentation de maintenance et d'exploitation ;
- apporter les éléments de contexte industriel ;
- identifier les éventuels besoins en dossier d'assurance (dossier de maintenance exceptionnelle anticipative prêt à être mis en œuvre) ;
- vérifier la faisabilité opérationnelle et les impacts sur site des actions proposées dans le DAPE composant.

Les DAPE composant sont pré-diffusés :

- aux entités d'ingénierie concernées ;
- aux CNPE TTS (tête de série) du palier ;
- aux CNPE concernés par des actions particulières ou dont les réacteurs sont identifiés comme particulièrement sensibles aux phénomènes de vieillissement étudiés.

Les DAPE composant sont validés par une instance patrimoniale présidée par la direction de la DPN (Direction de la Production Nucléaire) qui doit décider du caractère suffisant et de l'engagement des actions de maîtrise du vieillissement (études, R&D, dossiers d'assurance, ...) en vue de prononcer l'aptitude du matériel à la poursuite en exploitation. La mise en œuvre de ces actions est également examinée en instance patrimoniale de la DPN, à périodicité annuelle.

### **Sous-processus SP4**

Le pilotage du sous-processus SP4 est confié à l'UNIE.

Les DAPE de réacteur sont des documents élaborés par les CNPE, dans le cadre des VD3 et des VD suivantes.

Le GT « DAPE de tranche », piloté par l'UNIE, rassemble les CNPE afin de partager les bonnes pratiques et de proposer des améliorations de méthode ou d'organisation. Il se réunit deux fois par an, en amont des revues de processus.

L'UNIE s'assure que les CNPE intègrent l'élaboration de ces DAPE dans la préparation de leur VD et accompagne les CNPE dans cette démarche. Chaque CNPE désigne un responsable, celui-ci s'entoure d'une équipe pluridisciplinaire pour élaborer ce DAPE, l'organisation est décrite dans une note locale. L'avancement de l'élaboration de ce DAPE est suivi par la Direction du CNPE. Ce DAPE de réacteur est validé par la direction du CNPE, puis transmis à l'ASN.

### 2.3.1.3 RÉDACTION ET CONTRÔLE DES DOCUMENTS DU PROCESSUS

L'élaboration de chaque document donne lieu à la désignation d'un rédacteur et d'un vérificateur par l'entité responsable de sa production (cf. tableau ci-dessous). De même, les entités contributrices désignent les personnes chargées d'apporter les éléments de contribution.

Dans le cadre de leur mission, les binômes d'experts des ingénieries de conception et ingénieries d'exploitation en charge des SSC :

- intègrent les éléments nouveaux de connaissance des mécanismes de vieillissement, le REX d'exploitation et de maintenance ;
- analysent leurs conséquences sur la maîtrise du vieillissement ;
- sous le pilotage du SEPTEN, font évoluer les produits concernés (liste des FAV, FAV, et éventuellement DAPE composant).

Les experts concernés appartiennent aux unités des ingénieries de conception DIPNN (SEPTEN, CNEPE, CEIDRE) et DIPDE ainsi que des ingénieries d'exploitation DPN (UNIE, UTO).

Le tableau ci-dessous précise la fréquence et l'unité responsable de la mise à jour des différents documents.

Document	Création/Mise à jour	Responsable
Liste des FAV	Création avant la VD3 Réexamen annuel et mise à jour si nécessaire	SEPTEN (avec contribution UNIE, DIPDE, CNEPE, CEIDRE, UTO)
FAV	Création avant la VD3 Réexamen annuel en fonction du REX et de l'évolution des connaissances pouvant donner lieu à création de FAV nouvelles et mise à jour de certaines FAV.	SEPTEN (avec contribution UNIE, DIPDE, CNEPE, CEIDRE, UTO)
DAPE composant	Création avant la VD3 Mise à jour tous les 5 ans (latitude de + ou - 1 an en fonction des référentiels des VD)	SEPTEN (avec contribution UNIE, DIPDE, CNEPE, CEIDRE, UTO)
Liste des DAPE de réacteur	Annuelle	UNIE
DAPE de réacteur	Création 12 mois avant le début de la VD (DAPE indice 0) Mise à jour 6 mois après la redivergence suivant la VD (DAPE indice 1)	CNPE (avec contribution UNIE, SEPTEN, DIPDE, CNEPE, CEIDRE, UTO)

Notes de synthèse des mécanismes de vieillissement	Rédaction et mise à jour en fonction de l'évolution des connaissances et du REX.	R&D
Base de connaissances CapCoV	En fonction de l'évolution des notes de mécanismes.	SEPTEN (avec contribution de EDF R&D, UNIE et CEIDRE)

**Tableau 7 – Fréquence et unité responsable de la mise à jour des différents documents**

### **2.3.1.4 INVENTAIRE DES SSC À PRENDRE EN COMPTE (SP1)**

Le sous-processus SP1 a pour objet l'identification, parmi l'ensemble des SSC d'un réacteur, des composants pour lesquels un phénomène de vieillissement ou un mode de dégradation dépendant du temps peut engendrer une difficulté à remplir une fonction de sûreté :

- les SSC importants pour la sûreté (EIPS),
- les SSC non EIPS, dont le vieillissement pourrait induire des défaillances susceptibles de remettre en cause les hypothèses d'étude retenues dans la démonstration de sûreté ;
- les SSC non EIPS qui, au titre des EPS (Etudes Probabilistes de Sûreté), contribuent de manière significative à la limitation du risque de fusion du cœur.

Dans le cadre de la préparation de la VD4-900 et des VD suivantes, le périmètre des SSC est étendu :

- à l'ensemble des SSC éléments importants pour la protection des intérêts (EIP) ;
- aux autres SSC pris en compte au titre des EPS agressions séisme, incendie, et inondation interne.

Une liste des SSC considérés est établie. Elle recense les SSC, les zones particulières identifiées ou les regroupements effectués par famille de SSC.

#### Regroupement des fiches d'analyse du vieillissement

Afin de limiter le nombre de FAV similaires et de traiter de façon cohérente des groupes de SSC, des regroupements peuvent être effectués, sur la base de différents critères tels que :

- même type de SSC ;
- même fonction ;
- même classe de sûreté ;
- même conception ;
- même matériau ;
- même fournisseur ;
- même programme de suivi de vieillissement ;
- même environnement (fluide interne ou externe).

À ce jour, le nombre de FAV est d'environ 600 pour le palier 900 MWe et 500 pour le palier 1300 MWe.

### **2.3.1.5 ASSURANCE QUALITÉ DU PROCESSUS**

D'un point de vue assurance qualité, le processus de maîtrise du vieillissement est un processus élémentaire de l'ingénierie d'exploitation rattaché au macro-processus FMGPI (Fiabiliser les Matériels et Gérer le Patrimoine Industriel).

Indicateurs de résultat :

- FAV mises à jour : respect des principes d'utilisation de la méthodologie (guide méthodologique).
- Échéances de production des DAPE de réacteur : respect des délais d'envoi des indices 0 et 1.

Indicateurs de pilotage :

- Suivi du nombre :
  - total de FAV
  - de FAV de statuts 1 et 2
  - de FAV nouvelles (et analyse des statuts associés)
  - de FAV ayant évolué de statut à la hausse
  - de FAV dont le mécanisme de dégradation est passé de « potentiel » à « avéré »
- Suivi du nombre de fiches de retour d'expérience national liées au vieillissement des SSC
- Suivi du nombre de dossiers d'assurance concernant la maîtrise du vieillissement (disponibles et en cours)
- Suivi du plan de production de DAPE de réacteur à moyen terme.

## **2.3.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

### **2.3.2.1 ÉTABLISSEMENT ET RÉEXAMEN DES FAV (SP2)**

Pour chacune des trois grandes familles de matériaux constitutifs des SSC des réacteurs REP (matériaux métalliques, minéraux et organiques), une liste de mécanismes de vieillissement à considérer est établie. Ces mécanismes de vieillissement peuvent survenir lors de situations d'arrêt ou de fonctionnement normal, lors d'essais ou d'opérations de maintenance (ouverture/fermeture des composants ...).

La liste des mécanismes de vieillissement considérée est basée sur la liste de l'annexe 3 du NSG-2-12 et de l'US-GALL. Cette liste est enrichie par le processus EDF avec l'identification de nouveaux mécanismes de vieillissement issus du retour d'expérience national et international (exemple : lixiviation des bétons ajoutée lors du réexamen des FAV de fin 2016). Dans le but d'appuyer les rédacteurs de FAV et de DAPE, les mécanismes de vieillissement sont caractérisés par la R&D (cf. § 2.3.2.4 et 2.3.2.5).

Lors de l'étape consistant à analyser la maîtrise du vieillissement d'un SSC ou d'un regroupement de SSC, d'autres mécanismes que ceux de la liste établie peuvent être pris en considération si jugé nécessaire. Une analyse globale vis-à-vis du vieillissement pourra également être effectuée selon ce principe, lorsque des mécanismes dits « diffus » conduisent à une dégradation fonctionnelle et qu'il n'apparaît pas utile de chercher à discerner ces mécanismes mais plutôt de s'attacher à leurs effets.

La liste des SSC considérés est croisée avec les mécanismes de vieillissement pertinents pour ces matériels. De ce croisement découle une grille de sélection définissant la liste des couples SSC/mécanismes de vieillissement pertinents.

Chaque ligne de cette grille correspond à l'analyse de la maîtrise d'un couple mécanisme de vieillissement/SSC.

Une FAV est rédigée pour chaque ligne de la grille. Elle donne une vision synthétique et référencée de l'analyse effectuée visant à justifier et tracer le remplissage de la grille et des choix opérés. Elle permet de vérifier le degré de maîtrise du vieillissement au regard des dispositions d'exploitation et de maintenance en vigueur, ainsi que des conditions de réparabilité et de remplaçabilité.

Ces FAV sont des documents évolutifs, indicés, périodiquement réexaminés et si nécessaire mis à jour.

De plus, la grille s'enrichit de lignes associées à de nouvelles FAV. Cette grille et les FAV sont mises à jour simultanément.

Chaque FAV fait l'objet d'un classement en « statut » qui permet de juger de l'aptitude des dispositions existantes pour assurer la maîtrise du vieillissement dans la durée. Il doit considérer en particulier :

- le caractère potentiel ou avéré du mécanisme de vieillissement ;
- l'adaptation des actions d'exploitation et de maintenance actuellement mises en place : surveillance, essai, inspection et entretien ;
- la difficulté de réparation et de remplacement du SSC.

La classification est faite sur la base de ces familles de critères selon la grille ci-dessous.

STATUT	Mécanisme de vieillissement avéré			Mécanisme de vieillissement potentiel		
	Adaptées	Adaptables	Difficilement adaptables	Adaptées	Adaptables	Difficilement adaptables
Dispositions d'exploitation et de maintenance						
Réparation <b>et</b> remplacement de difficulté "haute"	2	2	2	0	1	2
Réparation <b>ou</b> remplacement de difficulté "moyenne" ou "faible"	0	1	2	0	1	1

- *statut 0* : les dispositions d'exploitation et de maintenance sont bien adaptées ;
- *statut 1* : instruction complémentaire à mener pour garantir que le vieillissement est sous contrôle (*statut d'attente*) ;
- *statut 2* : nécessité de constituer un DAPE pour le composant concerné, comprenant l'analyse des actions en cours ou planifiées destinées à maîtriser le vieillissement et la définition des actions ou études complémentaires à réaliser.

**Tableau 8 – Critères utilisés pour la classification des FAV**

Les FAV font l'objet d'un réexamen annuel afin d'intégrer les événements nouveaux. Les données d'entrée de ce réexamen, formalisées dans une note de cadrage, sont les suivantes :

- évolution du référentiel de maintenance, traitement des obsolescences ;
- analyse des événements du retour d'expérience d'exploitation national et international : données issues des fiches de retour d'expérience national portant la mention « vieillissement », résultats du PIC, bilans matériels de l'AP913, ...
- remontée des comités de relecture des « DAPE de tranche » (analyse des FAV locales) ;
- avancement des actions de R&D, intégrant le retour d'expérience des collaborations et des échanges internationaux dans le domaine ;
- avancement des actions concernant les FAV en statut 1 et 2, en intégrant les résultats des inspections en service ;
- mise à jour des DRR, mise en cohérence entre paliers, demandes ASN, démarche agresseur...

Ce réexamen peut aboutir à une évolution de la liste des équipements sensibles avec des modifications de FAV existantes, la création de nouvelles FAV, des évolutions des DAPE composant, voire la création de nouveaux DAPE composant. Il peut aussi identifier des besoins supplémentaires en termes de R&D, de mise à jour du référentiel de maintenance ou autres actions nécessaires à la maîtrise du vieillissement.

Les FAV locales, établies par les CNPE dans le cadre des « DAPE de tranche », sont également examinées au niveau national et sont intégrées dans le recueil générique dès qu'elles concernent au moins deux sites d'un même palier.

Un exemple de canevas de FAV est donné dans en annexe.

### **2.3.2.2 ÉTABLISSEMENT ET RÉEXAMEN DES DAPE COMPOSANT (SP3)**

Les Dossiers d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation concernent l'ensemble des composants ou structures pour lesquels, au moins une zone fait l'objet d'une FAV classée de statut 2 pour un mécanisme de vieillissement ou un mode d'endommagement.

Chaque DAPE indique précisément le périmètre couvert et ses limites :

- un composant ou une structure ;
- un groupe de composants ou structures ; certains regroupements plus larges que ceux de la grille de sélection peuvent être envisagés à ce niveau ;
- la durée de fonctionnement considérée.

Les zones considérées et les mécanismes de vieillissement dits sensibles sont rappelés.

Le DAPE composant analyse la maîtrise des risques de vieillissement du composant ou de la structure, ou du groupe de composants ou structures, dans le but de justifier leur aptitude au service. Il décrit le programme de maîtrise du vieillissement associé, incluant les aspects surveillance en service, maintenance courante et exceptionnelle, conditions d'exploitation, modifications éventuelles, actions de R&D.

Les DAPE composant sont mis à jour tous les 5 ans pour capitaliser les résultats des travaux effectués et pour intégrer les référentiels de chaque nouvelle VD, avec une latitude d'une année de manière à ajuster la date de révision du DAPE composant au planning des VD.

Il existe à ce jour 12 DAPE composant pour le palier 900 MWe et 9 pour le palier 1300 MWe.

Les DAPE composant sont validés en instance décisionnelle de l'ingénierie d'exploitation avant leur diffusion à l'ASN, aux CNPE et aux unités d'ingénierie participantes.

#### Critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation

Les DAPE composant comportent un paragraphe « aptitude au service », consacré à la définition de critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation du composant pour le mécanisme identifié. Le critère d'aptitude correspond à la valeur maximale acceptable des conséquences du mécanisme de vieillissement au regard de la sûreté (par exemple, pour le mécanisme de vieillissement de corrosion, une perte d'épaisseur maximale admissible) et peut être traduit en durée de vie prévisionnelle.

Pour les composants ne faisant pas l'objet d'un DAPE composant, un champ relatif aux critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation est directement intégré dans les FAV correspondantes.

### **2.3.2.3 ÉTABLISSEMENT DES DAPE DE RÉACTEUR, DÉFINITION ET SUIVI DU PROGRAMME LOCAL DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT (SP4)**

Afin de compléter les analyses effectuées par les unités d'ingénierie nationales au travers des FAV et des DAPE composant, les CNPE établissent pour chaque réacteur un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE de réacteur).

L'élaboration des DAPE de réacteur fait partie du réexamen de sûreté. Cette analyse est effectuée pour chaque réacteur en préparation de chaque VD à partir de la troisième. Les DAPE de réacteur sont diffusés à l'ASN et leurs conclusions sont reprises dans les RCRP (rapports de conclusion du réexamen périodique).

La constitution d'un DAPE de réacteur repose sur la démarche suivante :

- 1) appropriation par le CNPE de chaque DAPE composant et identification lors de cette appropriation des particularités éventuelles de conception, de fabrication, de réalisation, d'exploitation du réacteur ou du site par rapport au palier ;
- 2) appropriation par le CNPE des FAV (Fiches d'Analyse du Vieillissement) concernant les ensembles de matériels / composants / structures non couverts par les DAPE composant génériques et identification lors de cette appropriation des particularités du réacteur ou du site par rapport au palier ;
- 3) analyse commune avec le niveau national (UNIE, SEPTEN) des particularités par rapport au palier relevées par le site dans la phase d'appropriation et définition des suites à donner en lien avec le niveau national (le cas échéant modification / ajout au recueil national des FAV voire décision de révision ou création de DAPE composant) ;
- 4) rédaction du DAPE de réacteur par le CNPE ;
- 5) validation avant transmission à l'ASN.

Le CNPE prend en compte dans son DAPE de réacteur, l'état réel des installations et le REX du vieillissement local.

En cas de détection d'une spécificité du site concernant le vieillissement, le CNPE pourra être amené à créer une FAV locale. Ce sera le cas si :

- un SSC spécifique au site et inclus dans le périmètre du processus, est soumis à un phénomène de vieillissement non couvert par les FAV nationales ;
- ou si un phénomène de vieillissement local, non couvert par les FAV nationales est identifié par le CNPE.

Une version initiale (indice 0) du DAPE de réacteur est établie en préparation de la VD du réacteur. Postérieurement à cette VD, cette version est complétée (à l'indice 1) pour prendre en compte :

- les résultats des contrôles et inspections effectués pendant la VD ; le bilan des modifications et des rénovations réalisées pendant la VD ayant un impact sur la maîtrise du vieillissement ;
- l'analyse du REX vieillissement du Parc depuis l'indice du DAPE précédent, à partir des FAV nouvelles émises et des FAV dont le statut a évolué à la hausse.

Les actions à programmer pour maîtriser le vieillissement des SSC sur la période décennale qui suit la VD, et qui sont identifiées par le CNPE lors de l'élaboration du DAPE de réacteur, constituent le Programme Local de Maîtrise du Vieillissement (PLMV). Ce programme complète les dispositions de maîtrise de vieillissement décidées au niveau national.

Chaque CNPE désigne un responsable en charge du pilotage de ce programme et définit l'organisation s'assurant de son déploiement après la diffusion des DAPE de réacteur et jusqu'à la visite décennale suivante.

#### **2.3.2.4 BASE DE CONNAISSANCES SUR LES MÉCANISMES DE VIEILLISSEMENT**

La base de connaissances sur les mécanismes de vieillissement, CapCoV, a été développée par EDF R&D afin de répondre à un double objectif :

- capitaliser les connaissances disponibles à date sur les mécanismes de vieillissement et leurs effets sous forme de notes de synthèse dans un état structuré ;
- offrir un outil de consultation des connaissances pour les acteurs de la Maîtrise du Vieillissement (notamment les experts des mécanismes et/ou des matériels des ingénieries de conception et d'exploitation) selon différents critères de recherche.

Les notes, établies par EDF R&D, décrivent les principaux mécanismes de vieillissement (corrosion, fatigue, vieillissement thermique, phénomènes liés à l'irradiation, usure...) et leurs effets, affectant des matériels à forts enjeux des réacteurs en exploitation, constitués de différentes nuances d'aciers mais aussi de matériaux non métalliques tels que les bétons, les composites et les polymères.

Quant à l'outil informatique, il permet aux experts en charge des équipements ou des structures :

- de s'informer de l'état des connaissances en matière de mécanismes de vieillissement ;
- d'accéder à des documents de référence ;
- d'identifier les experts EDF des mécanismes de vieillissement traités.

EDF R&D a pour mission :

- de rédiger les notes de mécanismes de vieillissement et de les valider avec l'appui des unités d'ingénierie de conception et d'exploitation concernées ;
- de réaliser en tant que de besoin, la mise à jour des notes existantes ainsi qu'éventuellement la rédaction de nouvelles notes, en fonction de l'évolution des connaissances et des éléments de REX.

Le SEPTEN a pour mission :

- d'assurer le pilotage stratégique des activités d'EDF R&D ;
- d'assurer la réception (conformité au besoin) et l'intégration des notes dans le référentiel documentaire de l'unité ;
- de définir et assurer la validation, l'hébergement, la maintenance logicielle de la base de connaissances et la gestion de ses accès.

#### **2.3.2.5 PROGRAMME DE R&D POUR LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT**

Le programme de R&D en appui au processus de maîtrise du vieillissement des SSC a pour objectifs de :

- comprendre et modéliser les mécanismes de vieillissement des matériaux afin de prévoir le vieillissement des composants ;
- déterminer les caractéristiques des matériaux à 60 ans (matériaux métalliques, minéraux et organiques) ;
- pérenniser les connaissances disponibles sur les mécanismes de vieillissement, et de les mettre à disposition des experts des autres Unités d'EDF ;

- développer de nouvelles méthodes ou pratiques d'ingénierie, en particulier pour les analyses à la fatigue et à la rupture brutale des DRR (Dossiers Réglementaires de Référence) et du dossier de tenue en service des cuves ;
- faire évoluer les moyens de surveillance et de contrôle des matériels (END/CND), en recherchant les meilleures technologies disponibles ;
- contribuer au développement de procédés de réparation ou de mitigation.

En outre, dans le cadre de la poursuite de fonctionnement des réacteurs, la R&D apporte son appui :

- au processus de maintenance par sa capacité d'expertise des composants déposés et la mise à disposition d'outils de surveillance et de diagnostic/pronostic des matériels ;
- dans le domaine des innovations, en évaluant de nouveaux matériaux ou de nouvelles technologies et en contribuant à leur qualification.

### **2.3.3 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, D'ESSAIS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION**

Les activités de surveillance, essais, échantillonnage et inspection sont portées notamment par les Programmes de Base de Maintenance Préventive (PBMP) (cf. § 2.3.4.2), les Examens Non Destructifs (END), les Programmes d'Investigations Complémentaires (PIC) et la surveillance en exploitation.

#### **2.3.3.1 ÉLABORATION DES PROGRAMMES D'INSPECTION**

Pour les matériels suivis, notamment ceux qui appartiennent au domaine de la réglementation des équipements sous pression, des doctrines de maintenance (ou équivalent) font la synthèse des éléments de conception, de l'analyse des risques de défaillance, des conditions d'exploitation et du retour d'expérience, permettant d'objectiver l'occurrence des mécanismes de défaillance. Si un risque est identifié (fatigue, rupture brutale, corrosion, ...) ou si une zone fait l'objet d'une attention particulière au titre de la défense en profondeur, alors une inspection est proposée, en définissant son objectif et sa périodicité (nature du dommage à rechercher, dimensions minimales du défaut, localisation, ...), ainsi que les procédés d'END utilisés. Si le matériel est soumis à l'article 8 du 10 novembre 1999 (voir §2.3.3.2), le type de qualification est précisé.

Ces inspections (visuel, END, ...) et leur périodicité sont prescrites par les PBMP (voir §2.3.4.2). Le retour d'expérience issu du résultat et de la mise en œuvre de ces inspections permet de s'interroger périodiquement sur les performances des procédés d'inspection et de les faire évoluer en tant que de besoin.

#### **2.3.3.2 QUALIFICATION DES END**

En application de l'article 8 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à l'exploitation des circuits primaire et secondaires principaux des REP, les procédés d'END doivent être qualifiés préalablement à leur mise en œuvre sur site par un organisme indépendant et reconnu. En tant qu'organisme d'inspection interne de type B au sens de la norme NF EN ISO / CEI 17020, la Commission de Qualification END d'EDF a été accréditée depuis 2002 par le COFRAC (Comité Français d'Accréditation). Cette Commission a pour mission d'attester, en toute indépendance, la conformité des procédés d'END à qualifier avec le référentiel des exigences fonctionnelles de l'Exploitant. Cet examen de conformité est sanctionné par la délivrance d'un certificat de conformité, sous forme d'attestation de qualification.

### **2.3.3.3 PROGRAMME D'INVESTIGATIONS COMPLEMENTAIRES (PIC)**

Un Programme d'Investigations Complémentaires (PIC) a été mis en œuvre par EDF en VD2 900 et VD3 900, ainsi qu'en VD2 1300. Il est établi pour la VD3 1300 et la VD4 900. Le PIC est mis en œuvre en complément aux stratégies et aux programmes de maintenance. L'objectif est de conforter les hypothèses sur l'absence de dégradations notables en service dans des zones non couvertes par les Programmes de Base de Maintenance Préventive ou par des programmes particuliers de maintenance.

### **2.3.3.4 SURVEILLANCE EN EXPLOITATION**

La surveillance de l'exploitation s'exerce en salle de commande mais aussi sur l'ensemble de l'installation, dans les locaux techniques, et sur le matériel lui-même.

A minima, une surveillance « en local » est effectuée de manière systématique sur chaque quart, selon une périodicité et un périmètre bien définis. C'est ce qu'on appelle les rondes de surveillance. Elles permettent de s'assurer qu'il n'y a pas de fuites (eau, huile, liquide de refroidissement, air, gaz) ou d'autres anomalies de fonctionnement (dégagement de chaleur, bruit, vibrations, frottements...). Certaines de ces rondes donnent lieu à la saisie, in situ, d'un certain nombre de paramètres de fonctionnement (pressions, températures, débits, niveaux,...) dans un terminal de saisie portable. Cette collecte est suivie d'un traitement informatique qui vise à détecter les anomalies, et notamment les dérives lentes et défauts latents. Chacun de ces défauts fait alors l'objet d'un traitement approprié ou est justifié en l'état.

La surveillance en local ne se limite pas aux rondes quotidiennes : par exemple le démarrage d'un gros matériel (pompes ASG, pompes CRF, turbine) s'accompagne d'une vérification préalable, au plus près du matériel, et d'une surveillance particulière afin de détecter précocement, le cas échéant, tout dysfonctionnement et d'en avertir l'opérateur.

De plus, le projet managérial MEEI « Maintien de l'État Exemplaire des Installations » est mis en place depuis plusieurs années, en cohérence avec les pratiques internationales. Il prévoit des actions périodiques de vérification de la conformité et de la propreté de tous les locaux, matériels et circuits. Les exigences observables portent sur les voiries et l'état des bâtiments, sur la propreté, le rangement, les chantiers, l'exclusion des corps migrants, le colisage, le repérage/affichage/étiquetage/consignation, les équipements incendie, la maîtrise des fuites, les chemins de câbles, l'éclairage, l'état des matériels (supportage, dispositions antisismiques, calorifuges, état apparent), les matériels de sécurité et de radioprotection.

Par ailleurs, en application du chapitre IX des Règles Générales d'Exploitation, des Essais Périodiques sont réalisés pour garantir la maîtrise des fonctions de sûreté en garantissant la disponibilité des éléments importants pour la sûreté.

Les essais périodiques sont des contrôles techniques périodiques réalisés sur des matériels et systèmes qualifiés disponibles, constituant une ligne de défense pour s'assurer :

- de l'absence d'évolution défavorable par rapport au référentiel de conception,
- du respect des hypothèses prises dans les études d'accidents,
- du contrôle des critères de disponibilité des matériels et des fluides associés constituant les fonctions de sûreté requises,
- du contrôle de l'opérabilité des procédures relatives à la conduite incidentelle et accidentelle.

Un suivi de tendance par rapport aux critères des règles générales d'exploitation est mis en place pour analyser les mesures et conditions d'essais périodiques, en vue de statuer sur la disponibilité à terme d'un matériel et éventuellement mettre en place des mesures correctives.

En complément des inspections, rondes et des essais périodiques, les conditions d'exploitation font l'objet de surveillance, notamment par :

- le suivi des paramètres chimiques et radiochimiques (conditionnement chimique et impuretés du fluide primaire, conditionnement chimique des circuits auxiliaires du circuit primaire, ainsi que du circuit secondaire, impuretés concentrées dans les GV, ...),
- la comptabilisation des situations des équipements du CPP et des CSP afin de vérifier le respect du dossier des situations pris en compte à la conception (des bilans issus de cette comptabilisation sont élaborés périodiquement et analysés en vue de limiter l'occurrence des situations sensibles)<sup>21</sup>,
- le suivi des paramètres du comportement de certains matériels, comme les pompes équipés d'instrumentations permanentes permettant d'accéder au niveau de vibration, aux températures des paliers, aux paramètres de débit, pression, ...et à partir desquels des visites peuvent être conditionnées,
- l'instrumentation de certaines lignes et tuyauteries destinée à mesurer les occurrences de situations d'exploitation et vérifier leur aptitude face au risque de fatigue (ex. phénomènes de thermohydraulique locale comme dans « les bras morts du CPP »),
- le suivi en continu de paramètres d'ambiance de certains locaux (température, dosimétrie,...) permettant de vérifier le respect des STE (Spécifications Techniques d'Exploitation).

### **2.3.3.5 MATÉRIELS QUALIFIÉS AUX CONDITIONS ACCIDENTELLES (MQCA)**

Pour les matériels qualifiés aux conditions accidentelles, le maintien des exigences associées est notamment assuré par :

- des prescriptions dans les gammes d'intervention,
- des activités périodiques identifiées dans les programmes de maintenance comme nécessaires au maintien de la qualification,
- le respect des filières d'approvisionnement des pièces de rechange utilisées.

Une démarche de qualification progressive a été mise en place par EDF pour le maintien de la qualification des MQCA au-delà de la VD4. Cette démarche se traduit par :

- des analyses ou des études spécifiques,
- des campagnes de surveillance des conditions d'exploitation des MQCA (température, irradiation, vibration),
- des expertises et des essais sur des MQCA prélevés sur site après plus de 30 années d'exploitation,
- des remplacements et des rénovations.

---

<sup>21</sup> Certaines zones sensibles, comme les zones de mélange de fluide, font l'objet d'une comptabilisation de la durée cumulée de fonctionnement au-delà d'un seuil en température sur le CPP ou les CSP (circuit RRA ou ASG) et peuvent déclencher des actions de surveillance et/ou de maintenance spécifiques.

### **2.3.3.6 PERSPECTIVES D'EVOLUTION DANS LE DOMAINE DES EXAMENS NON DESTRUCTIFS (END)**

Le programme d'évolution pour les END repose sur le traitement de menaces et risques identifiés sur les moyens et sur les options envisageables en matière de veille technologique.

Il comporte quatre orientations principales :

- la contribution à la maîtrise des risques liés à la gammagraphie par :
  - le remplacement des méthodes de gammagraphie actuelles par les alternatives possibles (source sélénium ou accélérateurs X quand les épaisseurs le permettent, supports numériques quand la technologie permettra de répondre aux exigences fonctionnelles, technique ultrasons TOFD et les Phased Array),
  - le recensement des zones où le ragréage des surfaces des soudures est possible, ce qui permettra un déploiement plus aisé d'autres techniques que la gammagraphie,
  - la codification et son évolution pour faciliter le déploiement de technologies innovantes,
- la veille industrielle active pour initier des développements et des tests préindustriels de procédés pouvant répondre aux besoins du parc nucléaire sur des zones où les performances sont insuffisantes ou inexistantes,
- une bonne visibilité donnée aux entreprises pour préparer et renforcer leurs compétences,
- le stockage et l'archivage des données résultant des contrôles.

## **2.3.4 ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES**

### **2.3.4.1 POLITIQUE DE MAINTENANCE**

L'organisation de la maintenance à EDF a pour finalité de garantir le fonctionnement des équipements conformément aux exigences de sûreté et aux meilleures conditions de production.

La politique de maintenance est structurée de façon à garantir le niveau de fiabilité requis des matériels et systèmes, en anticipant la maintenance des matériels pour permettre d'étendre la durée de fonctionnement des réacteurs du parc jusqu'à VD4+20 ans.

Les programmes de maintenance préventive étaient, à l'origine du Parc, essentiellement issus du retour d'expérience des constructeurs et du parc thermique à flamme. Ils se sont enrichis au fil du temps du retour d'expérience des réacteurs nucléaires d'EDF et des exploitants étrangers, ainsi que de l'intégration de nouvelles méthodes de maintenance : OMF (Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité), maintenance conditionnelle, maintenance par appareils témoins, puis par la mise en place progressive, à partir de 2009, de l'AP913.

Pour garantir aux réacteurs du palier 900 MW une durée de fonctionnement de VD4+20 ans, les stratégies de maintenance des équipements ont été complétées lorsque nécessaire, par des opérations de maintenance exceptionnelle de plus grande ampleur. Ces opérations sont programmées sur la période allant des VD3 aux VD4 et même au-delà, selon une démarche résolument anticipative.

### **2.3.4.2 MAINTENANCE COURANTE**

Les programmes de maintenance préventive ont bénéficié d'un enrichissement permanent issu de l'analyse du retour d'expérience (REX) du comportement des structures et composants, provenant :

- des constats effectués lors des contrôles ou lors des démontages des matériels ;

- de l'analyse des évènements du parc nucléaire EDF et du parc international.

Pour un certain nombre de composants, les activités de maintenance préventive ont été redéfinies sur la base des études OMF. Cette approche, inspirée de l'aéronautique, intègre, selon une méthodologie rigoureuse développée en interne à l'entreprise, les études probabilistes de sûreté, l'analyse fonctionnelle des systèmes, l'analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leurs conséquences, ainsi que le retour d'expérience d'exploitation. Cette démarche OMF a progressivement été mise en œuvre à partir de 1995.

La maintenance conditionnelle repose sur la détermination des paramètres dont le suivi permettra d'anticiper de manière plus précise l'indisponibilité du matériel et donc de déterminer les actions de maintenance préventive à programmer avant sa défaillance. Cette maintenance conditionnelle, basée sur la mesure de grandeurs représentatives du fonctionnement des matériels, s'appuie sur les développements technologiques de surveillance les plus récents (capteurs, collecteurs de données, transmission et analyse des données, ...). Elle fait aussi appel à des techniques diversifiées : suivi modal des vibrations, écoute acoustique, thermographie infrarouge, analyse des huiles et des gaz dissous, etc. Sa mise en œuvre permet de diagnostiquer l'état de nombreux matériels : servomoteurs, robinets, matériels tournants, appareils électriques, etc.

EDF a développé une politique d'appareils « témoins », permettant de suivre par échantillonnage le comportement global d'un parc de machines comparables fonctionnant dans des conditions d'exploitation similaires ou moins pénalisantes. Ces matériels font l'objet de bilans et de rapports d'expertise.

Qu'ils proviennent du retour d'expérience interne au parc EDF, de celui des constructeurs des différents matériels ou de celui du parc international, de multiples constats opérationnels viennent, dans un processus itératif, réinterroger la pertinence des choix de maintenance en matière de définition ou de périodicité. Au-delà de ce REX qualitatif, les éléments objectifs de données de fiabilité ou de suivi des indisponibilités des équipements spécifiés dans les Règles Générales d'Exploitation (durée et nombre) renseignent, en permanence, l'exploitant EDF sur la conformité de sa politique de maintenance par rapport aux exigences de protection des intérêts.

Dans le cadre d'une démarche permanente d'amélioration, EDF a décidé la mise en place de la méthode INPO AP913. Cette méthode, dans la continuité de l'OMF, a pour premier levier la réalisation de la classification des composants selon leur criticité, tant d'un point de vue sûreté que disponibilité. Elle permet de développer une approche plus pragmatique et systématique de la maintenance des composants et systèmes en associant surveillance et maintenance de ces éléments. Elle permet en conséquence de définir des programmes de maintenance et de surveillance dépendant de l'importance fonctionnelle des matériels.

Les programmes de maintenance préventive sont en permanence réinterrogés :

- par les constats effectués lors des contrôles ou lors des démontages de matériel ;
- par l'analyse des évènements du parc nucléaire EDF et du parc international.

Cette approche est complétée par une approche prospective qui consiste à analyser, en fonction du matériel et de son mode d'exploitation, les dégradations potentielles pouvant l'affecter. Cette démarche est matérialisée, pour les matériels faisant partie du périmètre AP913, par les bilans systèmes et/ou matériels, qui sont élaborés et analysés tant au niveau local qu'au niveau national.

Cette ré-interrogation permanente et itérative, conduit à compléter ou au contraire à alléger, les programmes de maintenance courante :

- Programmes de Base de Maintenance Préventive ;
- Programmes Locaux de Maintenance Préventive ;

- Examens complémentaires issus des différents projets ou affaires.

### **2.3.4.3 MAINTENANCE EXCEPTIONNELLE**

Sont qualifiées de maintenance exceptionnelle les opérations de maintenance qui se démarquent de la maintenance préventive classique, par un ou plusieurs des aspects suivants :

- caractère singulier (opérations de maintenance qui n'interviennent qu'une à quelques fois dans la durée de fonctionnement des réacteurs), éventuellement systématique, c'est-à-dire lié à une échéance fixée à l'avance (exemple, visite décennale) ;
- difficulté technique (mise en œuvre de l'opération, impacts forts sur les matériels présents aux interfaces fonctionnelles et/ou géographiques) ;
- investissement financier important ;
- délais d'étude et de fabrication longs ;
- impacts forts sur les durées d'arrêt nécessaires à la réalisation de l'opération.

De telles opérations de maintenance exceptionnelle peuvent consister en des remplacements, des rénovations ou des réparations.

### **2.3.4.4 PRISE EN COMPTE DE LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT À LA CONCEPTION**

Dans le cas de l'EPR Flamanville 3, des dispositions de conception visant à limiter les effets du vieillissement ont été mises en œuvre avec un objectif de durée de fonctionnement du réacteur de 60 ans. Elles s'appliquent en particulier aux composants irremplaçables que sont la cuve et l'enceinte de confinement ainsi qu'aux MQCA pour lesquels la qualification initiale statue au travers de la NSQ (Note de Synthèse de Qualification) sur une durée de vie qualifiée de 60 ans en règle générale (ou moins par multiples de dix ans). Les composants remplaçables soumis à des chargements cycliques importants font également l'objet d'une analyse du mode de ruine de fatigue. Le Dossier Des Situations (DDS) décrit ces chargements pour une période d'exploitation de 60 ans, et une comptabilisation des situations en fonctionnement est mise en place, comme sur les paliers précédents.

## **2.4 ÉVALUATION ET MISE À JOUR DU PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT D'EDF**

### **2.4.1 ÉVALUATION EXTERNE DU PROCESSUS**

Le processus de Maîtrise du Vieillissement d'EDF fait l'objet d'évaluations externes régulières de la part :

- de l'ASN, de l'IRSN et du GPR (Groupe Permanent Réacteur, composé d'Experts du domaine des réacteurs nucléaires) ;
- de l'AIEA par des audits OSART et modules LTO.

Les résultats de ces audits et inspections externes sont pris en compte dans les données d'entrées du réexamen des FAV (cf. § 2.3.2.1) et dans les revues de processus (cf. § 2.4.2).

#### Exemples d'évaluations externes :

Le processus de Maîtrise du Vieillissement a fait l'objet de plusieurs évaluations par le GPR (Groupe Permanent Réacteur) :

- GP Vieillissement de 2003 (évaluation globale du processus, FAV, programme des END, programme de R&D, programmes de maintenance, ...) ;

- GP Vieillessement de 2006, (DAPE composant, ...);
- GP VD3 900 MWe de 2008 (DAPE de réacteur de Tricastin 1, ...);
- GP d'orientations du programme DDF<sup>22</sup> de 2012 (exploitation après VD4);
- GP d'orientations de la VD4-900 d'avril 2015.

EDF a été inspectée par l'AIEA lors de la Corporate OSART du 23 novembre au 9 décembre 2014. En préalable à l'inspection, EDF a mené une auto évaluation en utilisant le Safety Guide AIEA NS-G-2.12 de janvier 2009.

## 2.4.2 REVUE INTERNE ET MISE À JOUR DU PROCESSUS

EDF met en œuvre des revues de ces processus. Dans ce cadre, la revue de processus de maîtrise de vieillissement de juin 2015 a répondu à deux demandes :

1. la revue FMGPI (Fiabiliser les Matériels et Gérer le Patrimoine Industriel) du 18 avril 2014 qui, bien que ne notant pas de faiblesse pour le processus de Maîtrise du Vieillessement, a demandé une action de progrès : « Promouvoir le renforcement de l'implication des ingénieries locales dans l'élaboration des DAPE de Réacteur, dans le cadre du réseau des pilotes de DAPE ».
2. la préparation du Groupe Permanent d'Orientations de la VD4 900 MWe, dans le cadre duquel EDF a pris l'engagement suivant : « Après dix années de mise en œuvre, le processus de maîtrise du vieillissement des SSC fera l'objet à échéance d'octobre 2015, d'une revue de processus pour évaluer sa capacité à anticiper l'identification et le traitement des mécanismes de vieillissement ; sa déclinaison par les CNPE ; son fonctionnement global, notamment aux interfaces entre les différents acteurs locaux et nationaux impliqués ».

La revue de processus prend un caractère périodique à partir de 2017. Les données d'entrée de la revue de processus sont issues notamment :

- des évaluations externes effectuées par l'ASN, l'IRSN, le GPR ou l'AIEA (cf. § 2.4.1),
- des réexamens des FAV (cf. § 2.3.2.1), des DAPE composant (cf. § 2.3.2.2) et des DAPE de réacteur (cf. § 2.3.2.3);
- de la comparaison du processus de maîtrise du vieillissement avec les standards internationaux établis par l'AIEA régissant la maîtrise du vieillissement (cf. § 2.4.4).

### Mesure de l'efficacité de la maîtrise du vieillissement :

L'efficacité de la maîtrise du vieillissement est évaluée par le nombre de fiches de retour d'expérience national imputables au vieillissement. Cet indicateur est défini dans la note de processus.

## 2.4.3 RÉVISION DU GUIDE MÉTHODOLOGIQUE

La dernière révision du guide méthodologique fin 2016 a eu pour objet :

- l'intégration du palier 1300 MWe ;
- dans le cadre de la préparation des VD4-900, l'extension aux SSC EIP (précédemment applicable uniquement aux SSC EIPS) ;

---

<sup>22</sup> Durée De Fonctionnement.

- l'extension de la démarche agressions : prise en compte des SSC contributeurs au titre des EPS des risques séisme, inondation interne et incendie ;
- prise en compte des évolutions internationales: IGALL, NS-G-2.12 (DS485) ;
- mise en œuvre du processus au-delà de la VD4 (VD4 + 20 ans) avec évolution du canevas des FAV.

#### 2.4.4 CORRESPONDANCE DU PROCESSUS EDF AVEC LES STANDARDS INTERNATIONAUX

Le processus de maîtrise du vieillissement EDF répond à l'ensemble des exigences des standards internationaux. Toutefois la structure documentaire mise en place par EDF diffère de celle des documents de l'AIEA. En particulier les éléments spécifiés dans les trois documents de l'AIEA que sont les AMR, AMP et TAA sont déclinés au sein du processus EDF dans plusieurs documents sous une architecture documentaire différente, qui résulte notamment de la gestion du Parc Nucléaire d'EDF par paliers documentaires.

EDF a engagé plusieurs actions pour faire le lien entre son processus de maîtrise du vieillissement et les standards internationaux établis par l'AIEA. Lors de la dernière mise à jour de son guide méthodologique pour la maîtrise du vieillissement des réacteurs REP, EDF a introduit une annexe expliquant comment son processus répond à ces standards internationaux.

##### **AMR :**

L'AMR est équivalente à la liste des FAV. Les FAV établies pour les couples SSC/mécanisme pertinents au titre de la maîtrise du vieillissement reprennent l'essentiel des items déclinés dans l'AMR. En particulier sont mentionnés les études d'ingénierie, les études DRR, les documents relatifs à la qualification des matériels aux conditions accidentelles ainsi que les documents relatifs à la maintenance des SSC (doctrine de maintenance, PBMP).

##### **AMP :**

Sur le Parc en exploitation d'EDF, les activités liées à la compréhension des mécanismes de vieillissement sont :

- des actions de R&D décrites dans des notes établies par mécanisme, sur lesquelles s'appuient les FAV et les DAPE composant ;
- des analyses, expertises ou essais menés dans le cadre du maintien de la qualification après les VD4 décrites dans les NSQP (notes de stratégie de qualification progressive) des matériels qualifiés aux conditions accidentelles.

Les autres actions font partie de l'exploitation et de la maintenance des réacteurs. Elles concernent les domaines suivants :

- le conditionnement chimique des circuits ;
- la mise en place de plans de chargement combustible à faible fluence ;
- certaines modifications ;
- la comptabilisation des situations ;
- les dispositions de conduite pour éviter ou limiter les situations ;
- les END ;
- la surveillance en exploitation (rondes conduite, EP, évaluations MEEI...)
- les expertises lors des activités de maintenance intrusives ou conditionnelles ;

- la maintenance préventive, curative et exceptionnelle ;
- les dossiers d'assurance ;
- le retour d'expérience d'exploitation.

Ces actions sont mentionnées dans les DAPE composant, les FAV et les DAPE de réacteur. Elles sont généralement établies dans le cadre des prescriptions de maintenance courante et de maintenance exceptionnelle.

#### **TLAA :**

Dans le processus EDF de maîtrise du vieillissement, les TLAA de l'IGALL correspondent aux documents suivants :

- Pour les matériels du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux : Dossier Réglementaire de Référence (dossiers des situations, dossiers d'analyse du comportement, dossiers rupture brutale, dossiers matériaux)
- Pour les matériels qualifiés aux conditions accidentelles : notes de synthèse de qualification
- Pour les autres matériels : notes spécifiques d'ingénierie.

#### **2.4.5 VEILLE TECHNOLOGIQUE INTERNATIONALE**

Le processus EDF de maîtrise du vieillissement évolue en fonction du REX national mais également international. En effet, EDF est impliquée à divers titres (expert, observateur, contributeur, coordinateur,...) dans différents groupes de travail internationaux, tant pour les composants mécaniques, que pour les structures de génie civil, le contrôle-commande ou les composants électriques.

Les objectifs sont les suivants :

- se tenir informé des recommandations, guides ou documents émis par les Autorités de Sécurité ;
- participer aux thèmes importants pour EDF (vieillissement, intégrité, marges et conséquences sécurité) ;
- s'assurer de la cohérence entre les conclusions et recommandations émises par les principaux groupes et les positions prises par EDF ;
- comparer les démarches mises en œuvre par les principaux pays nucléaires sur la maîtrise du vieillissement des réacteurs, et les justifications associées ;
- utiliser des cadres internationaux pour partager des actions de R&D en support à la maîtrise du vieillissement ;
- conforter les approches françaises, méthodologie durée de fonctionnement, pratiques d'analyse d'intégrité, évaluation des marges, exclusion de rupture, Codes et Normes (RCCM, RSEM), autres méthodologies...

EDF collabore notamment avec l'AIEA, l'OCDE, l'EPRI, l'ASME, l'association NUGENIA, les groupes d'exploitants PWROG et FROG.

### **2.5 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

Le processus de maîtrise du vieillissement d'EDF évolue en fonction des demandes et du retour d'expérience :

- 2001 : Lettre DSIN du 19/02/01 « vieillissement : exploitation des réacteurs au-delà des VD3 »
- 2002 : Lancement du Projet « Maîtrise du vieillissement des composants et structures des réacteurs 900 MW », dont les objectifs étaient les suivants :
  - Dresser l'état des connaissances sur les mécanismes de vieillissement,
  - Définir une méthodologie,
  - Établir une liste exhaustive des équipements sensibles au vieillissement pour les REP 900,
  - Établir les premiers DAPE composant.
- 2003 : définition de l'organisation EDF dans le cadre de la préparation du GP vieillissement :
  - Établissement de la liste des composants sensibles au vieillissement,
  - Détermination pour chacun de ces composants sensibles des actions complémentaires à réaliser,
  - Création des FAV avec statuts 0, 1 et 2,
  - Création des DAPE composant.
- 2005 : pérennisation du processus « Maîtrise du vieillissement » :
  - Décision Commune DIN-DPN-R&D ind 0 définissant l'organisation EDF,
  - Création du guide méthodologique.
- 2006 : GP Vieillissement de 2006 - examen des DAPE composant :
  - Demandes de prélèvement de MQCA de plus de 20 ans,
  - Suivi des taux de défaillance des matériels électriques et électroniques,
  - Informations complémentaires sur les programmes de R&D,
  - Révision des FAV tous les ans, des DAPE composant tous les 5 ans...
- 2008 : GP VD3 900 MWe de 2008 : examen du DAPE de réacteur de Tricastin 1 :
  - Pas de recommandation concernant la Maîtrise du Vieillissement.

Depuis 2006, la structure du processus reste globalement la même, avec quelques ajustements dans le cadre de l'amélioration continue. Le réexamen du recueil des FAV est réalisé chaque année depuis 2006 pour le palier 900 MWe et depuis 2012 pour le palier 1300 MWe.

Le processus de maîtrise du vieillissement d'EDF est mis à jour en fonction des retours d'expérience internes et externes lors des revues de processus et des évolutions des documents de référence (note de processus, guide méthodologique).

Un exemple d'évolution est l'introduction du critère d'aptitude à la poursuite de l'exploitation dans l'intégralité des FAV 900 ne faisant pas l'objet d'un DAPE composant (les DAPE composant comportent déjà ce critère). Cette introduction fait suite à une demande ASN, correspondant à l'usage de l'IGALL pour lequel le critère d'aptitude à la poursuite de l'exploitation est l'un des attributs des AMP.

## **2.6 PROGRAMMES DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

### **2.6.1 LE CEA**

#### **2.6.1.1 CHAMPS D'APPLICATION DU PROGRAMME**

D'une manière générale, la maîtrise du vieillissement est assurée notamment par les réexamens périodiques de sûreté (tous les dix ans) et via un programme de maintenance préventive périodique.

Cette maintenance préventive est réalisée périodiquement de même que les contrôles et essais périodiques, conformément à des modes opératoires validés et accompagnés d'une analyse de risque lorsque l'intervention est susceptible d'avoir un impact sur la sûreté. Il convient de souligner que les exigences concernant la périodicité des contrôles sont graduées et proportionnées aux enjeux.

La réalisation satisfaisante des essais effectués dans le cadre des réexamens périodiques et de la mise en œuvre des plans de maintenance périodique, conformément à leur périodicité, permet de déclarer que les éléments concernés sont disponibles. L'entretien systématique a pour but de se prémunir contre les défaillances de ces matériels et de les maintenir dans un état permettant d'assurer leur fonction avec les performances requises. Il est à noter également que pratiquement tous les équipements peuvent faire l'objet d'un remplacement excepté l'enceinte de confinement. Par ailleurs, sur le réacteur CABRI, certains équipements à fort impact de sûreté et avec un requis de fiabilité important (par exemple l'ensemble numérique et analogique de commande des barres transitoires qui permet s'assurer le pulse d'insertion de réactivité) font l'objet d'une surveillance particulière (maîtrise de la température de la pièce, enregistrement des heures de fonctionnement, maintenances périodiques avec remplacement de pièces).

Les réacteurs de recherche présentent par ailleurs un inventaire radiologique réduit. Cela signifie notamment que les doses reçues par les équipements restent limitées et n'induisent en général pas de vieillissement accéléré sauf pour quelques matériels qui font l'objet d'un suivi particulier.

### **2.6.1.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

À ce jour, les équipements mécaniques et électriques du CEA ne bénéficient pas de l'effet « parc » et l'orientation est de rechercher une massification des achats de manière à sécuriser les approvisionnements.

Le processus « Exploitation » du système de management intégré de la Direction opérationnelle des réacteurs de recherche a pour mission notamment de mettre en place, au travers d'une analyse systématique des problématiques relevées, ainsi que des dispositifs considérés comme des bonnes pratiques, un guide des bonnes pratiques en matière de maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des matériels, équipements et systèmes.

Quatre niveaux de priorité sont définis :

- Priorité 1 : matériel obsolète dont les pièces de rechange ne sont plus disponibles nécessitant un remplacement complet et une intervention lourde ou bien système sans équivalence ni possibilité d'évolution → impact fort ou pénalisant pour l'installation ;
- Priorité 2 : matériel obsolète dont les pièces de rechange sont encore disponibles à l'achat, nécessitant une intervention avec un délai d'approvisionnement moyen ou bien système plus commercialisé dont la reconduction de la fonction nécessite des travaux ou des aménagements → impact limité pour l'installation ;
- Priorité 3 : matériel obsolète facilement remplaçable par un équivalent récent disponible rapidement → impact faible pour l'installation ;
- Priorité 4 : pas d'obsolescence (équipement ou pièces toujours commercialisés).

En fonction du niveau de priorité, un plan d'action est mené pour le remplacement des matériels ou systèmes.

L'analyse du retour d'expérience est un élément clé permettant de détecter les événements liés au vieillissement et ainsi d'améliorer le programme de suivi des matériels susceptibles d'être affectés par une défaillance d'origine commune.

La maîtrise de l'obsolescence des contrôles commande de type SIREX<sup>23</sup> équipant certains réacteurs de recherche du CEA (ÉOLE, MINERVE, CABRI, ISIS<sup>24</sup>) fait l'objet d'une démarche pilotée par le pôle de compétences correspondant et basée sur un contrat passé avec le fournisseur exclusif (Rolls Royce). Par cette disposition, la compétence et la capacité de fourniture des rechanges sont assurées. En effet, cette prestation, contractualisée depuis 2005 avec la société conceptrice du système, permet :

- la surveillance de l'obsolescence des matériels et logiciels afin de maintenir l'aptitude à assurer la maintenance corrective des matériels, cartes et sous-ensembles en garantissant la disponibilité des composants qui les constituent ;
- le traitement de l'obsolescence par proposition au CEA d'une action préventive qui peut être notamment :
  - le stockage de composants par le titulaire du contrat avant disparition du marché,
  - le remplacement par un composant compatible,
  - un traitement « complexe » en cas d'impossibilité de trouver un composant équivalent ;
- une synthèse et traitement du retour d'expérience. En s'appuyant sur l'ensemble des données collectées par le titulaire (compte-rendu d'expertise du matériel réparé en usine, fiches d'informations communiquées par les sites), il a été demandé au titulaire de créer et de tenir à jour une base de données permettant :
  - d'assurer le suivi des configurations propre à chaque installation,
  - d'assurer la traçabilité des pannes sur chaque carte et chaque baie propre à chaque installation,
  - de cumuler les REX et d'en extraire des synthèses et recommandations,
  - d'assurer une fonction de surveillance et d'alerte sur des problèmes qui se présentent et qui pourraient nécessiter une analyse approfondie ;
- une assistance technique du constructeur pour des recherches de causes de dysfonctionnement ;
- de réaliser des prestations ponctuelles telles que la maintenance corrective, la maintenance préventive, des études spécifiques et la formation.

Pour ce qui concerne les autres contrôles commande et les automates, diverses actions sont conduites de manière ciblée sur certains produits, selon des initiatives locales ou centrales.

Enfin, la maîtrise du vieillissement des tableaux de contrôles radiologiques (TCR) fait l'objet d'une démarche globale, incluant les détecteurs et balises, visant à accompagner les installations lors des évolutions de génération.

---

(<sup>23</sup>) Le système SIREX, classé EIP, permet d'effectuer une surveillance permanente de la puissance du réacteur et de son évolution par mesure de temps de doublement, à partir de la mesure du flux neutronique. Il participe à la protection du réacteur via des alarmes et des commandes d'arrêt d'urgence par valeur de flux neutronique trop élevé ou par variation de flux.

<sup>24</sup> Il est également prévu d'étendre la démarche pour assurer le contrôle neutronique du réacteur MASURCA dans le cadre de sa rénovation.

### **2.6.1.3 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES, ÉVALUATION DU PROGRAMME ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Les activités de surveillance et les actions préventives sont réalisées dans le cadre des réexamens périodiques, de la mise en œuvre des plans de maintenance préventive périodique et des contrôles et essais périodiques.

Il est à noter également que pratiquement tous les équipements peuvent faire l'objet d'un remplacement excepté l'enceinte de confinement.

À titre d'illustration, sur le réacteur CABRI :

- les essais périodiques représentent 417 types de contrôles par an, vérifications réglementaires comprises. Ils permettent de suivre les EIP ou des équipements non EIP : 18 contrôles journaliers, 5 hebdo, 24 mensuels, 10 tous les 3 mois, 27 tous les 6 mois, 144 tous les ans, 12 tous les 2 ans, 40 tous les 3 ans ou 40 mois, 13 tous les 5 ans, 56 tous les dix ans et 68 contrôles sans périodicité précise ;
- les opérations de maintenance préventive liés aux équipements et exécutés par les entreprises de maintenance représentent environ 350 maintenances, sur les pompes, vannes, moteurs, éclairage, éclairage de sécurité, groupes froids, batteries chaudes, batteries, etc.

L'ensemble de ces contrôles concernent tous les domaines d'activités (mécaniques, radioprotection, chimie de l'eau, distribution électrique, incendie, contrôle-commande, environnement, etc.) et participent de fait à la maîtrise du vieillissement.

Les 155 EIP de CABRI sont concernés. Il n'y a pas de règles générales concernant la périodicité. Elle dépend des caractéristiques fournies par les constructeurs, du retour d'expérience sur certains équipements, de l'évolution des paramètres physiques, de la réglementation, etc.

## **2.6.2 L'ILL**

### **2.6.2.1 CHAMPS D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

Le programme de maîtrise du vieillissement des équipements du réacteur repose sur les programmes de maintenance mécanique, électrique et électronique, ainsi que sur les programmes de contrôles et essais périodiques. Les programmes de maintenance visent à garantir la disponibilité. Les performances des équipements sont vérifiées au travers des essais et contrôles périodiques (CEP).

Les deux exigences de sûreté essentielles sont :

- le maintien de l'inventaire en eau autour de l'élément combustible car la convection naturelle est suffisante pour garantir son refroidissement après la chute des barres. Cela repose sur la tenue mécanique de composants de la cuve du réacteur et des circuits de sauvegarde redondants qui garantissent le maintien de cet inventaire en eau ;
- le maintien du confinement qui repose sur l'enceinte de confinement double (béton armé + acier) et sur les circuits de sauvegarde redondants qui permettent le maintien en dépression de l'enceinte du réacteur et la filtration.

Chaque année, environ 600 procédures d'essais périodiques et 100 procédures de maintenance sont déroulées. Elles sont réparties de manière semblable entre les équipements mécaniques et les équipements électriques/électroniques.

Les plans de maintenance mécanique et électrique/électronique couvrent l'ensemble des EIP. Certaines maintenances sont périodiques, basées sur le retour d'expérience ou sur les durées de vie connues en fonction de l'exposition aux rayonnements ou du nombre de cycles. D'autres maintenances sont

déclenchées après avoir constaté, bien que restant dans la fourchette de tolérance, la nécessité répétée de réglage pour revenir dans la fourchette nominale. Certaines machines tournantes sont équipées d'analyse vibratoire dont l'évolution des mesures détermine la programmation d'une maintenance. Enfin, certaines maintenances sont exclusivement curatives quand le niveau de redondance le permet.

Les performances des EIP sont :

- mécaniques (étanchéité des différents confinements du circuit primaire et des enceintes de confinement, absence de corrosion ou de défauts, temps de chute des barres de sécurité, temps d'ouverture des clapets, ...);
- électriques (autonomie des sources continues, reprises par diesels, ...);
- électroniques (performance des chaînes neutroniques et thermohydrauliques, circuits de sécurité, ...).

Les réévaluations de sûreté décennales permettent de vérifier la conformité des EIP. A l'occasion de ces examens, l'ILL procède à une analyse de conformité pour vérifier que les dossiers constructeurs, que l'état des équipements, et que leurs performances sont bien conformes à ce qui est décrit dans le référentiel de sûreté et ne sont pas impactés par le vieillissement. Par exemple, l'ILL vérifie le taux de fuite des câbles étanches, procède à des contrôles non-destructifs sur des structures métalliques (ressuage, radiographie, contrôle ultrasons, contrôle par courant de Foucault). Ensuite, sur la base de la révision de l'analyse de sûreté, l'ILL identifie les écarts entre les nouvelles exigences provenant de l'évolution des normes ou réglementations (séisme à prendre en compte, nouvelles règles d'évaluation) et l'existant pour définir un programme de mise en conformité comprenant des modifications d'installation et un programme d'essais périodiques et de maintenance complémentaire.

L'ILL a transmis le rapport relatif au réexamen périodique en novembre 2017.

### **2.6.2.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES, ÉVALUATION DU PROGRAMME ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Les programmes de maintenance préventive et de contrôle et d'essais périodiques définissent les périodicités et performances requises, ils peuvent solliciter alternativement un des 2, 3 ou 4 systèmes existants afin d'éviter la même erreur sur des systèmes redondants. L'organisation prévoit des points d'arrêt aux étapes de vérification importante en précisant ce qui est attendu du vérificateur. Enfin, des vérifications indépendantes par sondage sont également mises en place pour s'assurer de la bonne application des programmes mais également de la pertinence de ces programmes.

Les programmes de maintenance permettent de prévenir les dérives de performance des équipements. Le processus de gestion des écarts permet de revenir dans le domaine de fonctionnement défini à l'intérieur du domaine de fonctionnement sûr.

Les revues de direction permettent de générer un retour d'expérience qui peut être mis à profit pour modifier les programmes de maintenance, en réduisant ou augmentant les périodicités des contrôles et essais périodiques par exemple. La périodicité des revues de direction est annuelle. À l'occasion de ces revues de direction, il a en particulier été mis en évidence :

- une augmentation du nombre de défaut sur des connexions électriques qui a conduit l'ILL à prévoir un contrôle périodique du serrage des cosses sur certains équipements ;
- plusieurs défauts suite à la défaillance de tiroirs de distribution pneumatique qui ont conduit l'ILL à lancer une campagne de remplacement de ce type de composants ;
- une dérive répétitive de chaînes de mesure thermique qui a conduit l'ILL à remplacer les électroniques et à les positionner dans une ambiance radiologique plus faible.

Les programmes d'inspection ont conduit par exemple à remplacer le bloc pile du réacteur après environ 20 ans de fonctionnement, la conception du nouveau bloc pile permet de remplacer relativement simplement les parties les plus exposées au rayonnement neutronique avec une durée de vie escomptée de 50 ans pour la nouvelle cuve.

## 2.7 PROCESSUS DE CONTRÔLE RÉGLEMENTAIRE

Les modalités du contrôle de l'ASN sont multiples. Ce contrôle est principalement constitué par :

- des inspections sur site - ou dans les services liés aux exploitants ou chez leur prestataire pour les activités pouvant avoir un impact sur la sûreté – des inspections de chantier lors des arrêts pour maintenance des installations et des réunions techniques sur site avec les exploitants d'INB ou les constructeurs de matériels utilisés dans les installations ;
- l'instruction technique des dossiers et documents justificatifs ;
- le contrôle des arrêts de réacteur pour les réacteurs électronucléaires d'EDF.

### 2.7.1 LES INSPECTIONS

Dans le cadre des domaines relevant de son contrôle, l'ASN identifie périodiquement les activités et les thématiques présentant des enjeux forts sur lesquelles elle concentrera ses moyens d'inspection et exercera un contrôle direct selon une fréquence déterminée. À cette fin, l'ASN établit chaque année un programme prévisionnel d'inspections. Ce programme identifie les installations, les activités et la thématique visée. Il n'est pas connu des responsables d'activités nucléaires.

Pour réaliser ces inspections, l'ASN dispose d'inspecteurs choisis en fonction de leur expérience professionnelle et de leurs connaissances juridique et technique. Ces inspecteurs sont habilités à la suite d'un cursus de formation adapté à leurs fonctions puis désignés par décision de l'ASN. Ils exercent leur activité de contrôle sous l'autorité du directeur général de l'ASN. Ils prêtent serment et sont astreints au secret professionnel.

Pour ce qui concerne les réacteurs électronucléaires d'EDF, l'ASN réalise, au gré du déroulement des VD3 900 et VD3 1300, des inspections dans les CNPE sur le thème de la maîtrise du vieillissement. Ces inspections constituent notamment une occasion pour l'ASN de vérifier comment les CNPE se sont appropriés le processus défini par les services d'ingénierie nationaux d'EDF, notamment vis-à-vis de la prise en compte des éventuelles spécificités de leurs installations dans leur programme local de maîtrise du vieillissement. En moyenne, 5 inspections par an sont réalisées sur ce thème. De plus, les inspections réalisées sur d'autres thématiques (systèmes, maintenance,...) peuvent également représenter une opportunité de vérifier comment EDF assure la maîtrise du vieillissement des SSCs des CNPE.

La prise en compte des enjeux du vieillissement des équipements et matériaux par les exploitants des réacteurs de recherche peut faire l'objet de contrôles de l'ASN dans le cadre des inspections qu'elle mène. En particulier, les inspections relatives aux contrôles et essais périodiques et à la maintenance permettent de contrôler la bonne réalisation des essais (au sens large) et que les équipements associés répondent aux exigences qui leur ont été définies. Les actions mises en place dans le cadre du traitement des non-conformités sont également examinées. À titre d'exemple, depuis 2013, l'ASN a réalisé deux inspections sur le thème contrôles et essais périodiques pour le RHF et une inspection sur CABRI.

Les aspects de maîtrise du vieillissement peuvent également faire l'objet de contrôles dans le cadre d'inspections thématiques liées au suivi de l'exploitation des équipements sous pression nucléaire (ESPN) (trois inspections réalisées depuis 2013 pour le RHF) ou au confinement. Les essais, vérifications et maintenance relatifs à l'enceinte de confinement sont contrôlés dans le cadre des inspections relevant de ce dernier thème, ainsi que les non-conformités et leur traitement.

D'une manière générale, depuis 2013, l'ASN a réalisé, selon le principe d'une approche graduée en fonction des enjeux :

- 19 inspections sur ORPHÉE,
- 20 inspections sur le RJH (en construction),
- 16 inspections sur CABRI,
- 48 inspections sur le RHF.

## **2.7.2 LES INSTRUCTIONS**

Les dossiers fournis par l'exploitant ont pour but de démontrer que les objectifs fixés par la réglementation, ainsi que ceux qu'il s'est fixé, sont respectés. L'ASN est amenée à vérifier le caractère suffisamment complet du dossier et la qualité de la démonstration.

L'instruction de ces dossiers peut conduire l'ASN à demander des justifications complémentaires, des études voire la réalisation de travaux de mise en conformité. L'ASN formule ses exigences sous la forme de décisions. À cette fin, l'ASN peut recueillir l'avis d'appuis techniques, dont le principal est l'IRSN, chaque fois qu'elle le juge nécessaire. Pour les affaires les plus importantes, l'ASN demande l'avis du Groupe permanent d'experts compétent devant qui elle, et son appui technique, présente le résultat des expertises ; pour la majorité des autres affaires, les analyses de sûreté font l'objet d'avis demandés directement par l'ASN à l'IRSN.

Les instructions menées dans le cadre de la maîtrise du vieillissement pour les centrales d'EDF sont détaillées dans les sections 2.1.4 et 2.4.1.

## **2.7.3 LE CONTRÔLE DES ARRÊTS DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES D'EDF**

La décision n° 2014-DC-0444 de l'ASN du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression prévoit à son article 2.4.2 que l'exploitant transmet à l'ASN une demande d'accord pour les opérations de recherche de criticité du réacteur puis de divergence après un arrêt au cours duquel tout ou partie du combustible présent dans la cuve a été renouvelé. Cette demande d'accord pour divergence du réacteur comporte la démonstration par l'exploitant de l'aptitude de l'installation à fonctionner pour le cycle à venir dans des conditions satisfaisantes de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et dans le respect du référentiel applicable à l'installation.

Parmi les éléments accompagnant la demande figurent notamment :

- le bilan détaillé des activités réalisées pendant l'arrêt sur les EIP ainsi que les éventuelles différences par rapport aux activités listées dans le dossier de présentation de l'arrêt de réacteur ;
- la liste des écarts affectant les EIP pour lesquels l'exploitant n'a pas mis en œuvre l'ensemble des actions curatives définies en application de l'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé et une synthèse de la justification, vis-à-vis de la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, de leur non-résorption, dont l'échéance est par ailleurs précisée pour chaque écart.

Ainsi, avant de délivrer son accord pour la divergence du réacteur, l'ASN peut s'assurer, entre autres, que les écarts liés au vieillissement sont traités de manière appropriée par l'exploitant.

## 2.8 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME D'ENSEMBLE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT ET CONCLUSIONS

### 2.8.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES

Pour les quatrièmes réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe, EDF a proposé de reconduire la démarche de maîtrise du vieillissement appliquée depuis les troisièmes réexamens périodiques de ces réacteurs, tout en renforçant les projets de rénovation et de remplacement de matériels dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement jusqu'à 60 ans. Comme expliqué précédemment, cette démarche repose à la fois sur une analyse générique réalisée au niveau national, notamment au travers des fiches d'analyse du vieillissement (FAV) et des dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation (DAPE) « composant » génériques, et sur une analyse locale spécifique à chaque réacteur (DAPE « réacteur »).

Pour l'ASN, le maintien dans le temps de la conformité des réacteurs de 900 MWe au référentiel de protection des intérêts à travers la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence de leurs systèmes, structures et composants présente un aspect particulier pour le réexamen périodique associé à leur quatrième visite décennale (VD4 900). En effet, certains SSCs seraient amenés à fonctionner au-delà de leurs hypothèses initiales de conception. Tel est en particulier le cas des composants irremplaçables comme la cuve et l'enceinte de confinement.

Aussi, après 10 années d'application par EDF de sa démarche de maîtrise du vieillissement mise en place à l'occasion de la troisième visite décennale des réacteurs de 900 et 1300 MWe, tant au niveau générique que local, et dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs 900 MWe au-delà de leur VD4, l'ensemble de la démarche fait actuellement l'objet d'une instruction par l'ASN et l'IRSN en vue de recueillir début 2018 l'avis et les éventuelles recommandations de la part du GPR et du GP ESPN sur cette démarche de maîtrise du vieillissement ainsi que de l'obsolescence pour répondre à la question suivante : les dispositions mises en œuvre et/ou prévues par EDF sont-elles suffisantes pour assurer la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des SSCs et ainsi maintenir la conformité des réacteurs 900 MWe à leur référentiel de protection des intérêts au-delà de leur VD4, et jusqu'à leur prochain réexamen, au regard de l'évolution des connaissances, du retour d'expérience et des meilleures pratiques internationales ?

***En ce qui concerne la définition du processus de maîtrise du vieillissement par EDF***, à ce stade, les mécanismes de vieillissement et les SSCs pris en compte n'appellent pas de remarque de l'ASN. En particulier, l'ASN note qu'en réponse à sa demande formulée dans sa lettre<sup>25</sup>, EDF prévoit d'étendre à partir des VD4 sa démarche aux SSCs classés importants pour la protection des intérêts vis-à-vis des risques non seulement liés aux accidents radiologiques, mais aussi liés aux risques conventionnels et aux inconvénients.

Dans son processus, EDF réalise une mise à jour annuelle des FAV génériques et quinquennale des DAPE composants : ceci répond aux attentes de l'ASN car cela doit permettre à EDF d'intégrer le REX global du parc électronucléaire français ainsi que, le cas échéant, le retour d'expérience international.

Par ailleurs, en réponse à une demande de l'ASN formulée dans sa lettre<sup>26</sup>, EDF confirme l'introduction d'un paragraphe relatif aux **critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation** dans les DAPE génériques, ainsi que d'un champ relatif à ces critères dans les FAV à l'occasion de leurs revues annuelles de 2015 à 2017 pour les composants ne faisant pas l'objet d'un DAPE générique : ces critères d'aptitude correspondent aux limites maximales acceptables des conséquences d'un mécanisme de

---

<sup>25</sup> ASN, Lettre CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016.

<sup>26</sup> ASN, Lettre CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016.

vieillessement sur une structure, un système ou un composant (SSC) et peuvent être traduits en durée de vie prévisionnelle. De tels critères constituent des outils d'aide à la décision essentiels pour se prononcer sur la poursuite du fonctionnement au-delà de la quatrième visite décennale.

L'ASN note qu'EDF a mis en place **un programme de recherche et développement (R&D)** en support de son processus de maîtrise du vieillissement afin de progresser et de capitaliser les connaissances sur les mécanismes de vieillissement et sur les propriétés des matériaux à 60 ans. Utilisé pour faire évoluer les pratiques d'ingénierie et les moyens de surveillance et de contrôle, ce programme contribue également au développement de procédés de réparation ou de limitation des conséquences du vieillissement, ainsi qu'à l'expertise de matériels déposés. EDF a transmis des éléments examinés dans le cadre du GP vieillissement prévu en 2018, en réponse à la demande de l'ASN<sup>27</sup> du 28 juin 2013 sur l'identification des phénomènes de vieillissement, en particulier sur la base de programmes de Recherche et Développement (R&D) appropriés.

Eu égard à l'importance des **examens non destructifs (END)** dans la démarche de maîtrise du vieillissement, EDF poursuit ses efforts pour disposer de procédés d'END performants pendant toute la durée de fonctionnement de ses réacteurs. Les principales orientations que comporte le programme d'EDF en vue d'évolutions des END permettant de couvrir l'extension de la durée de fonctionnement, sont examinées dans le cadre de la préparation des VD4 900 et n'appellent pas de remarque de l'ASN à ce stade.

**Le programme d'investigations complémentaires (PIC)** mis en œuvre en complément aux stratégies et aux programmes de maintenance depuis les VD2-900 répond à une demande de l'ASN. Il vise à conforter les hypothèses retenues sur l'absence de dégradations survenues en exploitation dans des zones non couvertes par des programmes de maintenance. EDF prévoit dans le PIC VD4-900 des contrôles par sondage des zones comportant des éléments importants pour la protection pour tenir compte de la demande de l'ASN dans sa lettre du 28 juin 2013 précitée portant sur le renforcement du programme de contrôle. Il confirme que les analyses associées au PIC VD4-900 seront étendues aux SSC contribuant à la maîtrise des risques liés à la sûreté de l'entreposage en piscine de désactivation, des rejets vers l'environnement ainsi qu'à ceux dont la défaillance pourrait avoir un impact sur le fonctionnement de circuits assurant une mission post accidentelle. Dans le cadre de l'instruction pour le GP vieillissement VD4 900 prévu en 2018, l'ASN et son appui technique l'IRSN se prononceront ce PIC VD4-900.

### **Actions préventives et correctives**

La politique de maintenance d'EDF doit viser à garantir que le niveau de fiabilité requis pour les matériels et les systèmes est maintenu dans le temps, tout en anticipant certaines actions de manière à permettre l'extension de la durée de fonctionnement jusqu'à 20 ans après la VD4. Elle couvre à la fois la maintenance préventive dite courante et la maintenance dite exceptionnelle.

Dans cet objectif, les stratégies de maintenance des équipements ont été complétées, lorsque nécessaire, par des opérations de maintenance exceptionnelle. De telles opérations sont programmées sur la période allant des VD3 aux VD4, voire au-delà.

#### Maintenance courante

Les programmes de maintenance préventive utilisés au démarrage des réacteurs ont évolué en intégrant le retour d'expérience national et international du comportement des structures et composants, et les conclusions des analyses ainsi que celles des constats lors des contrôles ou lors des démontages des matériels et des événements survenus en exploitation.

---

<sup>27</sup> ASN, Avis CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013.

La pertinence des stratégies de maintenance courante d'EDF a ou fait l'objet d'instructions spécifiques. En particulier, à la suite de l'annonce en 2010 par EDF de son intention de déployer une nouvelle méthodologie de maintenance, dénommée AP-913 (Advanced Process 913) élaborée en 2001 par l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO) avec les exploitants américains, les différentes étapes de cette méthodologie ainsi que les conditions organisationnelles de son déploiement sur les centrales ont été examinées par l'ASN avec le soutien technique de l'IRSN. L'ASN estime que la méthodologie de classification des composants et d'établissement des canevas et des programmes de maintenance prévue dans les notes d'organisation et de méthodologie associées à l'AP-913 est acceptable. Toutefois, l'ASN considère que des actions volontaristes doivent être engagées auprès des centrales pour permettre la bonne mise en œuvre de cette nouvelle méthode et assurer son efficacité.

### Maintenance exceptionnelle

En complément des activités de maintenance courante, EDF prévoit des actions de maintenance exceptionnelle. L'ASN considère cette démarche satisfaisante dans le principe. Dans le cadre du GP vieillissement VD4 900, l'ASN examinera comment EDF inclut ce type de maintenance (réparation ou remplacement) dans les FAV des matériels ne faisant pas l'objet d'un DAPE générique et pour lesquels un risque de dépassement du critère d'aptitude en service est identifié.

### **Examen et mise à jour du processus de maîtrise du vieillissement**

L'ASN note que la démarche de maîtrise du vieillissement des réacteurs d'EDF s'appuie sur trois processus opérationnels pérennes :

- le processus de maîtrise du vieillissement des composants mis en œuvre à partir des VD3 et poursuivi en VD4 ;
- le processus d'inspection en service et de maintenance qui prend en compte l'hypothèse de la poursuite de fonctionnement des réacteurs jusqu'à VD4+20 ans ;
- le processus de traitement de l'obsolescence des matériels et pièces de rechange.

Comme décrit au 2.1.4, l'ASN et son appui l'IRSN ont examiné à plusieurs reprises dans le passé la démarche de maîtrise du vieillissement d'EDF. Les revues et révisions du processus décrites (cf. § 2.4) sont en cours d'instruction dans le cadre du GP vieillissement VD4 900.

Cependant, à ce stade, l'ASN estime que les spécificités du site et de chaque réacteur pourraient être mieux prises en compte dans le programme local de maîtrise du vieillissement (PLMV) et le DAPE réacteur.

Le réacteur EPR de Flamanville 3 a bénéficié à la conception des connaissances acquises par le retour d'expérience des réacteurs en exploitation et par la R&D.

## **2.8.2 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

La maîtrise du vieillissement des réacteurs de recherche est élaborée à l'échelle de chaque installation. Elle repose actuellement essentiellement sur les programmes de maintenance ainsi que sur les contrôles et essais périodiques. L'ASN estime que la maîtrise du vieillissement devrait être plus formalisée par les exploitants des réacteurs de recherche.

L'ASN considère ainsi que les exploitants des réacteurs de recherche devraient mettre en œuvre une démarche permettant de s'assurer du caractère suffisant des contrôles et essais mis en œuvre et, le cas échéant, définir les contrôles complémentaires pour s'assurer de leur aptitude à assurer leurs fonctions au regard des mécanismes de vieillissement qui pourraient affecter les EIP.

L'ASN souligne que le RJH a bénéficié du retour d'expérience des autres réacteurs de recherche ; des améliorations notables concernant la maîtrise du vieillissement des équipements ont été apportées.

### 3 Câbles électriques

#### **Synthèse :**

La démarche mise en place par EDF dans le cadre de la maîtrise du vieillissement de ses câbles électriques couvre l'ensemble des câbles. Les mécanismes de dégradation considérés ont été identifiés à partir du retour d'expérience national et international ainsi que d'actions de R&D relatives au comportement des matériaux polymère.

Pour ce qui concerne le suivi en exploitation, EDF a mis en œuvre une démarche permettant d'identifier les câbles soumis à des contraintes d'environnement ou d'exploitation particulières et, le cas échéant, des contrôles spécifiques pour détecter des symptômes de vieillissement (mesures de tangente delta et décharges partielles pour les câbles HTA, contrôle visuel pour les câbles BT). L'ASN considère que les mesures ainsi que les contrôles sont conformes à l'état de l'art et satisfaisants.

L'ASN considère que les caractérisations réalisées sur les câbles prélevés sur les réacteurs d'EDF permettent d'avoir un niveau de confiance élevé sur leur aptitude à conserver leur fonctionnalité pour les 10 prochaines années. Cette conclusion est cohérente avec les résultats des études prédictives de durée de vie réalisées par EDF R&D qui concluent à l'aptitude des câbles à conserver leur fonctionnalité au-delà de 40 ans d'exploitation.

Pour ce qui concerne les réacteurs de recherche, le suivi du vieillissement des câbles électriques consiste principalement en des mesures (résistance des lignes de mesure, résistance d'isolement des câbles classés) et en des contrôles partiels de l'état des isolants par inspection visuelle. L'ASN considère que le programme de gestion du vieillissement de ces réacteurs reste limité et devrait être complété, notamment pour les câbles classés soumis à des contraintes d'environnement ou d'exploitation afin de s'assurer de leur aptitude à assurer leurs missions dans le temps.

## **3.1 DESCRIPTION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES D'EDF**

### **3.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT**

Sur les sites nucléaires EDF, l'ensemble des câbles électriques directement affectés à la production fait l'objet de surveillance vis-à-vis du vieillissement. Seuls les câbles électriques n'ayant pas de lien direct avec l'outil de production (éclairage, téléphonie, etc.) ne sont pas surveillés.

Parmi les câbles électriques en lien avec l'installation de production, les câbles classés de sûreté et les câbles non classés (NC) sont traités de façon identique. En effet, les câbles NC présentant une composition en tous points identique aux câbles classés de sûreté, ils ont été intégrés dans les programmes de maîtrise du vieillissement des câbles électriques. L'intégration des câbles NC permet par conséquent un échantillon plus large et la prise en compte de câbles parfois soumis à des conditions d'exploitation plus contraignantes.

Les câbles électriques faisant l'objet d'un programme de maîtrise du vieillissement sont constitués de quatre familles principales :

- Câbles de puissance HTA ;
- Câbles de puissance BT ;
- Câbles de mesure (BT) hors les câbles spécifiques cités ci-après ;
- Câbles de contrôle-commande (BT).

Les types de câbles associés à ces familles sont décrits en annexe 10.3.

Des câbles spécifiques, sur certaines liaisons d'instrumentation, tels que les câbles électriques coaxiaux utilisés sur les chaînes de mesure du flux neutronique (RPN), ne rentrent pas dans les familles décrites ci-dessus. Ces câbles font l'objet d'une surveillance dans le cadre du programme de maîtrise du vieillissement du système auquel ils se rapportent.

Tous ces câbles ont été approvisionnés lors de la construction du Parc EDF en appliquant des spécifications techniques génériques, incluant des séquences d'essais de qualification sévères. Ceci a permis l'installation de câbles d'une qualité très supérieure aux produits « catalogue » des câbliers.

#### **3.1.1.1 MÉTHODES ET CRITÈRES UTILISÉS POUR SÉLECTIONNER LES CÂBLES ÉLECTRIQUES DANS LE PÉRIMÈTRE DE LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

Aucune méthode ou critère n'est utilisé pour réaliser une sélection des câbles : comme indiqué dans le paragraphe précédent, tous les câbles électriques en lien avec l'outil de production (classés et NC) sont concernés par le programme de maîtrise du vieillissement.

Un contrôle visuel initial est effectué à la mise en place des programmes de maîtrise du vieillissement des câbles. Il a été réalisé entre 2012 et 2015 pour les câbles HTA, et sera réalisé sur la période 2017-2019 pour les câbles BT. Ce contrôle visuel initial permet d'identifier les câbles soumis à de fortes contraintes. Ces câbles feront alors l'objet d'un suivi spécifique (voir § 3.1.1.2.1).

#### **3.1.1.2 MÉTHODES D'IDENTIFICATION DES MÉCANISMES DE VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES**

Plusieurs méthodes, présentant différents stades de maturité, sont disponibles pour caractériser l'état de vieillissement d'un câble électrique à un instant donné. Ces méthodes complémentaires sont pertinentes

pour l'identification et la compréhension des mécanismes de vieillissement des câbles et pour l'estimation de la durée de vie des câbles.

Les mécanismes de vieillissement des câbles sont décrits dans le § 3.1.1.2.2.

Comme indiqué dans le chapitre 2, dans le cadre de la démarche mise en place par EDF pour démontrer sa capacité à exploiter les réacteurs du Parc au-delà de 40 ans, les câbles électriques font l'objet de Fiches d'Analyse du Vieillissement (FAV) et de Dossiers d'Aptitude à la Poursuite d'Exploitation (DAPE).

### **3.1.1.2.1 Principales méthodes de diagnostic utilisables sur site**

#### **Inspection visuelle**

L'examen visuel est un moyen de diagnostic très simple à mettre en œuvre, permettant de détecter les premiers signes de vieillissement des câbles et également les conditions d'ambiance contraignantes susceptibles d'accélérer le vieillissement des câbles. L'inspection visuelle permet également de contrôler l'état des chemins de câbles (absence de corrosion).

Cette technique consiste à examiner visuellement le câble (à l'œil nu, avec si nécessaire utilisation d'une lampe et/ou d'une loupe). Cette inspection visuelle peut être complétée par une inspection tactile destinée à évaluer la souplesse des matériaux de gainage (parfois les matériaux d'isolation) du câble.

Les principaux symptômes de vieillissement recherchés lors des inspections visuelles sont :

- une décoloration du câble, ou une évolution notable par rapport à la couleur d'origine, généralisée, ou localisée dans une zone à fortes contraintes environnementales,
- un changement de l'aspect extérieur (brillant/mat), l'aspect brillant – à comparer à d'autres câbles similaires – pouvant être dû au relâchement par la gaine d'un constituant huileux,
- la présence de fissures, ou de faïençage,
- la présence de blessures ou autres défauts, ...

Par nature, ce contrôle se traduit le plus souvent par la vérification de l'état de la gaine externe d'un câble. La gaine est généralement constituée d'un polymère techniquement moins élaboré que celui de l'isolant, et elle est plus exposée que l'isolant. La gaine vieillit ainsi plus rapidement que l'isolant. L'absence de signe de vieillissement de la gaine permet donc en règle générale de conclure que l'isolant n'est pas dégradé.

Le contrôle visuel est peu coûteux et simple à mettre en œuvre. C'est donc un bon outil pour les câbles BT, en raison du nombre très important de câbles à contrôler, et de l'absence de contraintes diélectriques fortes.

Le contrôle visuel est intéressant pour les câbles HTA pour détecter les conditions de service contraignantes (voire des blessures accidentelles) susceptibles d'accélérer le vieillissement des câbles HTA. Il est généralement accompagné d'un diagnostic « électrique ».

#### **Mesures d'isolement**

La mesure d'isolement consiste à mesurer le courant traversant l'isolant sous l'effet d'une tension continue.

Une valeur de résistance linéique de 30 Mégohm.km est retenue pour les câbles HTA au niveau international comme seuil au-dessous duquel des investigations doivent être engagées pour identifier l'origine de la baisse d'isolement.

La mesure d'isolement ne peut constituer à elle seule un critère de fonctionnalité du câble. À titre d'exemple, on peut citer les cas suivants :

- Un câble peut avoir subi des dégradations importantes de son isolation, sans que cela ne se traduise, dans un environnement sec, par une baisse d'isolement.
- À l'inverse, certaines baisses d'isolement liées à des migrations de composants internes dans l'isolant n'influent pas sur la tenue diélectrique du câble et sa durée de vie.

Il n'y a aucune règle établie entre la baisse d'isolement d'un câble et une baisse de sa rigidité diélectrique susceptible de dégénérer en court-circuit : les phénomènes physiques mis en jeu sont différents.

Une baisse d'isolement alerte sur la possibilité d'une évolution des caractéristiques mécaniques et électriques d'un câble, mais ne peut constituer à elle seule un critère de fonctionnalité du câble. Il n'existe d'ailleurs pas de « seuil de remplacement » partagé par les exploitants étrangers (contrairement au « seuil d'investigation » de 30 Mégohms.km).

Une baisse d'isolement détectée sur un câble doit donc être complétée de mesures visant à affiner le diagnostic.

### Mesures de tangente delta

La valeur de tangente delta, réservée aux câbles HTA, est le rapport entre le courant résistif  $I_r$  et le courant capacitif  $I_c$  transitant dans l'isolant. Si l'isolant est dégradé, le rapport  $I_r/I_c$  est plus élevé, et augmente avec la tension appliquée.

La valeur de tangente delta ainsi que son évolution avec la tension sont exploitées pour établir un diagnostic sur l'état global (pertes diélectriques) des isolants des câbles HTA.

La mesure de tangente delta fait l'objet d'un consensus au niveau international. Elle est utilisée pour suivre la dégradation des câbles HTA des centrales américaines. Un rapport de l'EPRI de 2011<sup>28</sup>, rassemblant les résultats des mesures de tangente delta effectuées sur plus de 37 sites américains montre que cette mesure est adaptée pour détecter une potentielle dégradation de l'isolation des câbles HTA. L'ensemble des sites EDF a été équipé de valises de mesure de tangente delta depuis 2013.

Les modes opératoires appliqués (mesures en courant alternatif basse fréquence sur des paliers de tension variant de 0,5 à  $2U_n$ <sup>29</sup>) ainsi que les critères associés ont été définis par EDF R&D selon la nature de l'isolant. Les deux critères principaux à surveiller sont la valeur de la tangente delta et l'évolution de cette valeur entre deux paliers de tension. Le risque de claquage d'un câble HTA est apprécié en croisant ces deux critères (valeur et évolution de la tangente delta).

La mesure de tangente delta permet une évaluation globale de l'état d'un câble. Elle ne permet pas en revanche de localiser un défaut, ni de différencier un vieillissement généralisé d'un défaut ponctuel important. Il faudra pour cela associer cette mesure à une mesure de décharges partielles, détaillée ci-dessous.

### Mesures de décharges partielles

La mesure de décharges partielles est également réservée aux câbles HTA. Elle vient en complément de la mesure de tangente delta afin de localiser un ou des défauts ponctuels sur la longueur d'un câble.

Les décharges partielles sont des micro-claquages se produisant dans l'isolant sous l'effet du champ électrique au niveau de certains défauts tels que des microcavités (vacuoles) ou des arborescences (liées à la présence d'humidité). Le principe permettant la localisation des décharges partielles est comparable à celui utilisé en réflectométrie.

<sup>28</sup> EPRI 1022968: Plant engineering: cable Aging Management program Implementation Guidance, 2011.

<sup>29</sup>  $U_n=6,6$  kV pour les câbles du Parc en exploitation –  $U_n=10$  kV pour les câbles du palier EPR.

Comme pour la mesure de tangente delta, la mesure de décharges partielles est réalisée en courant alternatif basse fréquence sur différents paliers de tension (communément 0,5 – 0,75 – 1 – 1,25 et 1,5  $U_n$ ). L'énergie des micro-claquages est mesurée. Elle dépend de la nature et de la géométrie des câbles.

Il est assez difficile de poser un diagnostic sur le risque de claquage d'un câble sur la seule base de la présence de décharges partielles. Il est également difficile de dégager une tendance permettant d'estimer la durée de vie résiduelle d'un câble. La mesure de décharges partielles viendra donc en complément de la mesure de tangente delta, pour asseoir un diagnostic, et surtout localiser les zones à risque.

La mesure des décharges partielles est également devenue depuis quelques années (comme la mesure de tangente delta) un test de référence dans la surveillance des câbles HTA. L'ensemble des sites EDF est équipé de valises de mesure de décharges partielles depuis 2015.

### **Réfectométrie temporelle**

Le principe de la réfectométrie temporelle est de générer une impulsion électrique à l'extrémité d'un câble et de relever le signal obtenu en écho à cette impulsion : l'impulsion électrique se propage sur toute la longueur du câble et est réfléchié lorsqu'elle arrive à l'autre extrémité du câble, mais également si elle rencontre un défaut dans l'isolant, ou une variation d'impédance du câble. Connaissant la vitesse de propagation de l'impulsion, il est possible de déterminer l'emplacement des défauts sur la longueur du câble.

Cette technique, qui peut être mise en œuvre sur les câbles BT, se rapproche sur le principe de la mesure des décharges partielles utilisée pour les câbles HTA. Elle ne permet pas d'évaluer directement l'état de dégradation d'un câble, mais est utilisée en complément d'autres méthodes de diagnostic.

Cette mesure est réalisée à l'aide d'un réfectomètre. Elle est particulièrement efficace sur les liaisons blindées et coaxiales, et mise en œuvre par EDF, sur l'ensemble des réacteurs en exploitation, par exemple pour le contrôle des câbles coaxiaux utilisés sur les chaînes de mesure RPN.

#### **3.1.1.2 Modèles prédictifs du vieillissement des câbles**

La modélisation prédictive de la durée de vie des câbles est un élément important dans la maîtrise du vieillissement des câbles électriques. Elle est utilisée pour disposer d'une estimation initiale de la durée de vie des câbles qualifiés en fonction des conditions d'ambiance normales ou accidentelles (notamment pour l'EPR) et pour évaluer plus précisément l'état de dégradation des câbles en exploitation.

##### **Modèle semi-empirique**

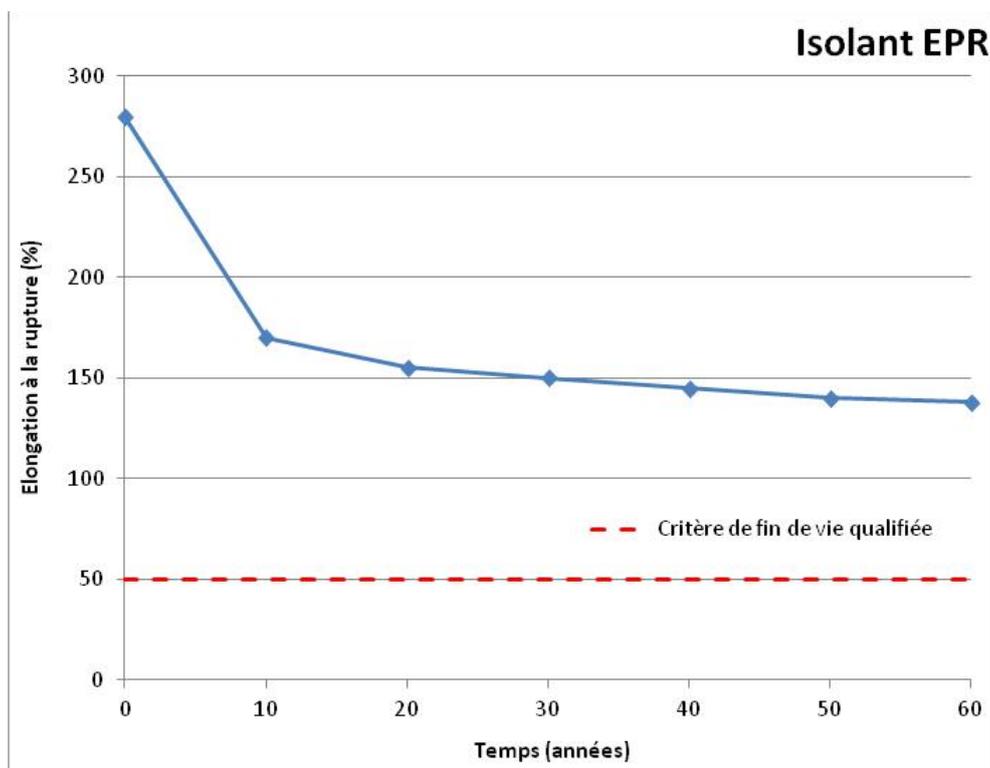
Les études prédictives de durée de vie des câbles des centrales nucléaires ont débuté dans les années 1990 à EDF R&D. Une première étape a été constituée par la mise au point d'un modèle « semi-empirique », permettant de représenter globalement l'ensemble des mécanismes de dégradation pouvant affecter un matériau polymère.

Le modèle semi-empirique développé par EDF est basé sur une loi mathématique (loi d'évolution) qui décrit l'évolution (monotone) au cours du temps d'une propriété sensible au vieillissement en fonction de la température et du débit de dose. Les différentes études expérimentales réalisées sur le vieillissement des câbles montrent que les propriétés mécaniques des polymères constitutifs des câbles, et plus particulièrement l'allongement à la rupture, permettent de représenter avec une certaine marge l'état de dégradation d'un câble.

Les paramètres de la loi d'évolution sont déterminés à partir de résultats expérimentaux obtenus lors d'essais de vieillissement accélérés comportant différentes conditions de température et débit de dose.

L'évolution de l'allongement à la rupture, en fonction du temps et des conditions d'ambiance retenues, permet alors d'estimer la durée de vie du câble (temps au bout duquel le critère de fin de vie de 50 %

d'allongement à la rupture absolu est atteint – voir § 3.1.1.2.4). La courbe obtenue pour l'isolant EPR<sup>30</sup> constitutif des câbles K1 est présentée ci-dessous :



**Figure 7 – Courbe d'évolution de l'allongement à la rupture issue du modèle semi-empirique, obtenue pour le matériau isolant EPR et les conditions d'ambiance du bâtiment réacteur (50°C, 0,1 Gy/h)**

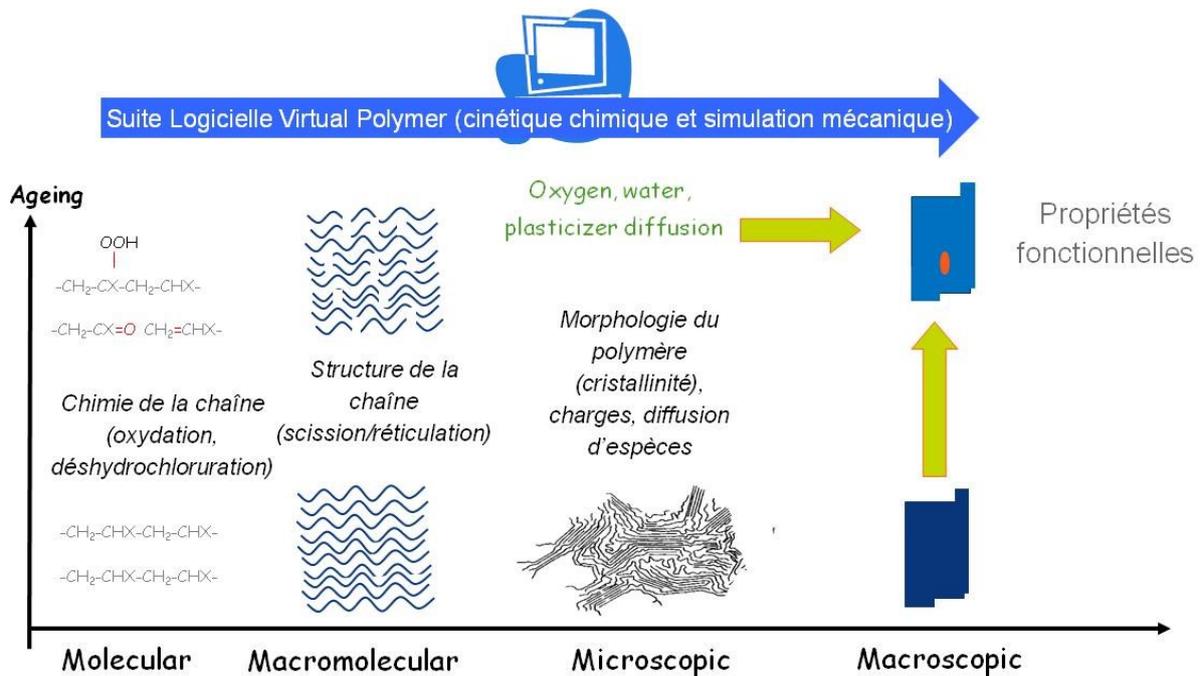
Le caractère conservatif du modèle semi-empirique a été confirmé à plusieurs reprises par les expertises de câbles prélevés sur site (voir § 3.1.1.2.3) après différentes durées d'exploitation (allant jusqu'à 35 ans).

### Modèle multi-échelle

Depuis les années 2000, EDF contribue au développement d'un nouveau modèle analytique : le modèle « multi-échelle » basé sur une compréhension approfondie des différents mécanismes de dégradation des polymères.

L'objectif est de modéliser l'évolution du matériau à l'échelle la plus pertinente pour prédire les conséquences de cette évolution sur la propriété macroscopique ciblée. La figure 8 illustre ce principe d'approche multi-échelle.

<sup>30</sup> Isolant EPR : Isolant Ethylène Propylène Rubber.



**Figure 8 – Schéma de principe de l'approche multi-échelle**

La première étape consiste à identifier l'échelle la plus pertinente (moléculaire, macromoléculaire ou microscopique) permettant d'expliquer les évolutions des propriétés macroscopiques du matériau étudié. Ceci dépend du type de matériau, de la propriété macroscopique considérée et du type de vieillissement.

La seconde étape consiste à modéliser l'évolution du matériau à l'échelle identifiée comme étant pertinente. Les paramètres cinétiques de toutes les réactions/processus d'intérêt sont déterminés sur la base d'analyses d'échantillons vieillis à différentes températures ou débit de dose. Ces données sont issues de la littérature ou obtenues dans les laboratoires d'EDF.

La dernière étape consiste à prédire à partir de l'évolution du matériau à l'échelle moléculaire, macromoléculaire ou microscopique, l'évolution de la propriété macroscopique qui nous intéresse.

À ce jour, des modèles sont disponibles pour les polymères à base de Polyéthylène et de PVC<sup>31</sup>. Les travaux réalisés ont permis des avancées notables dans la compréhension des phénomènes de vieillissement affectant les polymères des câbles. Ces avancées ont été réalisées dans le cadre de plusieurs thèses menées en collaboration avec des laboratoires de renommée internationale dans le domaine du vieillissement des polymères (Arts et Métiers ParisTech, ESPCI ParisTech, ICMPE CNRS de Thiais, Institut Carnot CIRIMAT, MATEIS de Lyon).

Sur la période 2017-2022, EDF R&D est associé à 12 partenaires dont des câbliers, des exploitants, des laboratoires et des universités, pour animer le projet européen « TeaM CABLES », avec deux objectifs principaux : le développement d'un modèle de vieillissement « multi-échelle » permettant d'améliorer les études prédictives de durée de vie des câbles sans halogènes (SH), et le développement de méthodes de Contrôle Non Destructif (CND) pour le diagnostic in-situ des câbles BT. La commission européenne a donné un avis favorable au financement de ce projet début 2017.

<sup>31</sup> PVC : Polychlorure de Vinyle.

### 3.1.1.2.3 Prélèvement de câbles sur site

Pour le modèle semi-empirique comme pour le modèle multi-échelle, il est nécessaire de comparer les résultats des modèles prédictifs avec des résultats d'expertises de câbles vieillissés naturellement sur site.

EDF réalise depuis plusieurs années des prélèvements de câbles sur site à des fins d'expertise. Les prélèvements et les expertises ont permis d'améliorer la compréhension des mécanismes de vieillissement affectant les câbles, d'asseoir la validité de l'approche prédictive, et de valider la fonctionnalité des câbles au-delà de 40 ans d'exploitation.

EDF a fait le choix de prélever des câbles en exploitation, et non de déposer des câbles surnuméraires sur site (câbles témoins).

Les câbles prélevés sont sélectionnés de façon à être représentatifs de l'ensemble de la population visée. Par exemple, pour les câbles HTA, les câbles prélevés sont des câbles :

- transitant en salle des machines et/ou en extérieur ;
- présentant un taux de fonctionnement élevé et si possible avec une charge importante.

Les câbles HTA sont prélevés sur toute leur longueur avec leurs extrémités. Les BT sont prélevés par tronçons. Des repérages précis sont effectués avant chaque prélèvement afin de relever les conditions de fonctionnement (température, contraintes d'humidité...) et de repérer le cheminement des câbles et les zones de contraintes (passage de trémie par exemple).

Les câbles prélevés sont expertisés en utilisant les méthodes de diagnostic présentées § 3.1.1.2.1 et celles décrites ci-après.

### 3.1.1.2.4 Méthodes de diagnostic en laboratoire

Pour avoir un diagnostic précis sur l'état d'un câble, les mesures in-situ sont complétées par des mesures beaucoup plus complexes en laboratoire : les mesures électriques sont alors complétées de mesures physico-chimiques et mécaniques. Les principales sont décrites ci-après. Ces techniques, couplées entre elles, permettent d'atteindre les paramètres matériaux importants et de suivre ainsi l'état de santé des isolants des câbles. Elles nécessitent toutes à ce jour un prélèvement de câble sur site.

Les résultats de ces caractérisations sont utilisés pour valider la compréhension des phénomènes de vieillissement spécifiques à chaque matériau et les modèles de prédiction de la durée de vie des câbles.

#### Caractérisations mécaniques

L'allongement à la rupture (souvent associé à la contrainte à la rupture) constitue l'indicateur de référence de la dégradation de l'isolant des câbles. Il est obtenu par des essais de traction normalisés (conformes à la NF EN 60811-501 pour la France).

La pertinence de l'utilisation de ce critère mécanique est reconnue au niveau international et la valeur limite inférieure d'élongation à la rupture retenue pour les câbles du Parc EDF est de 50% en absolu<sup>32</sup>. Cette valeur correspond à un enroulement du conducteur isolé sur deux fois son diamètre externe, configuration beaucoup plus sévère que ce qui est subi par le câble lors de l'installation et lors de l'exploitation (les câbles sont installés selon un rayon de courbure supérieur à 10 fois leur diamètre externe, les allongements induits sur les isolants sont alors inférieurs à 10%). Dans ces conditions, on dispose d'une marge suffisante avant l'apparition de défauts électriques et l'on couvre en outre différents aspects tels que les potentielles inhomogénéités dans les matériaux sur la longueur du câble, ou les imperfections d'installations (courbures).

---

<sup>32</sup> AIEA, Assessing and managing cable ageing in Nuclear Power Plants – N° NP-T-3-6, 2012.

La mesure d'allongement à la rupture étant destructive, les différentes méthodes physico-chimiques présentées ci-après permettent de caractériser plus finement l'état de vieillissement d'un câble.

### Analyses infrarouges

La spectroscopie infrarouge (IR) permet de mettre en évidence le vieillissement du polymère par la détection de groupements chimiques issus des mécanismes de dégradation des polymères constitutifs des câbles (tels les produits d'oxydation par exemple). La spectroscopie IR est réalisée en mode réflexion (ATR) sur de petits échantillons de matériaux polymères.

L'analyse IR des spectres des isolants EPR et PRC<sup>33</sup> se concentre généralement sur les domaines suivants :

- 1730-1740  $\text{cm}^{-1}$  : marqueur des antioxydants phénoliques ;
- 1715  $\text{cm}^{-1}$  : signature des fonctions carbonyles produites au cours de l'oxydation du polymère ;
- 3200-3600  $\text{cm}^{-1}$  : signature des fonctions hydroxyles (souvent associées à la présence d'hydropéroxydes).

Pour les matériaux PVC, les analyses des spectres se concentrent sur les domaines suivants :

- 1190  $\text{cm}^{-1}$  : signature des fonctions esters des plastifiants à base de phosphate
- 1710-1720  $\text{cm}^{-1}$  : signature des fonctions esters des plastifiants à base de phtalate ;
- 1530-1590  $\text{cm}^{-1}$  (doublet) : signature des fonctions stabilisantes des stéarates (carboxylates) introduits comme stabilisants thermiques dans les PVC ;
- 1625-1635  $\text{cm}^{-1}$  : signature des acides stéariques produits lors de la consommation chimique des fonctions stabilisantes.

Les échantillons de matériaux polymères sont soumis également à des analyses infrarouges à différentes profondeurs à l'aide d'un microscope IR, ceci afin d'identifier des gradients de composition dans l'épaisseur du matériau et de disposer d'une cartographie complète du matériau analysé.

### Temps d'induction à l'oxydation (TIO<sup>34</sup>)

L'une des causes les plus fréquentes du vieillissement chimique des matériaux polymères est l'oxydation. Il est donc important de caractériser la stabilité des matériaux vis-à-vis du mécanisme d'oxydation.

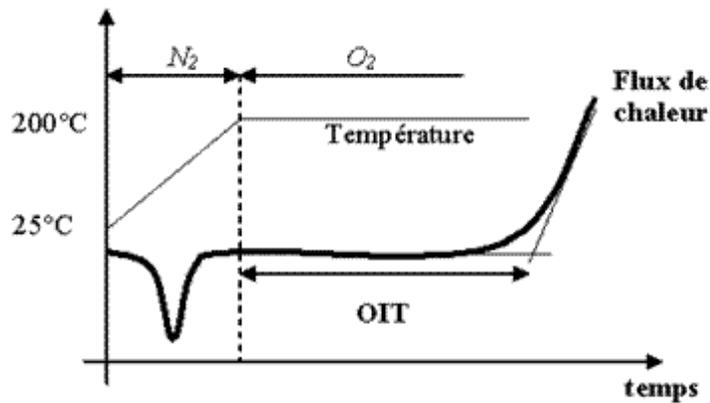
A partir d'un dispositif expérimental de type DSC<sup>35</sup>, il est possible de mettre en évidence le flux de chaleur dégagé par un échantillon au cours d'une réaction d'oxydation. L'échantillon analysé (petit échantillon de polymère) est initialement maintenu à une température contrôlée, sous balayage d'un gaz neutre (azote). Le temps d'induction à l'oxydation (OIT) est défini comme le temps s'écoulant entre l'introduction d'oxygène dans le four contenant l'échantillon (balayage de gaz neutre interrompu) et l'apparition de la réaction exothermique d'oxydation (figure de principe ci-dessous). L'OIT est donc un indicateur de la résistance à l'oxydation du matériau testé. Les mesures d'OIT sont réalisées selon la norme ISO 11357-6.

---

<sup>33</sup> PRC : Polyéthylène Réticulé Chimiquement.

<sup>34</sup> Ou OIT : Oxydation Induction Time.

<sup>35</sup> DSC : Differential Scanning Calorimetry – Analyse Enthalpique Différentielle (AED) - Technique utilisée pour étudier les transitions thermiques qu'un polymère subit lorsqu'il est soumis à un profil de température spécifié.



**Figure 9 – Schéma de principe de la mesure du temps d'induction à l'oxydation**

Des relations peuvent être établies entre la valeur de l'OIT et la présence résiduelle des antioxydants dans les matériaux polymères, sans qu'il soit possible de faire le lien entre la valeur de l'OIT et la concentration en antioxydants.

Les valeurs de TIO sont très dépendantes de la formulation des matériaux. Aucune relation directe n'est établie à ce jour entre la valeur de TIO et l'allongement à la rupture. On sait par ailleurs que les mesures de TIO ne sont pas adaptées à la quantification de certains antioxydants de type amines : le TIO n'est en effet pas affecté par la concentration en antioxydants de type amines (en particulier les HALS<sup>36</sup>).

Le TIO est communément reconnu au niveau international comme un indicateur très précoce du vieillissement (c'est-à-dire de la première phase du vieillissement, correspondant à la consommation des antioxydants), de type premier signal faible.

#### **Temps d'induction à la Déshydrochloruration (TIDC)**

Des mesures de stabilité thermique des PVC sont également réalisées sur les isolants et gaines PVC. Il s'agit de mesures de temps d'induction à la déshydrochloruration (TIDC). L'échantillon testé (0,5 g) est chauffé à 200°C dans un four sous flux d'azote. L'acide chlorhydrique (HCl) dégagé par le PVC est dilué par bullage dans de l'eau située dans un compartiment annexe (50 ml d'eau distillée) dans lequel la conductivité de la solution aqueuse est mesurée en continu. Le TIDC correspond à la durée entre la mise en température et le moment où un delta de conductivité de 50  $\mu\text{S}/\text{cm}$  est atteint.

Les valeurs de TIDC mesurées sur les PVC des câbles sont alors comparées à la valeur obtenue pour un PVC pur (sans stabilisant thermique).

D'autres propriétés des matériaux polymères peuvent être également mesurées afin de suivre l'évolution des polymères, comme par exemple :

- Les températures de fusion et de transition vitreuse,
- Le taux de cristallinité,
- La fraction soluble,
- Le taux de plastifiants, etc.

<sup>36</sup> HALS = hindered amine light stabilizer (cyclic sterically hindered amine) = antioxydant de type amine à encombrement stérique.

L'ensemble de ces résultats d'analyse permet de caractériser l'état de dégradation des polymères et d'alimenter les modèles développés par EDF R&D en vue d'obtenir une estimation de la durée de vie des câbles.

### **3.1.1.3 CRITÈRE DE REGROUPEMENT POUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

L'ensemble des câbles électriques des sites EDF en exploitation, directement affectés à l'installation de production (classés et NC), fait l'objet d'une surveillance vis-à-vis du vieillissement. Les critères utilisés pour regrouper ces câbles ont pour origine les principaux facteurs pouvant impacter le vieillissement de ces câbles :

- Le type et la formulation (spécifique à chaque fabricant) des matériaux polymères constituant les isolants et les gaines externes,
- Les conditions d'exploitation (principalement température, irradiation et humidité).

Ces critères de regroupement sont en adéquation avec les préconisations internationales dans ce domaine (AIEA<sup>37</sup>, EPRI<sup>38</sup>).

Les câbles HTA et les câbles BT sont traités séparément, car les câbles HTA sont jugés plus « sensibles » du fait de contraintes diélectriques plus importantes existant sur les isolants, contraintes qui génèrent un risque de claquage.

#### **3.1.1.3.1 Les câbles HTA**

La maîtrise du vieillissement des câbles HTA mise en place par EDF reprend les différentes étapes des programmes de maîtrise du vieillissement des câbles, proposées par les différentes instances internationales, et en particulier l'EPRI, qui se résument à trois étapes essentielles :

1. Établir la base de données des câbles surveillés ;
2. Caractériser leur environnement de service, les facteurs de stress et de vieillissement ;
3. Choisir le mode de surveillance adapté aux câbles et aux conditions d'environnement.

La première étape consiste à identifier l'ensemble des câbles HTA installés sur les sites, et à relever leurs caractéristiques : repère, tenant, aboutissant, longueur, section, constructeur, référence, etc.

Cette démarche a été réalisée entre 2012 et 2015 sur le Parc, en réalisant des relevés in situ qui ont permis de recueillir les caractéristiques de 14 500 câbles HTA. L'ensemble des informations relatives aux câbles HTA est collecté nationalement dans une base de données « CABLES HTA ».

Les câbles HTA sont regroupés par « Lot ». Un lot est un ensemble de câbles regroupant une population homogène de câbles, présentant des caractéristiques intrinsèques communes. Le lotissement est déterminé d'après le constructeur, la référence, la nature de l'isolant (PVC, PRC, ...), la géométrie du câble (unipolaire, tripolaire), etc.

---

<sup>37</sup> AIEA, Assessing and managing cable ageing in Nuclear Power Plants – N° NP-T-3-6, 2012.

<sup>38</sup> EPRI 3002000557 (Plant Engineering, Aging management Program Guidance for Medium-Voltage Cable Systems for Nuclear Power Plants, Revision 1, 2013); EPRI 1020804 (Plant support engineering: Aging Management development Guidance for ac and dc low-Voltage power cable systems for Nuclear Power Plants, 2010); EPRI 1021629 (Plant support engineering: Aging Management Program development Guidance for Instrument and Control Cable systems for Nuclear Power Plants, 2010).

Certains types de câbles similaires peuvent être regroupés (type 1x400mm<sup>2</sup> et 1x630mm<sup>2</sup>), mais il est nécessaire de différencier les câbles avec des architectures différentes (typiquement unipolaire et tripolaire) susceptibles d'engendrer des mécanismes de vieillissement différents.

L'année de fabrication est également un critère, particulièrement si une gamme de câbles a été fabriquée sur une longue période (la formulation des matériaux polymères a pu évoluer au fil des années).

Cette démarche conduit à retenir environ 10 à 15 lots de câbles par site.

Tous les câbles d'un même lot ayant des caractéristiques similaires, on peut considérer que le vieillissement d'un lot est homogène. Il est ainsi possible d'estimer le vieillissement d'un lot en réalisant des contrôles par échantillonnage.

La deuxième étape consiste à identifier les contraintes d'exploitation susceptibles d'accélérer le vieillissement des câbles HTA. Ces contraintes sont les suivantes :

- Les contraintes d'environnement (température, humidité, dosimétrie...) : Pour être exhaustive, l'identification de ces contraintes nécessite un contrôle visuel de l'ensemble des câbles HTA, sur toute leur longueur, en repérant les zones à risque, ou potentiellement à risque.
- Les contraintes d'utilisation (surcharge, court-circuit...) : La principale contrainte d'utilisation concerne la possible surcharge d'un câble du fait de son dimensionnement, générant un échauffement anormal du câble qui accélère son vieillissement.
- Il est également recherché les diverses contraintes exceptionnelles subies par les câbles, telles que les surtensions accidentelles ou les forts transitoires de courant.

Les câbles HTA sont alors classés en deux catégories :

- Les câbles « non soumis à contrainte » : Il s'agit des câbles dont les conditions d'installation, d'exploitation et l'historique sont conformes aux hypothèses de conception. Leur tenue et leur qualification ne sont pas remises en cause. La maintenance préventive de ces câbles consiste principalement à vérifier périodiquement cette conformité aux conditions d'études.
- Les câbles « soumis à contrainte » : Ce sont les câbles soumis à un environnement plus contraignant (température, irradiation, humidité), les câbles ayant fait l'objet d'une réparation, les câbles installés avec un rayon de courbure trop faible, surchargés, etc... Les câbles HTA K1<sup>39</sup> sont classés par défaut dans cette catégorie en raison de l'enjeu sûreté associé. Ces câbles sont contrôlés au titre de la maintenance préventive afin de garantir leur fonctionnalité (voir § 3.1.3.1). Ils servent de « câbles témoins » pour chaque lot de câbles.

### 3.1.1.3.2 Les câbles BT

Il n'existe pas de risque à court et moyen terme sur la fonctionnalité des câbles BT. Aucun défaut notable n'est constaté actuellement sur le Parc en exploitation, venant confirmer ce que constatent les exploitants étrangers. Seuls des câbles BT qui seraient soumis à des conditions d'exploitation contraignantes (température, irradiation, humidité) pourraient présenter une durée de vie réduite.

En raison du très grand nombre de câbles BT (plus de 20 000 par réacteur, soit plus de 1 350 000 câbles BT pour l'ensemble du Parc), il est illusoire de vouloir relever toutes les références des câbles.

La démarche qui a été retenue consiste donc à identifier les conditions d'exploitation contraignantes qui pourraient affecter la durée de vie des câbles, en travaillant à la maille de chaque local, sans entrer dans une identification individuelle de chaque câble.

---

<sup>39</sup> K1 : intérieur Bâtiment Réacteur, requis en conditions accidentelles.

Un contrôle visuel initial dans tous les locaux des câbles BT, et par la suite un contrôle visuel périodique dans les zones identifiées à « risque » sont prescrits (voir § 3.1.3.2).

Les câbles des zones contrôlées sont ensuite classés en trois catégories :

- « Sain » : Les câbles sont installés conformément aux spécifications de montage, et ne présentent visuellement aucun signe de dégradation.
- « Dégradé » : Les câbles présentent des anomalies vis-à-vis des conditions de montage, des dégradations ou des signes de vieillissement qui ne sont pas de nature à remettre en cause la disponibilité des matériels alimentés.
- « En écart » : Les câbles présentent des anomalies vis-à-vis des conditions de montage, des dégradations ou des signes de vieillissement susceptibles de remettre en cause la disponibilité des matériels alimentés, en situation normale ou accidentelle.

Ces catégories sont utilisées pour définir les câbles les plus contraints faisant l'objet d'un suivi spécifique. Le niveau de risque est évalué pour une période de dix ans (périodicité des contrôles) en prenant en compte une aggravation possible des défauts constatés.

Des contrôles par infrarouge des liaisons BT puissance sont également prescrits afin d'identifier les liaisons potentiellement surchargées, même s'il n'existe pas actuellement de REX négatif relatif à des câbles BT surchargés.

Pour affiner le suivi des câbles BT, il a été retenu de réaliser une cartographie des câbles BT installés, en relevant pour chaque famille (puissance, contrôle-commande et mesure) les références des câbles BT par sondage. Un programme de prélèvement pour expertise de câbles BT sur site a été défini sur la base de cette cartographie.

### 3.1.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT

Dans les paragraphes suivants, l'évaluation du vieillissement des câbles mis en place sur le Parc EDF en exploitation sont détaillés pour les trois catégories de câbles électriques suivantes<sup>40</sup>:

- Les câbles HTA,
- Les câbles BT,
- Les câbles coaxiaux utilisés sur les chaînes de mesure neutroniques (RPN).

Les mécanismes de vieillissement prépondérants affectant les câbles électriques sont liés au vieillissement des matériaux organiques (polymères) constitutifs des enveloppes isolantes et des gaines externes.

#### 3.1.2.1 CÂBLES HTA

Le REX d'exploitation et les études réalisées par EDF R&D montrent que les principaux mécanismes de vieillissement pouvant affecter les câbles HTA du Parc en exploitation sont les suivants :

##### 1. La migration d'adjuvant

---

<sup>40</sup> Il a été choisi de ne pas se limiter aux câbles HTA et BT exploités en conditions contraignantes puisque la maîtrise du vieillissement mise en place sur les sites EDF concerne l'ensemble des câbles directement affectés à l'installation de production.

Certains additifs présents dans les polymères, tels que les plastifiants utilisés dans les formulations de PVC, sont susceptibles de migrer au cours du temps, par exsudation ou par évaporation. Un cas typique est celui de l'exsudation des plastifiants de type phtalate ou phosphate présents dans le PVC.

La perte des adjuvants entraîne la perte des propriétés qu'ils apportaient. Concernant le PVC, la migration des plastifiants conduit à une modification des caractéristiques mécaniques, et dans certains cas à des baisses d'isolement.

À ce jour, les différentes études réalisées, complétées par les résultats d'expertise de câbles prélevés sur site, ont montré que la durée de vie, retenue pour la qualification, des câbles concernés, n'est pas remise en cause.

## *2. Les arborescences liées à la présence d'humidité*

Pour les câbles HTA dont l'isolant est constitué d'une base Polyéthylène (isolant PRC), la combinaison humidité et champ électrique provoque des réactions électrochimiques conduisant à l'apparition de microfissures, puis progressivement à la formation d'arborescences d'eau dans les isolants. Ces arborescences peuvent conduire à terme au claquage.

En lien avec ce phénomène, le retour d'expérience international indique depuis dix ans quelques défaillances de câbles HTA soumis à un environnement humide. EDF a fait le choix de ne pas enterrer les câbles, les préservant ainsi de la présence d'eau. Néanmoins, les câbles HTA transitant en galeries ou en caniveau peuvent ponctuellement être soumis à des conditions humides. Les dispositions mises en place par les programmes de maîtrise du vieillissement permettent de détecter de telles conditions, et de renforcer la surveillance des câbles concernés.

## *3. La déshydrochloruration*

Il s'agit du mode de dégradation principal du PVC. Il est initié par la température, en conditions aérobie ou anaérobie (absence d'oxygène), et touche donc également les matériaux confinés tels que les isolants des câbles.

Le phénomène de déshydrochloruration consiste en la formation de doubles liaisons Carbone-Carbone et d'acide chlorhydrique (HCl) suite au départ d'atomes de Chlore et d'Hydrogène présents dans le PVC.

Ce phénomène est la principale cause des baisses d'isolement qui ont été observées sur plusieurs sites sur des câbles HTA K3/NC unipolaires à isolation PVC.

Les premières études menées par EDF R&D sur les câbles HTA à isolation PVC présentant des baisses d'isolement ont débuté dans les années 90. Ces études ont permis de montrer que malgré la baisse d'isolement avérée, les câbles HTA conservent une tenue diélectrique résiduelle satisfaisante, permettant de garantir leur tenue en exploitation.

À partir de 2008-2009 des études ont été réalisées sur des câbles HTA vieilliss artificiellement sous contrainte thermique et électrique, pour analyser l'évolution dans le temps de la baisse d'isolement. Aucune évolution de l'isolement des câbles testés n'a été observée.

Pour progresser dans la compréhension de ces phénomènes, un programme préventif de prélèvement pour expertise a été lancé sur une série de câbles HTA présentant ces baisses d'isolement.

L'ensemble des études réalisées confirment que les baisses d'isolement observées sont bien liées au phénomène de déshydrochloruration, et que ces baisses d'isolement n'impactent pas l'aptitude de ces câbles HTA à assurer leur fonction électrique, ni leur durée de vie.

## *4. L'oxydation*

Pour les câbles constitués de polymères à base de Polyéthylène (isolants PRC, EPR et SH), le mode prépondérant de dégradation est l'oxydation. Le mécanisme d'oxydation se produit au niveau moléculaire.

Il se traduit par la production de composés appelés hydroperoxydes dont la décomposition, liée à leur instabilité, dégrade les caractéristiques du matériau.

La température (thermo-oxydation) et l'irradiation (radio-oxydation) sont des facteurs influant sur le phénomène d'oxydation, en particulier sur sa cinétique.

Pour inhiber, ou tout du moins ralentir la dégradation liée à l'oxydation, des stabilisants (antioxydants) sont utilisés dans les formulations des matériaux polymères.

Les réactions chimiques d'oxydation du polymère ont des conséquences sur les caractéristiques « macroscopiques » du matériau (isolement, diélectrique, allongement à la rupture, ...).

À ce jour, les résultats des expertises de câbles prélevés sur site montrent que tous les câbles sont encore, après plus de 30 ans d'exploitation, dans la première phase de vieillissement vis-à-vis de l'oxydation : la consommation des antioxydants. Aucun impact sur les propriétés macroscopiques des matériaux polymères (allongement à la rupture) et électriques n'est mis en évidence.

#### *5. Le vieillissement des têtes de câbles HTA*

Une augmentation de la résistance de connexion peut apparaître pour les câbles de puissance et provoquer un échauffement localisé à l'extrémité du câble. Il peut s'agir entre autres d'une augmentation de la résistance de contact entre l'âme aluminium d'un câble HTA et la cosse sertie sur cette âme, en raison de la formation d'une couche d'alumine. L'échauffement localisé induit un vieillissement prématuré de l'isolant, qui est alors fragilisé. Il peut alors se fissurer lors de manipulations telles que les opérations de déconnexion-reconnexion des moteurs HTA.

Ce phénomène est à l'origine de quelques claquages de câbles HTA NC, observés depuis 2010 sur le Parc en exploitation (palier 900 MWe principalement). Des contrôles ont été mis en place afin d'éviter de nouveaux claquages (voir § 3.1.3.1).

#### *6. Conclusion*

Le REX relatif aux câbles HTA du Parc en exploitation est très favorable. Les quelques événements mineurs présentés ci-dessus, ainsi que des éléments de REX international, ont conduit EDF en 2011 à définir un programme de surveillance des câbles électriques HTA visant à :

- Renforcer la surveillance des câbles électriques, afin de s'assurer qu'ils sont installés et exploités dans des conditions optimales permettant de garantir leur durée de vie, dans la perspective d'une poursuite de fonctionnement jusqu'à 60 ans.
- Améliorer le diagnostic sur l'état des câbles, afin de pouvoir détecter tout problème potentiel de vieillissement et engager si nécessaire des actions préventives de remplacement

Les actions engagées sont conformes aux recommandations internationales et particulièrement aux guides de l'EPR1 publiés depuis 2010. Elles sont détaillées dans le § 3.1.3.1.

### **3.1.2.2 CÂBLES BT**

Les câbles BT sont potentiellement soumis aux mêmes mécanismes de vieillissement que les câbles HTA, à l'exception des phénomènes d'arborescence car les contraintes diélectriques mises en jeu sont trop faibles pour induire ce type de vieillissement.

Sur le Parc en exploitation, aucun défaut notable n'est constaté actuellement sur les câbles BT, venant confirmer ce que constatent les exploitants étrangers. Il n'existe pas de risque à court et moyen terme sur les câbles BT. Seuls des câbles soumis à de très fortes contraintes (humidité, température, irradiation) sont susceptibles d'avoir une durée de vie réduite.

En conséquence, la surveillance des câbles BT a été mise en place dans un deuxième temps (câbles HTA jugés prioritaires) et se résume essentiellement à des contrôles visuels permettant de détecter les conditions d'exploitation contraignantes et les premiers signes visibles de vieillissement des câbles (voir § 3.1.3.2).

### **3.1.2.3 CÂBLES COAXIAUX RPN**

Les câbles coaxiaux utilisés sur les chaînes de mesure du flux neutronique sont de deux types (voir figure 10):

- Les câbles coaxiaux minéraux

Ces câbles sont constitués d'éléments métalliques et minéraux par nature peu sensibles au vieillissement, et d'un surgainage extérieur en matériau polymère (PRS<sup>41</sup> ou scotch 27) réalisant l'isolation « masse/blindage ».

Ils sont utilisés à l'intérieur du BR, entre la Plaque Porte Connecteur (PPC) et la sortie du puits de cuve sur le palier CPY, et entre la PPC et la traversée électrique d'enceinte sur le palier N4.

- Les câbles coaxiaux organiques

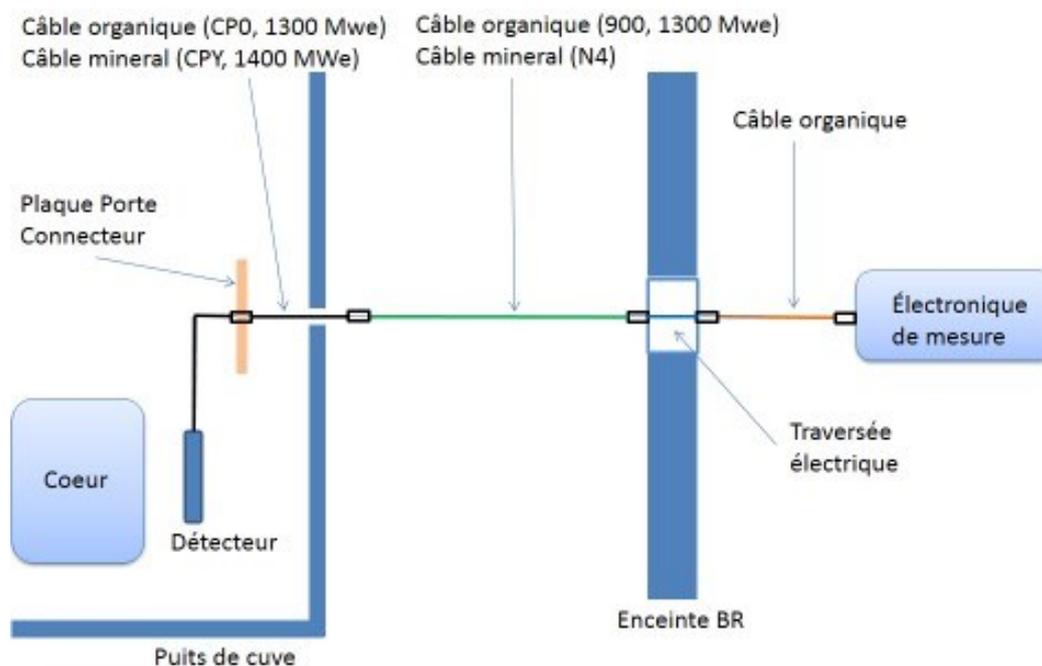
Deux grands types de câbles coaxiaux organiques qualifiés K2 sont utilisés :

- Les câbles coaxiaux de type « CP » constitués d'un isolant à base de polyéthylène et d'une gaine PVC ;
- Les câbles coaxiaux de type « CZ », constitués d'un isolant à base de polyéthylène et d'une gaine en CSPE (Hypalon).

Ils sont utilisés à l'extérieur du BR sur tous les réacteurs du Parc EDF. Ils sont également utilisés à l'intérieur du BR, en dehors du puits de cuve sur les paliers 900 et 1300 MWe, et entre la PPC et la sortie du puits de cuve sur les paliers CP0 et 1300 MWe.

---

<sup>41</sup> Polyéthylène Réticulé Silane.



**Figure 10 – Utilisation des câbles coaxiaux minéraux et organiques sur les chaînes de mesure RPN des différents paliers**

Les examens et mesures réalisés au titre de la maintenance préventive (voir §3.1.3.3) permettent de détecter les défauts induits par un vieillissement prématuré des câbles coaxiaux.

Pour les câbles coaxiaux minéraux, un seul mécanisme de vieillissement avéré a été relevé en exploitation. Il concerne la gaine externe (PRS ou scotch 27) des câbles coaxiaux minéraux exploités à l'intérieur du puits de cuve. Celle-ci se dégrade à long terme sous l'effet de l'irradiation et de la température. Cette dégradation conduit au non-respect du critère d'isolement entre le blindage du câble et la masse.

En cas de dégradation de la gaine externe des câbles minéraux (Scotch 27 ou PRS) provoquant un défaut d'isolement masse/blindage, la réparation est possible par marouflage au scotch 27 ou en utilisant du ruban Raychem de type WCSF. Le remplacement des liaisons minérales est également possible, en cas de difficulté de réparation au scotch 27 (opération dosante).

Pour les câbles coaxiaux organiques exploités en extérieur BR et en intérieur BR hors puits de cuve, le retour d'expérience est très favorable puisque les défauts d'isolement relevés sont très rares.

Les câbles coaxiaux organiques étant constitués de matériaux polymères d'une nature proche<sup>42</sup> de celle des câbles BT « classiques », les études R&D réalisées sur les matériaux tels que le Polyéthylène, l'HYPALON et le PVC sont valorisables. Ces études R&D ont montré l'aptitude de ces matériaux polymères à conserver leur fonctionnalité au-delà de 40 ans d'exploitation dans des conditions d'ambiance conformes au RCC-E<sup>43</sup>. Pour consolider cette démonstration, des câbles coaxiaux

<sup>42</sup> Le fabricant des câbles coaxiaux des paliers 900 et 1300 MWe (PRECICABLE) a également fourni pour ces paliers des câbles Contrôle et Mesure constitués de PVC qualifiés K2 à la dose standard de 250 kGy.

<sup>43</sup> RCC-E : Règles de Conception et de Construction de matériels Electriques des îlots nucléaires.

organiques ont été prélevés en 2016 et 2017 afin d'être expertisés. Les résultats de ces expertises, visant à confirmer le bon comportement des câbles coaxiaux organiques, seront disponibles courant 2018.

En ce qui concerne les câbles organiques exploités à l'intérieur du puits de cuve, un vieillissement de la gaine externe est observé (durcissement avec parfois apparition de fissures) après environ 20 ans d'exploitation sous l'effet de la température et de l'irradiation, conduisant à des défauts d'isolement masse/blindage. Ils sont remplacés environ tous les 20 ans en fonction des résultats des contrôles réalisés (voir § 3.1.3.3).

### **3.1.3 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, D'ESSAIS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION**

#### **3.1.3.1 CÂBLES HTA**

Le programme de surveillance des câbles HTA engagé depuis 2011, conformément aux recommandations internationales, s'appuie sur les activités suivantes :

- La constitution d'une base de données recensant les 14500 câbles HTA installés sur le Parc.
- La réalisation d'un contrôle visuel initial de tous les câbles HTA, visant à détecter les zones de cheminement à risque.
- La fourniture aux sites de valises de diagnostic permettant des mesures de « Tangente Delta » et de « Décharges Partielles ».
- La mise en application d'un programme de maintenance préventive des câbles HTA, prescrivant le contrôle périodique par échantillonnage des câbles HTA, à l'aide des valises de diagnostic.

La démarche de contrôle par échantillonnage des câbles HTA est la suivante :

- Les câbles d'un réacteur sont recensés exhaustivement. La liste des câbles et de leurs caractéristiques est enregistrée dans une base de données « CABLES HTA ».
- Ces câbles sont rassemblés par « lots » selon leurs caractéristiques (voir § 3.1.1.3.1).
- Pour chaque lot, un échantillon de câbles « soumis à contrainte » est contrôlé.
- Des mesures de diagnostic sont réalisées périodiquement sur chaque câble de l'échantillon.
- Les résultats des mesures permettent de définir un niveau de risque pour chaque lot de câbles. Les lots à « risque faible »<sup>44</sup> ou à « risque modéré » font l'objet d'un suivi spécifique. Les lots de câbles à « risque élevé » font l'objet de mesures correctives (réparation ou remplacement si nécessaire).
- La base de données est mise à jour périodiquement en réévaluant les niveaux de risque.

Une vérification du dimensionnement des câbles HTA a également été réalisée. Aucune surcharge notable de câbles HTA n'a été relevée sur le palier 900. La même démarche a été engagée sur les paliers 1300 et 1450 MWe.

Pour conforter l'absence de risque sur des câbles HTA exploités dans des conditions conformes au RCC-E et pour valider les résultats des études prédictives de durée de vie, un programme de prélèvements pour expertise de câbles HTA a été initié en 2011. Ce programme vise à couvrir l'ensemble des gammes de câbles à isolation PVC, PRC et EPR (K1). Seuls les câbles SH, plus récents (palier 1450 MWe et EPR) ne sont pas encore couverts par ce programme mais le seront à terme.

---

<sup>44</sup> Les niveaux de risque sont définis selon les critères retenus pour les mesures de tangente delta et décharges partielles (§3.1.1.2.1).

Les résultats des expertises réalisées à ce jour confirment le très bon comportement des câbles (voir § 3.2.1).

Concernant le vieillissement des têtes de câbles HTA, plusieurs types de contrôles ont été mis en place sur site lors des opérations de déconnexion/reconnexion des moteurs HTA :

- Contrôle visuel des têtes de câbles,
- Mesures de tangente delta,
- Contrôle de la température des têtes de câble.

Le contrôle de température est réalisé par une pose systématique de bandelettes de température sur les têtes de câbles des moteurs HTA. Un contrôle de la tête de câble (et si nécessaire une réfection) est demandée en cas d'élévation notable de la température relevée par ces bandelettes.

Suite à la mise en place des mesures de tangente delta en 2015, plusieurs claquages ont été évités, confirmant l'intérêt de ces contrôles.

### **3.1.3.2 CÂBLES BT**

Aucune méthode de diagnostic simple à mettre en œuvre ne fait consensus pour la surveillance du vieillissement des câbles BT (malgré un groupe de travail récent de l'AIEA<sup>45</sup> sur ce sujet auquel a participé EDF R&D). Les câbles BT ne présentant pas de risque dans le cadre d'une extension de la durée de fonctionnement des réacteurs, sauf en cas de très forte contrainte, la surveillance des câbles BT se résume donc essentiellement à des contrôles visuels permettant de détecter ces contraintes, et les premiers signes visibles de vieillissement des câbles (décoloration, craquelures, ...).

Le programme de maintenance préventive mis en place sur le Parc EDF prescrit :

- Le contrôle visuel initial de tous les locaux, visant à identifier les zones de contraintes, et l'état des câbles et des chemins de câbles ;
- Un contrôle visuel périodique, tous les dix ans, des zones de contraintes identifiées lors du contrôle initial ;
- Des contrôles thermographiques, réacteur en puissance, visant à rechercher d'éventuels câbles de puissance surchargés<sup>46</sup>.

Le contrôle visuel permet la détection des principaux symptômes de vieillissement ou de dégradation visibles sur la gaine extérieure du câble (décoloration, changement d'aspect, fissures, faïençages, etc.)

Le contrôle visuel concerne également les chemins de câbles, avec la vérification de l'absence de corrosion des structures métalliques et de leurs fixations, de l'état des mises à la terre, des fixations des câbles.

Le contrôle visuel permet d'identifier les conditions d'ambiance contraignantes susceptibles d'accélérer le vieillissement des câbles : température ambiante élevée, proximité d'une tuyauterie haute température, humidité (voire inondation), forte dosimétrie, etc.

---

<sup>45</sup> AIEA CRP (Coordinated Research Project) engagé en 2013. Dans le cadre de ce CRP, le document intitulé « Condition monitoring, and management of ageing of low voltage cables in nuclear power plant life management » a été publié en novembre 2017.

<sup>46</sup> Il n'est pas envisageable de faire la vérification dimensionnelle unitaire de plus de 3000 câbles BT puissance sur chaque réacteur. La solution retenue est donc la réalisation de contrôles thermographiques sous les tableaux de puissance, visant à détecter d'éventuels câbles surchargés.

Une procédure précise la nature exacte des contrôles à réaliser (avec en annexe de cette procédure, une fiche de contrôle à remplir pour chaque local ou chaque zone de contrainte).

Les câbles sont classés en trois catégories : « sains », « dégradés » ou « en écart » (voir § 3.1.1.3.2), afin de définir les câbles qui feront l'objet d'un suivi spécifique.

Chaque site réalise un contrôle visuel périodique :

- tous les 4 arrêts pour rechargement, un contrôle visuel des câbles situés à proximité immédiate des vannes d'isolement vapeur ;
- tous les dix ans, un contrôle visuel des zones de contrainte identifiées lors de la visite initiale, de tous les câbles classés dégradés (ou en écart non encore corrigé) ;
- tous les dix ans, des câbles surchargés.

Pour conforter l'absence de risque sur les câbles BT exploités dans des conditions conformes à la qualification initiale, un programme de prélèvements de câbles BT K3/NC a été élaboré sur la base de la cartographie des câbles BT réalisée par sondage. L'objectif est toujours de couvrir les différentes gammes (fabricants) de câbles BT présentes sur site, et de différencier les trois familles de câbles BT (puissance, contrôle-commande et mesure).

Pour les câbles de contrôle-commande et de mesure, ceux-ci n'étant pas soumis à des contraintes thermiques liées à la charge, on privilégie les câbles déposables réacteur en puissance, voire des câbles désaffectés.

Pour les câbles BT K1 (représentant moins de 5% des câbles BT installés, mais nécessitant un suivi spécifique du fait de l'enjeu sûreté associé), il n'a pas été retenu de s'appuyer sur une cartographie précise des câbles installés car les câbliers qualifiés sont peu nombreux. Pour les paliers 900 et 1300 MWe, seules trois gammes de câbles ont été qualifiées : un programme de prélèvement spécifique aux câbles K1 BT vise à couvrir ces trois gammes de câbles.

### **3.1.3.3 CÂBLES COAXIAUX RPN**

Le programme de surveillance des câbles coaxiaux de mesure du flux neutronique s'appuie sur les examens et mesures suivants, réalisés au titre de la maintenance préventive des chaînes de mesure RPN :

- contrôle visuel de l'état des câbles au niveau des puits de cuve ;
- mesure d'isolement âme/blindage ;
- mesure d'isolement blindage/masse ;
- contrôle de l'état des câbles par réflectométrie ;
- mesures de continuité.

Ces contrôles sont effectués a minima tous les quatre arrêts pour rechargement. Ils permettent de détecter les défauts induits par un vieillissement prématuré des câbles coaxiaux. Le cas échéant, les solutions de réparation ou de remplacement sont identifiées.

Comme pour les câbles électriques BT, des prélèvements de câbles coaxiaux organiques sur site ont été réalisés hors puits de cuve pour expertise afin de confirmer le bon comportement de ces câbles et leur aptitude à conserver leur fonctionnalité au-delà de 40 ans d'exploitation.

### 3.1.4 ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES POUR LES CÂBLES ÉLECTRIQUES

#### 3.1.4.1 CÂBLES HTA

Aucun remplacement massif de câbles HTA n'est envisagé à titre préventif : seuls des câbles HTA qui seraient soumis à des conditions d'exploitation contraignantes (humidité, température, irradiation) seraient susceptibles d'être remplacés sur la période d'exploitation des réacteurs.

Le suivi des câbles en exploitation permet l'identification des câbles HTA soumis à de telles conditions et la vérification de leurs caractéristiques électriques (mesures de tangente delta et décharges partielles). En cas de vieillissement ponctuel avéré, il est procédé au remplacement du câble sur toute sa longueur ou par tronçons.

#### 3.1.4.2 CÂBLES BT

Comme pour les câbles HTA, aucun remplacement massif de câbles BT n'est envisagé à titre préventif : seuls des câbles BT soumis à des conditions d'exploitation contraignantes seraient susceptibles d'être remplacés sur la période d'exploitation des réacteurs. Le suivi des câbles en exploitation permet l'identification des câbles BT soumis à de telles conditions. En cas de vieillissement ponctuel avéré, il est procédé au remplacement du câble sur toute sa longueur ou par tronçons.

À titre d'exemple, un cas très ponctuel de sous-dimensionnement initial a été rencontré sur les câbles d'alimentation des chaufferettes des pressuriseurs. La centaine de câbles concernés est en cours de remplacement préventif. Certains de ces câbles présentent visuellement des signes notables de dégradation. Pour autant, aucune défaillance n'a été constatée sur ces câbles, malgré une surcharge théorique allant jusqu'à 150%, confirmant les marges importantes existant sur les câbles BT issus de spécifications techniques exigeantes.

#### 3.1.4.3 CÂBLES COAXIAUX RPN

L'aptitude des câbles coaxiaux minéraux à assurer leur fonction n'est pas remise en cause. La réparation du surgainage organique (PRS ou Scotch 27) des câbles coaxiaux minéraux étant une opération dosante et coûteuse<sup>47</sup>, et en raison d'une obsolescence touchant le PRS, des liaisons triaxiales entièrement minérales ont été qualifiées par EDF en 2013. Suite à cette qualification, le remplacement des liaisons sera progressivement effectué à partir de 2017 :

- Sur les paliers 900 et 1300 MWe, le remplacement des liaisons des chaînes de mesure neutroniques intermédiaires est planifié sur la période 2017 – 2026,
- Sur le palier 1450 MWe, le remplacement de l'ensemble des liaisons des chaînes de mesure neutroniques est planifié sur la période 2017 – 2029.

Les liaisons coaxiales organiques RPN exploitées en dehors du puits de cuve ne font pas l'objet à ce jour d'actions préventives et correctives, en raison du REX favorable relevé sur ces liaisons et des résultats des études prédictives de durée de vie relatives aux matériaux polymères les constituant.

Les liaisons coaxiales organiques exploitées à l'intérieur du puits de cuve (palier CP0 et 1300 MWe), soumises à de fortes contraintes (température, irradiation) sont remplacées en fonction des résultats de la surveillance mise en place (voir § 3.1.3.3) environ tous les 20 ans (périodicité constatée).

---

<sup>47</sup> Cette réparation nécessite dans certains cas l'ouverture des chemins de câbles sur toute leur longueur, y compris l'ouverture des protections incendie.

## 3.2 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES

### 3.2.1 CÂBLES HTA

Le REX faisant suite à la mise en place du programme de maîtrise de vieillissement des câbles HTA sur les sites EDF est à ce jour positif.

Seuls deux défauts sur des câbles HTA, liés à des conditions environnementales contraignantes, ont été identifiés :

- En février 2012, sur un réacteur 1300 MWe, un claquage a eu lieu sur un câble de liaison entre le transformateur auxiliaire et la chaudière auxiliaire, dans une zone humide de cheminement en caniveau.
- En novembre 2015, sur un réacteur 900 MWe, les mesures de Tangente Delta effectuées sur des câbles HTA d'alimentation des chaudières auxiliaires donnent des valeurs très supérieures aux critères admissibles. Le vieillissement prématuré de ces câbles est lié à une forte surcharge et aux contraintes thermiques des chaudières.

En ce qui concerne le vieillissement des têtes de câbles HTA, les dispositions mises en place ont permis d'éviter plusieurs claquages, confirmant l'intérêt des contrôles réalisés.

Les études prédictives réalisées par EDF R&D, sur les différents matériaux isolants constitutifs des câbles HTA (PVC, PRC, EPR) concluent qu'une exploitation de ces câbles au-delà de 40 ans dans des conditions d'ambiance conformes au RCC-E ne pose pas de difficulté particulière.

Les expertises effectuées sur les câbles HTA prélevés sur site ont confirmé le bon état général des câbles. Au total 12 câbles HTA K3/NC<sup>48</sup> et 2 câbles HTA K1 (RRA) ont été prélevés et expertisés à ce jour sur les paliers 900 et 1300 MWe.

Pour l'ensemble de ces câbles prélevés, les résultats des analyses montrent une absence d'évolution significative de leurs propriétés après plus de 30 à 35 années d'exploitation sur site. Les caractéristiques mécaniques des matériaux polymères restent dans la plage des valeurs requises à l'état neuf et sont donc très largement supérieures au critère de fin d'état qualifié des câbles (50% d'allongement à la rupture).

Tous les isolants caractérisés (EPR pour les câbles K1, PVC ou PRC pour les câbles K3) comportent toujours, après 30 à 35 ans d'exploitation, des espèces stabilisantes, les protégeant de l'oxydation (isolants EPR et PRC) et de la déshydrochloruration (isolant PVC).

Les analyses microscopiques (mesures infrarouges dans l'épaisseur des matériaux) sont, à ce stade du vieillissement, les seules à pouvoir mettre en évidence un début de consommation de ces espèces stabilisantes, phénomène « attendu » après 30 à 35 ans d'exploitation. Elles montrent que les matériaux polymères constitutifs des câbles se trouvent encore dans la première phase du vieillissement : consommation des espèces stabilisantes. Les propriétés macroscopiques (allongement à la rupture) et électriques ne sont pas affectées.

Ces résultats confirment que les câbles électriques HTA exploités dans des conditions normales de température, humidité et irradiation, présentent un bon comportement. Ces résultats viennent conforter les résultats des études R&D qui concluent à l'aptitude des câbles HTA à conserver leur fonctionnalité au-delà de 40 ans d'exploitation.

---

<sup>48</sup> K3 : extérieur Bâtiment Réacteur, requis en conditions accidentelles / NC : non classé.

### 3.2.2 CÂBLES BT

Les contrôles visuels prescrits pour les câbles BT seront réalisés sur la période 2017-2019.

Comme pour les câbles HTA, les études prédictives de durée de vie réalisées par EDF R&D, concluent qu'une exploitation des câbles BT au-delà de 40 ans dans des conditions conformes au RCC-E ne pose pas de difficulté particulière.

À ce jour, deux câbles K1 BT ont été prélevés (sur le système RRA<sup>49</sup>) et expertisés, dont un a été exploité pendant plus de 30 ans et soumis à une dose d'irradiation de vieillissement cumulée de 58kGy.

Les résultats des analyses sont identiques à ceux obtenus pour les câbles HTA :

- Les propriétés des matériaux polymères n'ont pas évolué significativement après plus de 30 années d'exploitation sur site. Les caractéristiques mécaniques sont proches de celles requises à l'état neuf, et toujours très largement supérieures au critère de fin d'état qualifié des câbles ;
- Les espèces stabilisantes sont toujours présentes dans les isolants EPR, les protégeant de l'oxydation ;
- Les analyses microscopiques (mesures infrarouges dans l'épaisseur des matériaux) sont, à ce stade du vieillissement, les seules à pouvoir mettre en évidence un début de consommation des antioxydants. Elles montrent que les matériaux polymères se trouvent encore dans la première phase du vieillissement : consommation des antioxydants. Les propriétés macroscopiques (allongement à la rupture) et électriques ne sont pas affectées.

Aucun impact notable de la dose d'irradiation cumulée vue par le câble K1 BT n'a pu être identifié sur les caractéristiques des matériaux polymères le constituant.

Ces résultats confirment le très bon comportement des câbles BT exploités dans des conditions normales de température, humidité, et irradiation. Ces câbles sont aptes à conserver leur fonctionnalité au-delà de 40 ans d'exploitation.

### 3.2.3 CÂBLES COAXIAUX RPN

Le REX relatif aux câbles coaxiaux minéraux est favorable. Le remplacement progressif de ces liaisons par des liaisons minérales triaxiales sera effectué à partir de 2017 (sur les chaînes neutroniques intermédiaires pour les paliers 900-1300 MWe, sur toutes les chaînes neutroniques pour le palier 1450 MWe) afin de s'affranchir des opérations de réparation du surgainage par marouflage au scotch 27 (opération dosante et coûteuse).

Le REX relatif aux câbles coaxiaux organiques exploités hors puits est très favorable (défauts d'isolement très rares).

Seuls les câbles coaxiaux organiques exploités à l'intérieur du puits de cuve présentent après une vingtaine d'année d'exploitation des signes de vieillissement de la gaine externe sous l'effet de la température et de l'irradiation. Ces câbles sont remplacés en fonction de la surveillance mise en place selon une périodicité d'environ 20 ans.

---

<sup>49</sup> RRA : Réfrigération à l'arrêt.

## **3.3 MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CÂBLES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

### **3.3.1 LE CEA**

#### **3.3.1.1 CHAMPS D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

La surveillance des câbles électriques pour les réacteurs de recherche du CEA est assurée par le contrôle de l'isolement des câbles des mesures neutroniques des systèmes de contrôle neutronique de sûreté et de ceux relatifs à la détection de rupture de gaine (DRG). La mesure de l'isolement (évolution du courant de fuite) permet de suivre le vieillissement du câble et de sa connectique.

Les câbles ne sont soumis ni à des sollicitations mécaniques, ni à des projections de produits chimiques, ni à des agressions externes susceptibles de les dégrader. Le réseau basse tension est surveillé par des systèmes de contrôle permanent d'isolement (CPI) et des disjoncteurs différentiels. Ces systèmes détectent des défauts d'isolement généraux du réseau et ne sont pas uniquement affectés à la surveillance du vieillissement des câbles.

Sur le réacteur RJH, les câbles potentiellement soumis à une irradiation ambiante sont spécifiés en s'appuyant de manière pénalisante sur les qualifications réalisées par Electricité de France, décrites dans le Cahier des spécifications techniques des câbles électriques pour centrales nucléaires » (CST).

Sur le réacteur CABRI, les câbles sont en grande partie inaccessibles dans la mesure où ils cheminent à l'intérieur de caniveaux sous plusieurs couches de câbles ou sous fourreaux. Aucun câble ne chemine directement sur le sol.

#### **3.3.1.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Le contrôle de l'isolement de ces câbles de mesure détecteurs/châssis de conditionnement est réalisé lors de la maintenance annuelle effectuée par l'exploitant. La mesure de l'isolement (évolution du courant de fuite) permet de suivre le vieillissement du câble et de sa connectique.

Des contrôles partiels des câbles d'alimentation BT et de contrôle-commande (état visuel de l'isolant) sont réalisés tous les ans lors des visites réglementaires, les défauts sont alors signalés à l'exploitant dans les rapports d'intervention.

### **3.3.2 L'ILL**

#### **3.3.2.1 CHAMPS D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

Les performances et qualités des câbles doivent satisfaire aux exigences définies dans le référentiel de sûreté. Les câbles sont difficilement accessibles pour inspection mais des chambres de tirage permettent de les retirer de leur fourreau si nécessaire.

Les câbles de moyenne tension et les câbles de mesure (environ 100 câbles sur 100 m pour chacune des deux catégories) sont logés dans des fourreaux enterrés et ces cheminements disposent de chambres de tirage permettant de les retirer si nécessaire.

Les câbles d'arrivée haute tension (20 kV) cheminent dans des caniveaux et des fourreaux enterrés. Ils ne sont pas classés EIP et ont été remplacés récemment pour passer de 15 kV à 20 kV.

Dans le réacteur, tous les câbles doivent être non-propagateur d'incendies. Si certains câbles d'origine ne satisfont pas cette exigence, ils sont remplacés à l'occasion de travaux.

Les performances vérifiées sont les résistances de ligne, l'isolement, ainsi que l'étanchéité pour les câbles de traversée d'enclaustré.

### **3.3.2.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Les câbles EIP sont systématiquement contrôlés (contrôles visuels et mesure de résistance d'isolement). Les câbles nécessaires pour la disponibilité de l'installation sont contrôlés par sondage.

Les actions préventives consistent essentiellement à remplacer les câbles les plus anciens et ceux ayant subi des agressions (irradiation, sollicitations mécaniques,...). Les actions curatives consistent à réparer ou remplacer les câbles qui ne satisfont pas les performances prescrites.

Les contrôles ont mis en évidence quelques câbles devenus cassants, par vieillissement du matériau de gainage après une quarantaine d'année, par exposition au rayonnement gamma pour des prolongateurs de chambres neutroniques. Les câbles ayant dû être remplacés sont en nombre très réduits.

## **3.4 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CÂBLES ÉLECTRIQUES**

### **3.4.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES**

#### **3.4.1.1 PÉRIMÈTRE DE LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

Le périmètre retenu par EDF pour la maîtrise du vieillissement des câbles couvre l'ensemble des câbles présents ayant un rôle fonctionnel dans l'installation : les éléments apportés vont au-delà du périmètre de la spécification. La prise en compte de câbles non classés de sûreté permet d'accroître l'échantillon des câbles suivis et de prendre aussi en compte des conditions d'exploitation plus contraignantes.

Les familles de câbles proposées sont cohérentes avec celles proposées dans la spécification de WENRA (les câbles BT de puissance sont à rapprocher des câbles « medium voltage » de cette spécification).

En conclusion, l'ASN souligne le périmètre étendu des câbles faisant l'objet du programme de maîtrise de vieillissement au regard du requis (câbles classés).

#### **3.4.1.2 CÂBLES À ISOLANT POLYMÈRE**

##### **3.4.1.2.1 Évaluation du vieillissement**

Le programme de maîtrise du vieillissement des câbles à isolant en matériau polymère est plus détaillé pour les câbles du palier 900 MWe et 1300 MWe que pour les câbles plus récents (câbles installés sur le palier N4 ou sur l'EPR FA3).

La démarche de maîtrise du vieillissement est similaire : les différences des matériaux polymères se traduisent principalement par le suivi de marqueurs physico-chimiques différents (antioxydants, produits d'oxydation, liaisons C=C) et par des modélisations différentes des mécanismes de dégradation physico-chimique de ces polymères (réactions chimiques et constantes cinétiques associées). L'identification des phénomènes de vieillissement prépondérants a permis aux fabricants d'améliorer le comportement des câbles (amélioration des matériaux). L'application du programme de maîtrise du vieillissement permettra de confirmer cette amélioration.

Les modes de dégradation considérés par EDF n'appellent pas de remarque de l'ASN. Ces modes de dégradation ont été identifiés au travers :

- d'actions de R&D visant à étudier les dégradations physico-chimiques des matériaux polymères utilisés dans les centrales françaises (EPR, EP, EPDM, CSPE ou Hypalon, EVA, PVC et PRC),
- d'éléments de REX d'exploitation national ou international (exsudation de câbles PVC de certaines fournitures, claquage électrique sur connectiques HTA) ayant conduit à l'approfondissement d'actions de R&D prospectives sur ces sujets et à renforcer les programmes de surveillance.

Les phénomènes d'oxydation des isolants des câbles K1 (isolant EPR, EVA, EPDM, notamment) ont été considérés avec une attention particulière de la part d'EDF, des travaux de R&D ayant montré sur des matériaux à base de polyéthylène un phénomène d'auto-accélération de l'oxydation à partir d'une certaine concentration de produit d'oxydation. Le phénomène de déshydrochloruration a été considéré depuis le début des années 1990, des diminutions d'isolement électrique ayant été constatées sur certains câbles électriques fortement contraints en température des réacteurs du parc en exploitation.

EDF a également lancé en parallèle des travaux de modélisation importants visant à mieux apprécier les cinétiques des phénomènes de dégradation et à évaluer les marges vis-à-vis du phénomène redouté. **L'ASN souligne la bonne pratique d'EDF qui, en complément de l'utilisation du critère empirique d'élongation à la rupture, a développé une approche visant à disposer d'indicateurs précoces du vieillissement.**

#### 3.4.1.2.2 Activités de contrôle, d'essai, d'échantillonnage et d'inspection

EDF a mis au point des méthodes de caractérisations physico-chimiques des matériaux polymères (isolants et gaines) et des modèles visant à mieux caractériser les phénomènes d'oxydation. La plupart de ces analyses (IRTF, TIO/TIDC, notamment) sont réalisées sur câbles prélevés en exploitation, ce qui a nécessité d'identifier les câbles les plus contraints (température et irradiation) et d'identifier les différentes fournitures de câble (ces phénomènes dépendant de la formulation chimique de l'isolant).

Des mesures des caractéristiques mécaniques de l'isolant (allongement et contraintes à la rupture) sont réalisées pour vérifier l'absence de dégradation notable de ces caractéristiques et le maintien d'une élasticité suffisante du matériau.

Les phénomènes de vieillissement des zones de contact des connecteurs sont suivis en exploitation en préconisant des mesures de suivi de température des liaisons de puissance (thermographie ou bandelette thermosensibles) fortement sollicités. **Bien que s'agissant d'une mesure indirecte, l'ASN considère que les méthodes mises en œuvre sont conformes à l'état de l'art et satisfaisantes.**

Concernant les dégradations de l'isolant des liaisons de basse tension liées à des conditions d'exploitation particulières, EDF oriente actuellement ses travaux de R&D vers le développement de méthodes de diagnostics électriques non intrusives pouvant être mises en œuvre en exploitation. La difficulté réside dans la détection de défauts et leur localisation préalablement à la dégradation des caractéristiques électriques clés de la liaison (résistance d'isolement, continuité, notamment). Une analyse des différentes méthodes de surveillance a été réalisée dans le cadre du projet européen ADVANCE et des développements sont en cours sur ce sujet. Les caractéristiques principales des liaisons (continuité, résistance d'isolement) sont par ailleurs vérifiées au travers des essais périodiques des chaînes d'instrumentation, des liaisons de contrôle-commande et des chaînes de commande et d'alimentation des actionneurs électriques.

**L'ASN considère que ces travaux visant à développer et à déployer de nouvelles méthodes de diagnostic sur site pour les liaisons « basse tension » sont satisfaisants.**

L'ASN n'a pas d'autres remarques particulières concernant la prise en compte des modes de dégradation en termes d'actions de contrôle, d'essai, d'échantillonnage et d'inspection.

### 3.4.1.2.3 Actions préventives et correctives

#### REP 900 MWe et 1300 MWe

**À ce jour, l'ASN constate que les caractérisations réalisées sur les câbles prélevés sur site permettent d'avoir un niveau de confiance élevé sur leur aptitude à conserver leur fonctionnalité pour les 10 prochaines années.**

L'ASN note qu'EDF poursuit en parallèle de ces actions de caractérisation, le développement de méthodes visant à détecter des points singuliers sur les liaisons électriques basse tension (réflectométrie par exemple). Ces méthodes devraient être dans le futur utilisées en complément des méthodes susmentionnées pour localiser des dégradations dans des zones difficilement accessibles et soumises à des contraintes particulières (rayon de courbure, échauffement).

#### **Câbles K1 et K2 (EPR/Hypalon)**

Concernant les câbles EPR/Hypalon, au regard des résultats des caractérisations physico-chimiques réalisées sur des câbles prélevés sur site, l'ASN considère qu'aucun remplacement massif de ces câbles n'est nécessaire.

Toutefois, l'ASN estime que la consommation des antioxydants au niveau de l'isolant ainsi que la tenue long terme des liaisons K1 (en bâtiment réacteur) en conditions accidentelles (après plusieurs jours) restent à consolider. **Des prélèvements ponctuels sur les câbles de basse tension les plus contraints seront réalisés dans cette optique au-delà de la VD4.**

#### **Câbles de mesure coaxiaux à isolant polymère (rallonge des chaînes de mesure neutronique)**

Les liaisons RPN (câble coaxiaux) font l'objet de mesures de résistance d'isolement et de contrôle par réflectométrie visant à apprécier l'atténuation du signal impulsionnel transmis sur la liaison. Les résultats des caractérisations physico-chimiques (OIT, IRTF, densité) et mécaniques (allongement/contrainte à la rupture) des câbles de mesure prélevés sur site (résultats prévus en 2018) permettront de statuer sur leur aptitude au-delà de 40 ans d'exploitation. Ceci n'appelle pas de remarque de l'ASN.

#### **Câbles K3 et K2 (PVC/PVC et PRC/PVC)**

Concernant les câbles K3 et les câbles K2 HTA (isolant PVC ou PRC et gaine en PVC), le programme de suivi des liaisons HTA à « risque » (charge importante et environnement humide) proposé par EDF repose sur des mesures électriques (tangente delta et mesures de décharge partielles). Les critères de sanction retenus par EDF sont plus sévères que ceux préconisés par l'EPRI. L'ASN considère que les actions retenues par EDF sur les câbles HTA vont permettre d'identifier les câbles sensibles au risque de claquage électrique et d'en assurer un suivi régulier. Il note en outre que des contrôles additionnels sont actuellement prescrits pour vérifier le faible échauffement des têtes de câbles HTA. Les prélèvements réalisés sur des liaisons visent une couverture des différentes fournitures et des câbles les plus contraints, ils sont considérés comme adaptés.

#### **Câbles du palier N4**

Concernant les câbles K1/K2 et K3 à isolant sans halogène du palier N4, EDF prévoit des caractérisations sur prélèvement dans le cadre des VD2 N4 (20 ans d'exploitation). Les méthodes de caractérisation seront adaptées au type d'isolant employé (EVA-EPDM). L'ASN n'a pas de remarque à ce stade.

### 3.4.1.3 CÂBLES À ISOLANT MINÉRAL (RPN)

Les dégradations constatées sur les câbles à isolant minéral (alumine) sont liées principalement :

- à des procédures de maintenance inadaptées (serrage au niveau des connecteurs, notamment) qui tendent à dégrader l'état des connecteurs et à permettre l'entrée d'humidité au niveau de l'alumine,
- au vieillissement de matériaux polymères utilisés pour isoler la gaine métallique du câble du chemin de câble (limitation des perturbations électromagnétique).

Compte tenu des dégradations constatées, EDF a mis en œuvre :

- des nouveaux outillages utilisés en exploitation pour limiter les contraintes mécaniques lors des opérations de serrage des connectiques et préconise le remplacement systématique des joints (par un composant neuf) suite à des opérations de connexion/déconnexion. **L'ASN souligne cette bonne démarche** ;
- de nouvelles liaisons minérales (câbles triaxiaux) visant à s'affranchir des problématiques de vieillissement de matériaux polymères utilisés pour isoler la gaine métallique du câble du chemin de câble. **L'ASN considère cette démarche satisfaisante.**

### 3.4.1.4 EXPÉRIENCE DU CONTRÔLE RÉGLEMENTAIRE

En complément des inspections thématiques sur la maîtrise du vieillissement (voir paragraphe 2.7.1.1), l'ASN contrôle également la réalisation par EDF des actions permettant d'assurer la maîtrise du vieillissement des câbles électriques lors de ses inspections sur site consacrées à d'autres thèmes comme les systèmes électriques et de contrôle commande (environ 10 par an) ou la maintenance (environ 10 par an) et de ses visites de chantier pendant les arrêts de réacteur.

Par ailleurs, le contrôle des arrêts de réacteur (voir paragraphe 2.7.3) constituent également l'occasion pour l'ASN de vérifier les activités de maintenance et de résorption des écarts relatifs aux câbles électriques, notamment vis-à-vis de dégradations liées à des mécanismes de vieillissement.

### 3.4.2 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE

Le suivi du vieillissement des câbles électriques consiste principalement à suivre la résistance des lignes de mesure, la résistance d'isolement des câbles classés et à effectuer des contrôles partiels des câbles par inspection visuelle de l'état des isolants (cas de doute sur leur état de dégradation, friabilité ou exsudation constatée par exemple, les câbles sont remplacés).

L'ASN considère que le programme de gestion du vieillissement de ces réacteurs reste limité et devrait être complété, pour les câbles classés, par une caractérisation des contraintes de leur environnement (humidité, température, irradiation) et de leur exploitation (surcharge, court-circuit...). L'objectif est d'identifier les câbles susceptibles de subir un vieillissement accéléré et, le cas échéant, définir les contrôles nécessaires pour s'assurer de leur aptitude à assurer leurs missions. En particulier, compte tenu du retour d'expérience des dégradations constatées sur certains câbles, les actions suivantes devraient être mises en œuvre :

- un diagnostic visant à apprécier la propension aux arborescences électriques liées à la présence d'humidité (phénomène « *water tree* ») sur les câbles de puissance situés dans des zones « humides » (caniveau, notamment) ;
- une identification des zones fortement contraintes en température (échauffement par effet joule) et, le cas échéant, des mesures pour caractériser l'évolution des caractéristiques mécaniques de l'isolant/de la gaine dans ces zones ;
- un suivi de la température à proximité des connectiques de puissance fortement sollicitées (connexion/déconnexion fréquente en exploitation) pour s'assurer de l'absence d'échauffement.

## 4 TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES

### **Synthèse :**

*EDF a poursuivi, dans la perspective de la poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans, un programme de travail pour renforcer la maîtrise du vieillissement des tuyauteries enterrées ou difficilement accessibles. Les premiers résultats seront présentés devant le GP en mars 2018. La démarche mise en place par EDF s'appuie sur le programme nord-américain détaillé dans le guide NEI 09-14 et sur une expérimentation menée sur un site pilote avant son déploiement sur les autres centrales du parc.*

*Sur les réacteurs de recherche, les tuyauteries enterrées ou peu accessibles ne sont pas classées comme des éléments importants pour la sûreté. La maîtrise de leur vieillissement ne constitue donc pas un enjeu de sûreté.*

## **4.1 DESCRIPTION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES D'EDF**

### **4.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAITRISE DE VIEILLISSEMENT**

Le programme « Tuyauteries Enterrées et difficilement accessibles » comprend une première phase d'état des lieux qui vise à réaliser l'inventaire des tuyauteries enterrées dans le sol ou en caniveau difficilement accessibles ou non accessibles (les tuyauteries sur les sites nucléaires sont affectées à un système élémentaire fonctionnel). Les tuyauteries peuvent être à écoulement gravitaire ou sous pression.

Pour chaque système de tuyauterie, il est effectué une collecte de données d'entrée afin de recueillir les informations disponibles sur les tuyauteries enterrées ou en caniveau difficilement accessibles ou non accessibles. Par exemple les données collectées concernent la localisation, le matériau, l'épaisseur nominale ou le diamètre de la tuyauterie. Les données relatives à l'environnement des tuyauteries peuvent également être collectées, telles que les données physico-chimiques de sol.

Toutes les données sont ensuite injectées dans le logiciel BPWORKS, développé par l'EPRI, afin de permettre une hiérarchisation des tuyauteries en fonction de leur risque, en distinguant la probabilité d'occurrence d'une défaillance et la conséquence liée à une défaillance. Les mécanismes de vieillissement concernés sont les dégradations initiées par l'intérieur ou par l'extérieur de la tuyauterie (fuite, rupture ou occlusion).

### **4.1.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

#### **4.1.2.1 MATÉRIAUX UTILISÉS**

Les tuyauteries enterrées ou en caniveau sont en règle générale en acier (acier inoxydable, acier noir) ou en fonte ductile.

#### **4.1.2.2 MODE DE VIEILLISSEMENT**

Le mode principal de vieillissement des tuyauteries enterrées ou en caniveau est la corrosion par l'intérieur et/ou par l'extérieur.

##### **4.1.2.2.1 Vitesse de corrosion globale**

La vitesse de corrosion globale est la somme des corrosions intérieures et extérieures. La vitesse de corrosion est déterminée sur la base de mesures par ultrasons en comparant l'épaisseur à date par rapport à l'épaisseur initiale.

##### **4.1.2.2.2 Corrosion par l'extérieur**

La corrosion par l'extérieur est due :

- à l'atmosphère pour les tuyauteries en caniveau ;
- au contact du sol pour les tuyauteries enterrées.

La corrosion peut être généralisée ou localisée. Des vitesses de corrosions sont disponibles dans les normes ou documentation de l'EPRI :

- normes ISO 9223 et 9224 pour les corrosions atmosphériques ;
- tables de corrosion de l'EPRI pour les sols.

##### **4.1.2.2.3 Corrosion par l'intérieur**

La corrosion par l'intérieur est due au fluide véhiculé.

#### 4.1.2.3 DÉMARCHE D'ANALYSE DU VIEILLISSEMENT

##### 4.1.2.3.1 Description

La démarche globale d'analyse du vieillissement repose sur la détermination des vitesses de corrosion par des mesures in-situ afin de juger l'acceptabilité d'une poursuite de fonctionnement des canalisations.

L'analyse de risque est effectuée à l'aide du logiciel BPWorks développé par l'EPRI.

Sur la base de l'ensemble des caractéristiques de la tuyauterie et de son environnement, le logiciel procède à une discrétisation de la ligne en différents tronçons.

En fonction des caractéristiques de chaque tuyauterie (fluide véhiculé, conditions d'exploitation, données de sol environnant, niveau de la nappe, ...), le logiciel évalue une probabilité de défaillance de chaque tronçon de tuyauterie.

Dans un second temps, BPWorks hiérarchise les conséquences d'une défaillance de chaque tronçon de la tuyauterie, notamment sur la sûreté, la sécurité, la perte de production, la durée d'indisponibilité, l'existence d'une voie de secours, les antécédents de dégradation, le coût de la réparation,... Si certaines données ne sont pas disponibles, BPWorks considère par défaut une valeur pénalisante pour l'analyse.

Le logiciel croise ensuite dans une matrice de risque les probabilités de défaillance avec les conséquences d'une défaillance et fournit ainsi une analyse de risque qui permet de hiérarchiser les lignes et tronçons de lignes de tuyauteries en fonction de leur sensibilité :

	No Consequence	Low Consequence	Medium Consequence	High Consequence
High Likelihood				
Medium Likelihood				
Low Likelihood				

Figure 11 – Matrice BPWorks de probabilités de défaillance

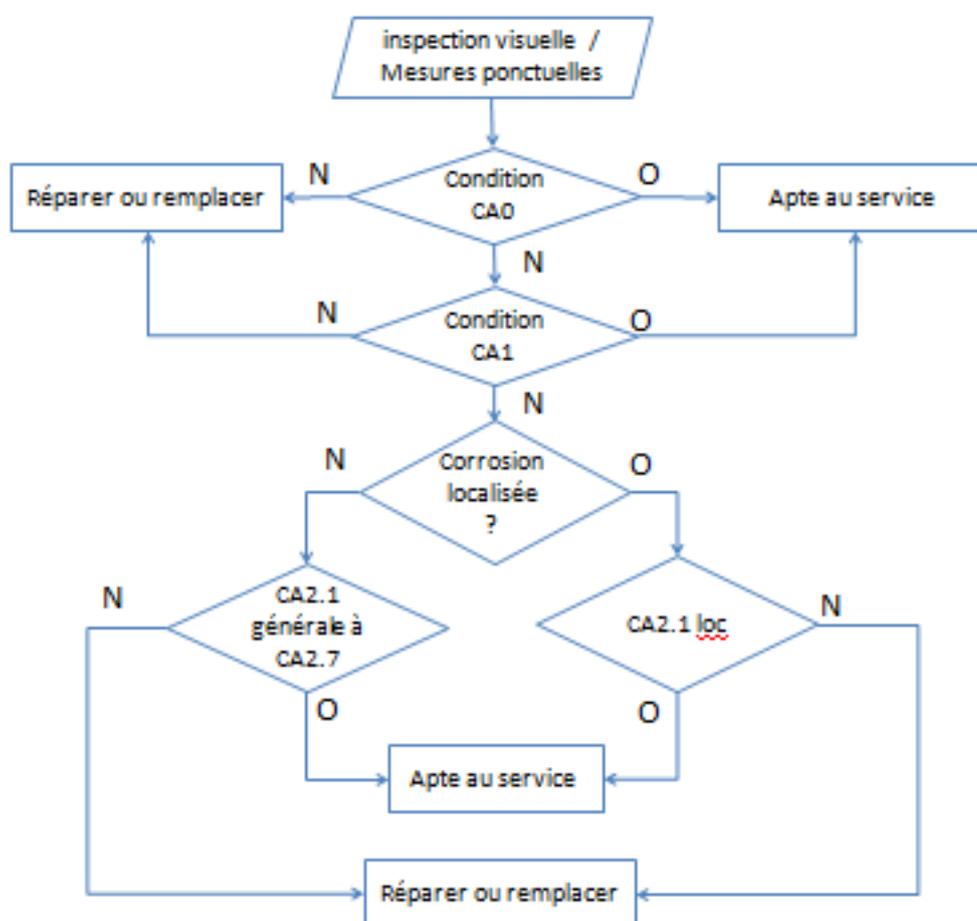
Pour estimer les risques de défaillance, le logiciel utilise un système par points : des points sont affectés à chaque conséquence de la défaillance (sûreté, sécurité, perte de production...). Le niveau de risque d'une défaillance est évalué en fonction du nombre total de points.

Nombre de points N	Risque
$N \leq 20$	Faible
$20 < N \leq 40$	Moyen
$40 < N$	Élevé
$N = -999$	N/A : Non Applicable

Les tuyauteries dites TRICE (toxiques, radioactives, inflammables, corrosives, explosives) font l'objet d'une analyse complémentaire afin de s'assurer que le niveau de risque est bien adapté. L'utilisateur utilise ensuite les résultats de l'analyse de risque et le REX de site (intégrant les risques avérés) pour localiser les zones où les inspections doivent être réalisées.

Sur la base des résultats fournis par le logiciel BPWorks, EDF définit un programme d'inspection sur site. Sur la base de ce programme d'inspection, les tronçons les plus critiques sont inspectés de manière visuelle dans un premier temps puis des mesures ultrasons sont réalisées.

En fonction des tronçons inspectés et des éventuels constats de vieillissement, une analyse de type Fitness for Service (FFS) est réalisée pour juger si la tuyauterie est apte au service pour une durée allant au-delà de la VD4, jusque 60 ans (i.e. critère d'aptitude à la poursuite d'exploitation). Cette méthodologie est issue du Code-Case N806 de l'ASME. Elle est utilisée également dans l'industrie pétrolière et référencée dans l'API 579.



**Figure 12 – Méthodologie d'aptitude à la poursuite de l'exploitation**

Le passage à la condition d'étude suivante (CA.X) ou le remplacement ou réparation de la tuyauterie est lié à une décision projet.

De manière succincte, les conditions CA.X, décrites dans le logigramme en figure 13, sont validées en tenant compte du critère d'acceptation défini par la méthode FFS. Elles sont résumées ci-après :

- Condition CA0 : les mesures d'épaisseur sont supérieures ou égales à l'épaisseur nominale des tuyauteries. Il est donc possible de conclure à l'absence de corrosion sur une durée importante d'exploitation et le risque peut être écarté pour une durée d'exploitation plus importante dans des conditions d'exploitation similaires.

- Condition CA1 : les mesures d'épaisseurs sont inférieures à l'épaisseur nominale, signifiant une présence suspectée (mesures comprises dans les tolérances de fabrication) ou avérée (mesures inférieures à la borne inférieure des tolérances de fabrication) de corrosion et la condition CA0 n'est donc pas validée. Une vitesse de corrosion est déterminée à partir des mesures réalisées et comparées aux données de l'EPRI. La tenue mécanique de la tuyauterie est vérifiée à date  $t$  et à date ultérieure  $t+\Delta t$  sur la base de l'épaisseur minimale mesurée et de l'épaisseur prévisionnelle. Les valeurs minimales des mesures et des prévisions à  $t+\Delta t$  sont retenues pour cette analyse. Deux situations sont possibles :
  - les prévisions à  $t+\Delta t$  sont supérieures aux tolérances de fabrication (généralement +/- 12.5%) : il est possible de conclure favorablement à la tenue en service des tuyauteries pendant la période  $\Delta t$  supplémentaire considérée ;
  - les prévisions à  $t+\Delta t$  sont inférieures aux tolérances de fabrication mais restent supérieures à l'épaisseur minimale requise sous les conditions de chargement en prenant en compte la méthodologie du Code Case N806 de l'ASME : il est possible de conclure favorablement à la tenue en service des tuyauteries pendant la période  $\Delta t$  supplémentaire considérée.
- Condition CA2 : les mesures d'épaisseur sont inférieures à l'épaisseur minimale et la condition CA1 n'est donc pas validée. La méthodologie du Code Case N806 de l'ASME est appliquée et deux cas sont alors étudiés selon la nature de la corrosion :
  - en présence d'une corrosion localisée, correspondant à la condition CA2 « localisée », la tenue de la tuyauterie est vérifiée vis-à-vis de la pression (CA2.1 « loc ») ;
  - en présence d'une corrosion généralisée, la tenue de la tuyauterie est vérifiée pour plusieurs cas de charge. Pour cette condition CA2 « généralisée », en plus de l'analyse à la pression, des vérifications complémentaires (CA2.2 à CA2.7) sont réalisées suivant leur applicabilité en fonction de la configuration de la tuyauterie (installation enterrée ou en caniveau, cas de charge, charges en surface, profondeur, ovalisation,...). La méthodologie du Code Case N806 de l'ASME permet, à partir de mesures plus précises au niveau de la zone corrodée, de réaliser l'analyse sur la base de moyennes représentatives.

#### 4.1.2.3.2 Retour d'expérience

Cette méthodologie est en phase de déploiement sur le parc nucléaire d'EDF. Les réunions Buried Pipe Integrity Group de l'EPRI auxquelles EDF participe permettent aux exploitants d'échanger sur les pratiques relatives aux tuyauteries enterrées, EDF a ainsi pu constater que l'exploitant Sud-Coréen KEPCO utilise également la démarche américaine :

- Analyse de risque par BPWorks ;
- Analyse de la durée de vie par la méthode Fitness For Service.

#### 4.1.3 ACTIVITES DE SURVEILLANCE, DE TESTS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION

Les inspections sur les sites nucléaires sont réalisées par sondage, les zones d'inspection sont définies en fonction des résultats de l'étude d'analyse de risques et des contraintes d'accessibilité des tuyauteries. Les inspections sont réalisées le plus fréquemment en réalisant des excavations dans le sol ou des ouvertures de caniveaux afin d'accéder à la tuyauterie à inspecter. Les inspections réalisées consistent en des examens visuels (ou télévisuel par l'intérieur) de tuyauteries sur leur partie visible et en des évaluations de l'épaisseur des tuyauteries (par exemple, mesures d'épaisseur par ultra-son).

#### 4.1.4 ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES

Les actions préventives et correctives ne sont pas définies à ce stade d'avancement du programme.

## **4.2 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES**

Pour chacun des 19 sites d'EDF, les programmes d'inspections des tuyauteries enterrées sont établis site par site et commencent par le palier 900MW. Ils sont disponibles pour les premiers sites qui passeront en VD4 (Tricastin, Bugey, Fessenheim).

Les inspections sont en cours sur les sites de Tricastin, Fessenheim et Bugey, avec l'objectif de définir un programme générique de contrôles et pouvoir conclure en VD4 sur le maintien en service ou le besoin de rénovation des tuyauteries enterrées.

## **4.3 MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

### **4.3.1 LE CEA**

Au stade de la conception, le principe est d'éviter de couler les tuyauteries dans le béton. Par ailleurs, des dispositions appropriées sont prises afin de faciliter les essais et l'inspection en service.

Il existe des tuyauteries de refroidissement secondaires enterrées, non importantes pour la sûreté dans la mesure où le refroidissement peut être assuré par convection naturelle.

Sur le réacteur RJH, les seules tuyauteries enterrées sont celles du circuit tertiaire, d'adduction d'eau potable, qui ne sont pas des réseaux importants pour la sûreté.

Sur le réacteur CABRI, les tuyauteries peu accessibles enterrées à même le sol ne concernent pas la sûreté (arrivée eau de ville, réseau des effluents sanitaires, réseau pluvial). Seul le réseau des effluents industriels fait l'objet d'une inspection périodique tous les 3 ans (inspection télévisuelle + test d'étanchéité en eau) à l'égard de la protection de l'environnement.

### **4.3.2 L'ILL**

L'objectif du programme de maîtrise du vieillissement est de s'assurer que la tenue mécanique et en pression est garantie dans toutes les situations définies dans le référentiel de sûreté.

Les tuyauteries sont toutes accessibles à l'exception de l'alimentation et du retour d'eau de rivière qui permettent le refroidissement des installations et sont enterrées sur une centaine de mètres. Ces tuyauteries ne sont pas EIP.

L'étanchéité de ces tuyauteries est vérifiée périodiquement. Des mesures des impuretés présentes dans les fluides des circuits sont aussi réalisées.

## **4.4 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES TUYAUTERIES DIFFICILEMENT ACCESSIBLES**

### **4.4.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES**

La dégradation des tuyauteries enterrées, par nature difficilement accessibles, pourrait entraîner une défaillance de certaines fonctions de sûreté du réacteur. Une bonne connaissance de leur état de vieillissement est donc nécessaire.

Dans la perspective de la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs au-delà de 40 ans, en complément à ses dispositions de surveillance, EDF a engagé un programme de maîtrise de vieillissement des tuyauteries enterrées ou difficilement accessibles. Son objectif est d'aboutir à la définition d'un programme de contrôles renforcé et, le cas échéant, de remise en état pour les premières quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe.

La méthodologie adoptée par EDF se base sur une démarche d'analyse de risques de ces tuyauteries, en tenant compte des conséquences de leur défaillance notamment sur la sûreté, la radioprotection et l'environnement. Elle s'appuie sur le programme nord-américain dont les grandes étapes sont définies dans le guide NEI 09-14, à savoir :

- l'analyse et la hiérarchisation du risque ;
- la définition d'un programme d'inspection (des mesures d'épaisseur par ultrasons, des mesures de vitesse de corrosion, des inspections visuelles et télévisuelles, des essais hydrauliques et de nouvelles méthodes de contrôle en cours de développement sont envisagés) ;
- la définition d'un programme de remise en état.

Le périmètre de la démarche inclut les tuyauteries enterrées (y compris celles noyées dans les ouvrages), les tuyauteries non visitables ou difficilement visitables ; les tuyauteries non accessibles et difficilement accessibles, ainsi que les tuyauteries en caniveau non visitables.

Les tuyauteries considérées dans le cadre de ce programme de travail sont notamment les conduites véhiculant des fluides TRICE (fluides toxiques, radioactifs, inflammables, corrosifs ou explosifs), les conduites d'eau d'extinction d'incendie et les conduites d'eau brute.

L'ASN note que la démarche d'EDF s'appuie sur une approche générique menée sur le site pilote du Bugey et qu'une fois validée et adaptée, celle-ci sera ensuite déclinée site par site afin de tenir compte de leurs spécificités. Basée sur une méthode développée par les exploitants américains, la méthode utilisée par EDF prend en compte le REX national et international.

Son application est en cours d'instruction par l'ASN et par son appui technique l'IRSN : les premiers résultats de la démarche retenue d'EDF seront présentés devant le groupe permanent d'experts pour les réacteurs (GPR) en mars 2018.

#### **4.4.2 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

Les tuyauteries enterrées peu accessibles ne sont pas classées comme des éléments importants pour la sûreté. Il s'agit principalement de tuyauteries d'effluents industriels ou d'eau. Certaines d'entre elles font l'objet d'inspections et de vérifications périodiques (vérification des étanchéités notamment). La maîtrise du vieillissement de ces tuyauteries ne constitue donc pas un enjeu de sûreté.



## 5 CUVE DU RÉACTEUR

### **Synthèse :**

*La démarche retenue par EDF pour la maîtrise du vieillissement de la cuve a fait l'objet de nombreux examens entre 1987 et 2015. Cette démarche basée sur des actions de surveillance et des études mécaniques pour lesquelles sont identifiées les sollicitations, notamment des zones de cœur sous irradiation, en retenant les transitoires thermo-hydrauliques les plus pénalisants a été jugée satisfaisante par l'ASN.*

*Le retour d'expérience , national et international, a conduit à la mise en œuvre d'actions préventives (réduction du flux neutronique au point chaud de la cuve, modification de la pose du revêtement de la cuve) et correctives (remplacement de tous les couvercles de cuve équipés d'adaptateurs en inconel 600 à la suite de la découverte en 1991 d'un phénomène de corrosion sous contrainte au niveau d'un adaptateur de couvercle de cuve à Bugey) ou la mise en place de contrôles ou de surveillances adaptées (par exemple, contrôles mis en œuvre sur les cuves françaises à la suite de la découverte de microfissures sur les cuves des réacteurs électronucléaires belges).*

*Dans le cadre de son programme de maîtrise du vieillissement des cuves, EDF a identifié les mécanismes de vieillissement des cuves de réacteur sur la base des connaissances, de leurs conditions de fonctionnement, du retour d'expérience national et international ainsi que des résultats des inspections réalisées sur les réacteurs en exploitation. Compte tenu des analyses formalisées dans les FAV, EDF a élaboré un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) sur les paliers 900 MWe et 1300 MWe, qui traite du vieillissement sous irradiation de la zone de cœur et du vieillissement thermique des tubulures de sortie.*

*La surveillance des équipements du Circuit Primaire est encadrée par la réglementation française qui définit des exigences générales et requiert la mise en place :*

- de dispositions de surveillance en exploitation montrant que les équipements opèrent dans les conditions prévues à la conception (comptabilisation des situations),*
- de contrôles permettant de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des équipements ; ces contrôles tiennent compte de la sensibilité d'une zone à un mode de dégradation (dont le risque de rupture brutale) et du retour d'expérience,*
- d'un programme de suivi des propriétés des matériaux ayant un impact sur la démonstration d'intégrité : le mécanisme de vieillissement sous irradiation fait l'objet d'un programme spécifique de suivi de l'évolution des propriétés de l'acier de cuve (essais mécaniques sur des éprouvettes du matériau de cuve soumis à rayonnement neutronique dans la cuve) ;*

*Dans le contexte de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales, EDF a transmis d'un dossier justifiant la possibilité de prolonger la durée de fonctionnement des cuves pour une période de 10 ans suite aux VD4. L'instruction de ce dossier est en cours et les conclusions sont attendues en 2018.*

*Pour les réacteurs de recherche, la problématique du vieillissement de la cuve n'est pas comparable à celle des réacteurs électrogènes de puissance (REP). En effet, la cuve (ou le bloc pile) est un équipement remplaçable et ne constitue donc pas une limitation de la durée de vie de l'installation. Les exploitants réévaluent, lors de chaque réexamen de sûreté, les durées de vie des composants des composants en fonction de la fluence reçue et, le cas échéant, procèdent au remplacement de composants.*

*Par ailleurs, des contrôles sont réalisés afin de s'assurer de l'absence de corrosion : cette corrosion peut venir de la qualité de l'eau, ou de la susceptibilité à la corrosion inter granulaire pour des flux neutroniques élevés.*

## 5.1 DESCRIPTION DES PROGRAMMES DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DE RÉACTEUR

### 5.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR

La cuve du réacteur est un équipement sous pression appartenant au Circuit Primaire Principal. Elle renferme les équipements internes de cuve et les assemblages de combustible. Elle contribue au confinement du fluide primaire radioactif à l'intérieur de la deuxième barrière de sûreté. Elle contribue également au maintien en position des équipements internes, et par suite à la circulation du fluide primaire refroidissant le cœur et au contrôle de sa réactivité.

La cuve est constituée de deux composants principaux : le corps de cuve et le couvercle de cuve.

S'y ajoutent les pièces du système de fermeture (goujonnerie) ; l'étanchéité corps/couvercle est assurée par deux joints métalliques concentriques à revêtement argent.

Concernant les couvercles, il convient de noter qu'ils ont tous été remplacés en exploitation sur les paliers 900 MWe et 1300 MWe (voir § 5.1.2.7).

Les paragraphes qui suivent résument les principaux éléments descriptifs des cuves du parc EDF et le périmètre du programme de suivi du vieillissement associé.

#### 5.1.1.1 DISPOSITIONS DE CONCEPTION / FABRICATION

Les dispositions applicables en conception / fabrication lors de l'approvisionnement des composants ont évolué entre le lancement du programme nucléaire dans les années 70 et la construction du palier EPR. Elles sont synthétisées dans le tableau ci-dessous :

Palier	Sous-palier	Corps de cuve		Couvercle de cuve	
		Conception	Fabrication	Conception	Fabrication
900 MWe	CP0	ASME	CPFC	RCC-M (couvercles de remplacement)	
	CPY				
1300 MWe	P4	ASME	CPFC		
	P'4	RCC-M			
1450 MWe - N4		RCC-M			
1650 MWe – EPR		RCC-M			

Tableau 9 – Dispositions de conception/fabrication applicables

#### 5.1.1.2 PIÈCES CONSTITUTIVES ET MATÉRIAUX

La structure générale de la cuve et ses pièces constitutives sont globalement similaires entre les différents paliers. Les plans de principe des cuves avec le repérage usuel des pièces sont présentés en annexe 10.4.

Les types de matériaux employés pour les cuves des différents paliers sont similaires, le détail par palier est présenté en annexe 10.5 :

- acier faiblement allié de nuance 16MND5 (équivalent SA508 cl.3) pour les brides, viroles, calottes et tubulures ;
- acier inoxydable pour les embouts de sécurité des tubulures, le tube d'évent et le tube de détection de fuite ;
- alliage base nickel pour les adaptateurs de couvercle, les guides radiaux, le piquage de l'évent de couvercle et les pénétrations de fond de cuve ;
- acier à haute limite d'élasticité pour les composants de fermeture (goujonnerie).

### 5.1.1.3 GÉNÉRALITÉS SUR LA FABRICATION

Pour l'ensemble des paliers, les parties en acier faiblement allié sont des pièces forgées ou des tôles laminées. La cuve ne comporte aucune pièce roulée / soudée, de ce fait il n'y a pas de soudure d'assemblage longitudinale. Tous les composants en acier faiblement allié sont issus de lingots forgés, ou de tôles laminées pour certaines pièces (calottes sphériques de fond de cuve ou de couvercle). On peut noter les spécificités suivantes :

- 4 couvercles de remplacement du palier 900 MWe sont monoblocs, c'est-à-dire que l'ensemble bride / calotte a été directement forgé à partir d'un lingot plein. Ceci permet de supprimer la soudure bride / calotte ;
- Certaines viroles ont été forgées à partir d'un lingot creux, ce qui permet de limiter la présence de ségrégation résiduelle de carbone sur la surface à revêtir, réduisant ainsi le risque de formation de défauts de fissuration à froid sous revêtement. Les viroles concernées sont les viroles de cœur (cuves du palier 1450 MWe + 2 cuves du palier 1300 MWe) et les viroles porte-tubulures (cuves du palier 1450 MWe) ;
- La partie supérieure de la cuve EPR correspondant à l'ensemble bride de cuve A / virole porte-tubulure B a été forgée d'un lingot plein unique, ce qui permet de supprimer une soudure d'assemblage dans la partie la plus épaisse du corps de cuve, et de remplacer la soudure d'implantation set-in des tubulures (soudure en selle de cheval) par une soudure d'implantation set-on (soudure circulaire), plus facile à contrôler.

La fabrication de la cuve implique la réalisation de plusieurs types de soudures :

- Soudures de résistance homogènes : il s'agit des soudures d'assemblage des pièces en acier faiblement allié. Elles sont réalisées par procédé automatique avec un métal d'apport de même nature que le métal de base ;
- Soudures de résistance hétérogènes : il s'agit des soudures d'assemblage des pièces en acier inoxydable ou en alliage base nickel sur les pièces en acier ferritique. On en distingue principalement deux types :
  - Les soudures d'assemblage des pièces en alliage base nickel sur les parties ferritiques, réalisées avec un métal d'apport de nuance similaire à celle de la pièce raccordée (i.e. équivalent alliage inconel 600 ou 690) ;
  - Les soudures d'assemblage des embouts de sécurité en acier inoxydable sur les tubulures ferritiques (désignées par la suite Liaisons Bimétalliques). Ces soudures peuvent faire intervenir un métal d'apport type acier inoxydable (cuves 900 MWe, 1300 MWe et une cuve 1450 MWe) ou alliage base nickel (trois cuves 1450 MWe et cuve EPR) ;

- Dépôt du revêtement : toutes les surfaces des parties ferritiques sont revêtues d'un revêtement en acier inoxydable<sup>50</sup>, déposé en deux couches par procédé automatique de type feuillard-flux ou manuellement à l'électrode enrobée pour certaines zones à géométrie plus complexe. Des réparations locales ont pu être réalisées manuellement, avec un métal d'apport de type acier inoxydable, ou plus rarement de type alliage base nickel.

Concernant les soudures, on peut noter les particularités suivantes :

- Pour les paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe, les tubulures sont en configuration set-in, alors que pour le palier EPR les tubulures sont en configuration set-on,
- Sur 4 couvercles de remplacement du palier 900 MWe, il n'y a pas de soudure de raccordement entre la bride de couvercle et la calotte de couvercle (pièce forgée monobloc),
- Sur la cuve EPR, il n'y a pas de soudure de raccordement entre la bride de cuve et la virole porte-tubulures (pièce forgée monobloc),
- Sur la cuve EPR, il n'y a plus de traversées en fond de cuve pour l'instrumentation neutronique in-core, celle-ci étant introduite par des traversées soudées sur le couvercle.

Les caractéristiques dimensionnelles principales pour chaque palier sont résumées dans le tableau de l'annexe 10.6.

#### **5.1.1.4 CONDITIONS DE FONCTIONNEMENT**

Les pressions et températures de fonctionnement sont relativement proches entre les cuves des différents paliers (voir tableau en annexe 10.6) :

- Pression nominale de fonctionnement de 154 bars eff.
- Température branche froide à 100% Pn de 286°C à 292°C
- Température branche chaude à 100% Pn de 324°C à 330°C

Des spécificités existent toutefois concernant les conditions de fonctionnement du dôme supérieur (couvercle) :

- Les réacteurs 900/CPY, 1300 MWe et 1450 MWe fonctionnent en « dôme froid », c'est-à-dire que le débit de balayage du dôme vient principalement du fluide des branches froides. On considère que les couvercles de ces réacteurs fonctionnent à la température de la branche froide.

Les réacteurs 900/CP0 et EPR fonctionnent en « dôme chaud », c'est-à-dire que le débit de balayage du dôme vient principalement du fluide en sortie de cœur. De manière enveloppe, on considère que les couvercles de ces réacteurs fonctionnent à la température de la branche chaude.

#### **5.1.1.5 MATÉRIELS EN INTERFACE ET PÉRIMÈTRE DU SSC POUR LE PROGRAMME DE SUIVI DU VIEILLISSEMENT**

Toutes les pièces constitutives du corps et du couvercle de cuve présentées précédemment, ainsi que leurs soudures d'assemblage, font partie du périmètre du SSC Cuve pour le programme de suivi du vieillissement.

---

<sup>50</sup> À l'exception de l'anneau de transition de la cuve EPR, sur lequel sont soudés les guides radiaux, qui est revêtu en Inconel.

La cuve du réacteur se trouve par ailleurs en interface avec d'autres équipements ou structures génie-civil, elles sont résumées ci-dessous. Sauf indication contraire, la zone d'interface ne fait pas partie du périmètre du programme de suivi du vieillissement de la cuve.

On distingue les paliers 900 MWe / 1300 MWe / 1450 MWe (dont les interfaces sont similaires) du palier EPR, qui présente certaines spécificités significatives au niveau des interfaces d'instrumentation.

Équipement en interface	Localisation de l'interface	
	Paliers 900 MWe / 1300 MWe / 1450 MWe	Palier EPR
Tuyauteries primaires	Soudure homogène de raccordement tuyauterie primaire / embout de tubulure	
Tuyauterie d'éventage	Soudure homogène de raccordement sur le tube d'évent du couvercle	
Tuyauterie de reprise de fuite	Soudure homogène de raccordement tuyauterie de reprise / tube de reprise de fuite de la bride de cuve	
Instrumentation neutronique in-core	Soudure de raccordement des tubes – guides d'instrumentation aux pénétrations de fond de cuve	Liaison vissée sur bride d'adaptateur de couvercle. La soudure d'étanchéité à lèvres minces (joint CANOPY) fait partie du périmètre du SSC Cuve
Tube d'instrumentation thermocouples	Sans objet	Liaison vissée sur tube –guide des thermocouples raccordés au piquage soudé sur le couvercle.
Colonnes de thermocouples	Liaison vissée sur bride d'adaptateur de couvercle. La soudure d'étanchéité à lèvres minces (joint CANOPY) fait partie du périmètre du SSC Cuve.	Sans objet
Mécanismes de commande de grappe	Liaison vissée sur bride d'adaptateur de couvercle. La soudure d'étanchéité à lèvres minces (joint CANOPY) fait partie du périmètre du SSC Cuve	Liaison boulonnée sur bride d'adaptateur de couvercle (joint Conoseal)
Anneau support de cuve	La cuve repose sur l'anneau support ancré au génie-civil par l'intermédiaire des tubulures équipées de patin support forgés dans la masse des pièces	
Anneau d'étanchéité avec la piscine	Soudure entre la collerette d'étanchéité de la cuve (non soumise à pression et l'anneau d'étanchéité (soudé à la peau de piscine)	
Système de levage du couvercle	Oreilles de levage soudées sur le couvercle de cuve : les oreilles et leurs soudures font partie du périmètre du SSC Cuve	

**Tableau 10 – Équipements en interface et localisations**

La mise en place du programme de maîtrise du vieillissement au travers des Fiches d'Analyse du Vieillissement (FAV) et des Dossiers d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) a été réalisée sur les paliers 900 MWe et 1300 MWe. Néanmoins, pour l'ensemble des paliers, les phénomènes de vieillissement sont pris en compte dans les doctrines de maintenance pour l'élaboration des programmes

d'inspection et les études de justification (prise en compte des effets du vieillissement sur les propriétés des matériaux).

Les principaux mécanismes identifiés sur la cuve et analysés dans le cadre du programme de maîtrise du vieillissement sont résumés dans le tableau ci-dessous, sur la base de la liste des FAV pour les paliers 900 MWe / 1300 MWe. Compte tenu des similitudes concernant la conception générale et les conditions de fonctionnement des cuves du Parc EDF, cette liste de mécanismes est pertinente également pour les cuves 1450 MWe et EPR.

Chaque couple zone / mécanisme de vieillissement est analysé dans une FAV et fait l'objet d'un classement (0, 1 ou 2) en fonction du caractère avéré ou non du mécanisme, des dispositions de maintenance appliquées et de la difficulté de réparation ou de remplacement. Une FAV de statut 2 conduit à la création d'un DAPE pour le composant, ce qui est le cas de la cuve pour laquelle deux FAV de statut 2 sont identifiées (vieillissement sous irradiation de la zone de cœur et vieillissement thermique des tubulures de sortie).

### 5.1.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR

Les mécanismes de vieillissement des cuves de réacteur sont identifiés sur la base des connaissances de leurs conditions de fonctionnement, du retour d'expérience national et international, et des résultats des inspections réalisées sur les réacteurs en exploitation.

Mécanisme	Composant(s) analysé(s)
Vieillissement sous irradiation	Viroles et joint soudé de la zone de cœur
Vieillissement thermique	Parties en acier faiblement allié (bride corps et couvercle, viroles porte-tubulures, calottes de fond et couvercle, tubulures, bride de transition, joints soudés)  Liaisons bimétalliques en anomalie de dilution sur les tubulures de sortie
Fatigue	Viroles et joint soudé de la zone de cœur, bride de cuve et de couvercle, taraudages, tubulures, calottes de fond et de couvercle, goujonnerie, joints à lèvres minces CANOPY
Corrosion par l'acide borique	Parties en acier faiblement allié (couvercle et paroi de la cuve, fond de cuve)
Corrosion atmosphérique	Liaisons bimétalliques
Corrosion sous contrainte en milieu primaire	Zones en alliage base nickel : guides radiaux, traversées de fond de cuve, adaptateurs et évent de couvercle, réparations en Inconel des tubulures  Zones en acier inoxydable : joints à lèvres minces des adaptateurs

**Tableau 11 – Mécanismes de vieillissement et composants analysés**

On reprend ci-dessous ces différents mécanismes, pour les différentes zones de l'enveloppe métallique sous pression.

Le classement retenu pour le couple zone / mécanisme est rappelé. Les spécificités d'un palier vis-à-vis de chaque mécanisme sont spécifiées le cas échéant.

#### **5.1.2.1 VIEILLISSEMENT SOUS IRRADIATION DE LA ZONE DE CŒUR (VIROLES ET JOINT SOUDE)**

Le phénomène de fragilisation par irradiation des aciers faiblement alliés à structure ferritique est caractérisé par un déplacement vers les températures croissantes de la transition fragile/ductile  $RT_{NDT}$  et peut s'accompagner d'une baisse de l'énergie à rupture dans le domaine ductile. Cette fragilisation affecte donc la résistance du matériau vis-à-vis du risque de rupture brutale, qui est le mode d'endommagement dimensionnant dans la zone de cœur (viroles de cœur et leur soudure d'assemblage).

Les principaux paramètres qui influencent cette fragilisation sont :

- la dose de neutrons,
- la température d'irradiation,
- la composition chimique du matériau.

L'évaluation du vieillissement sous irradiation est réalisée à partir d'une formule de fragilisation (formule « FFI »), élaborée à partir des nombreux résultats obtenus dans le cadre du Programme de Surveillance des effets de l'Irradiation (PSI) mis en œuvre sur les cuves françaises (voir § 5.1.3.1).

Cette formule permet d'exprimer le décalage de la température de transition ductile / fragile à partir de la composition chimique du matériau et de la fluence reçue à l'échéance d'analyse visée.

Le décalage de température de transition ainsi calculé fait partie des données d'entrée des études de rupture brutale de la zone de cœur, mises à jour a minima tous les dix ans pour chaque palier. L'aptitude au service de chaque cuve de réacteur vis-à-vis de ce mécanisme de vieillissement est établie dès lors que les critères réglementaires de résistance à la rupture brutale sont vérifiés.

Les dispositions de surveillance relatives à ce mécanisme de vieillissement sont présentées au § 5.1.3.1.

La FAV est classée en statut 2 pour les viroles et le joint soudé irradié.

#### **5.1.2.2 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES ACIERS FAIBLEMENT ALLIÉS**

Le mécanisme de vieillissement thermique pouvant affecter sur le long terme les aciers faiblement alliés de type 16MND5 constituant la cuve aux températures de fonctionnement des REP est la ségrégation d'impuretés fragilisantes aux joints de grains

La fragilisation induite par ce mécanisme se traduit par une augmentation de la température de transition ductile / fragile  $RT_{NDT}$  et s'accompagne d'un changement du mode de rupture dans le domaine fragile : on passe d'une rupture par clivage à une rupture intergranulaire. Cette fragilisation affecte la résistance du matériau vis-à-vis du risque de rupture brutale.

L'effet de ce mécanisme de vieillissement sur la température de transition ductile / fragile est établi à partir du modèle de MacLean et dépend de la température, de la durée de fonctionnement et de la teneur en phosphore du composant. Le caractère conservatif des prévisions établies à partir de ce modèle est conforté par des programmes de R&D portant sur des vieillissements expérimentaux représentatifs de 60 ans de fonctionnement au moins.

Ce mécanisme n'est pas effectif pour des températures inférieures à 300°C. Compte tenu des conditions de fonctionnement des réacteurs REP du parc EDF, seules les zones fonctionnant à la température de la branche chaude sont susceptibles d'être concernées, à savoir :

- Les tubulures de sortie,

- Les couvercles de cuve fonctionnant en dôme chaud (paliers 900 MWe / CP0 et EPR), leur température restant néanmoins inférieure à celle de la branche chaude.

On peut noter les points suivants :

- Le palier EPR présente des spécifications chimiques plus contraintes que celles des réacteurs plus anciens, notamment concernant la teneur en phosphore, permettant ainsi de limiter les effets du vieillissement thermique,
- Les couvercles de remplacement du palier 900 MWe / CP0 présentent des teneurs en phosphore très basses, qui les rendent très peu sensibles au vieillissement thermique.

Le décalage de température de transition dû au vieillissement thermique fait partie des données d'entrée des études de rupture brutale de la cuve. Il est à noter qu'un décalage minimal de 15°C de la température de transition est systématiquement pris en compte afin de couvrir les éventuels effets du vieillissement sous déformation (phénomène apparaissant en début de vie et non évolutif par la suite). Cet effet n'est pas cumulatif avec le vieillissement thermique proprement dit.

Les études de rupture brutale sont mises à jour a minima tous les dix ans pour chaque palier, l'aptitude au service des zones concernées vis-à-vis de ce mécanisme de vieillissement est établie dès lors que les critères réglementaires de résistance à la rupture brutale sont vérifiés.

Les dispositions de surveillance relatives à ce mécanisme de vieillissement sont présentées à la section 5.1.3.2.

La FAV est classée en statut 2 pour les tubulures de sortie.

La FAV est classée en statut 0 pour les couvercles de cuve fonctionnant en dôme chaud.

La FAV est classée sans objet pour toutes les autres zones, fonctionnant à la température de la branche froide.

### **5.1.2.3 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES DES TUBULURES DE SORTIE EN ANOMALIE DE DILUTION**

Des anomalies de dilution en première couche de beurrage ont été mises en évidence sur une tubulure de cuve de Koeberg en 1980 ; après contrôles complémentaires, ce type d'anomalie concerne également certaines cuves du palier 900 MWe du parc EDF. Les liaisons bimétalliques (entre acier faiblement allié et acier inoxydable austénitique) en anomalie de dilution présentent des propriétés de ténacité inférieures à celles des liaisons bimétalliques à dilution normale. Le maintien de ces liaisons bimétalliques à des températures de fonctionnement comprises entre 300°C et 350°C est susceptible de conduire à un vieillissement de leurs différents composants microstructuraux. Des essais expérimentaux menés dans les années 90 ont montré que les liaisons bimétalliques en anomalie de dilution ne présentaient pas de sensibilité particulière au vieillissement thermique. Un programme expérimental complémentaire est en cours de réalisation pour conforter ces conclusions.

Les propriétés de ténacité des liaisons bimétalliques en anomalie de dilution ont été établies sur la base d'essais expérimentaux et sont prises en compte dans les analyses de résistance à la rupture brutale de ces zones.

Les dispositions de surveillance relatives à ce mécanisme de vieillissement sont présentées à la section 5.1.3.3.

La FAV est classée en statut 0 pour les liaisons bimétalliques concernées du palier 900 MWe.

#### **5.1.2.4 FATIGUE DES COMPOSANTS EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

Sous l'effet des transitoires thermiques ou mécaniques, des fissures peuvent apparaître dans une structure initialement exempte de défauts. Une telle fissure serait ensuite susceptible de se propager en exploitation, conduisant à réduire la capacité de tenue à la rupture de la structure.

La cuve est un composant de niveau 1, le dommage de fatigue (initiation d'une fissure) est évalué avec les règles du RCC-M et se traduit par le calcul d'un facteur d'usage ( $f_u$ ). Ces études sont mises à jour tous les dix ans minima. Le facteur d'usage est une donnée d'entrée pour l'élaboration des programmes d'inspection. Les études n'identifient pas de zones concernées par le risque de fatigue sur la cuve (i.e.  $f_u > 1$ ).

Les cas particuliers comme les phénomènes thermohydrauliques locaux ou la fatigue à grands nombres de cycles ne concernent pas la cuve.

D'une manière générale, la cuve n'est pas un composant particulièrement sensible à la fatigue, et le REX d'exploitation et d'inspection est satisfaisant.

En complément, pour les zones faisant l'objet d'analyse à la rupture brutale ou présentant des défauts avérés, des études de propagation par fatigue sont réalisées et montrent que cette propagation en exploitation reste limitée. Ces constatations sont confirmées par la surveillance réalisée.

Dans le cas de la cuve, le dommage de fatigue est donc considéré comme potentiel.

Les dispositions de surveillance relatives à ce mécanisme de vieillissement sont présentées à la section 5.1.3.4.

Les FAV relatives au phénomène de fatigue sur la cuve sont classées en statut 0.

#### **5.1.2.5 CORROSION PAR L'ACIDE BORIQUE DES PIÈCES EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

En cas de fuite externe mettant en contact le fluide primaire avec l'acier faiblement allié de cuve, la concentration en acide borique ou le développement de dépôts d'acide borique humides peuvent entraîner une perte notable de métal en surface externe. Sans dégradation préalable de certains composants ou des dispositifs d'étanchéité, ce risque est exclu.

Les risques de fuite externes sont notablement réduits depuis la finalisation du remplacement des couvercles d'origine des cuves des paliers 900 MWe et 1300 MWe, équipés d'adaptateurs en alliage 600 (voir § 5.1.2.7). Des risques de fuite résiduels peuvent subsister au niveau des raccordements des mécanismes de commande de grappes, des pénétrations de fond de cuve ou en cas de fuite des joints de cuve vers l'extérieur.

Les dispositions de surveillance relatives à ce mécanisme de vieillissement sont présentées à la section 5.1.3.5.

Les FAV relatives au phénomène de corrosion par l'acide borique sur la cuve sont classées en statut 0.

#### **5.1.2.6 CORROSION ATMOSPHÉRIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES**

La présence d'une atmosphère humide éventuellement corrosive ou faiblement corrosive peut engendrer une corrosion aqueuse localisée. Les aciers inoxydables austénitiques à teneur en carbone élevée et sensibilisés à la corrosion intergranulaire peuvent être affectés par ce type de mécanisme, qui se traduit par la présence de décohésions intergranulaires (défauts de types fissures). Pour la cuve, ces défauts sont situés en première couche de beurrage côté métal fondu austénitique et peuvent se situer sur la paroi externe de certaines liaisons bimétalliques. De tels défauts ont été rencontrés en exploitation, plus particulièrement sur des cuves du palier 900 MWe.

Pour empêcher ce mécanisme de se produire, des dispositions particulières ont été prises au niveau des calorifuges pour éviter la rétention d'eau. Un programme de surveillance en service a aussi été mis en œuvre pour les détecter. Les défauts détectés ont été éliminés, la zone faisant alors l'objet d'un programme de contrôle renforcé pendant dix ans. L'absence de réapparition de ce type de défaut après réparation a montré l'efficacité des mesures correctives et préventives mises en œuvre.

Les liaisons bimétalliques en alliage base nickel des paliers 1450 MWe et EPR sont moins sensibles à ce type de dégradation. Elles bénéficient par ailleurs des améliorations apportées au niveau du calorifuge sur les autres paliers.

Les dispositions de surveillance relatives à ce mécanisme de vieillissement sont présentées à la section 5.1.3.7.

La FAV relative à la corrosion atmosphérique des liaisons bimétalliques de cuve est en statut 0.

#### **5.1.2.7 CORROSION SOUS CONTRAINTE EN MILIEU PRIMAIRE DES PIÈCES EN ALLIAGE BASE NICKEL**

L'action conjointe d'un environnement particulier et de sollicitations mécaniques de traction peut se traduire par l'apparition de fissures de corrosion sous contrainte (CSC). Sur les réacteurs REP, un tel phénomène a notamment été mis en évidence, en France et dans le monde, sur des pièces en alliage à base nickel. En particulier, ce phénomène a concerné des pièces en alliage 600, plus sensible au phénomène de corrosion sous contrainte en milieu primaire. La présence de contraintes résiduelles de fabrication est susceptible d'accroître la sensibilité au phénomène.

Sur la cuve, plusieurs zones sont concernées par la présence d'alliage à base nickel (ainsi que leurs soudures) :

- les pénétrations de fond de cuve (PFC),
- les guides radiaux (ou supports M) et le revêtement de l'anneau de transition de la cuve EPR sur lequel sont implantés les guides radiaux,
- les adaptateurs de couvercles de cuve,
- les zones de réparation en alliage 182 de tubulures de cuve,
- les liaisons bimétalliques de certaines cuves du palier 1450 MWe et celles de la cuve EPR FA3.

Concernant les pénétrations de fond de cuve :

- Les cuves des paliers 900 MWe, 1300 MWe et deux cuves du palier 1450 MWe ont des pénétrations de fond de cuve en alliage 600 ; les soudures sont détensionnées en usine mais certaines PFC ont pu faire l'objet d'un redressement ultérieur ;
- Deux cuves du palier 1450 MWe ont des pénétrations de fond de cuve en alliage 690, non sensible à la CSC ;
- La cuve EPR n'est pas équipée de PFC, l'instrumentation neutronique in-core étant introduite par le couvercle.

La FAV relative aux pénétrations de fond de cuve est classée en statut 1, dans l'attente de la finalisation du procédé de réparation définitive.

Concernant les guides radiaux :

- Pour la cuve EPR, les guides radiaux et leurs soudures sont en alliage 690, non sensible à la CSC. Le revêtement de l'anneau de transition est également réalisé avec un métal d'apport équivalent à l'alliage 690.

- Pour les cuves du parc en exploitation, les guides radiaux sont en alliage 600. Leurs soudures sont détensionnées en fabrication, et les connaissances acquises sur les matériaux et les contraintes rendent peu probable le risque d'amorçage de corrosion sous contrainte dans le métal de base et le métal déposé.

La FAV relative aux guides radiaux est classée en statut 0.

Concernant les adaptateurs de couvercles de cuve de l'ensemble du parc EDF, toutes les parties en alliage base nickel en contact avec le fluide primaire sont en alliage 690 non sensible à la CSC en milieu primaire, les couvercles d'origine des paliers 900 MWe et 1300 MWe (équipés d'adaptateurs en alliage 600) ayant été remplacés en exploitation. Ce remplacement massif a fait suite à une fuite en épreuve hydraulique sur un couvercle du palier 900 MWe au début des années 1990, puis à la découverte d'indications de type CSC sur plusieurs autres couvercles du parc EDF lors des contrôles qui ont suivi. Pour les paliers 1450 MWe et EPR, les adaptateurs sont, dès le démarrage, des réacteurs en alliage 690.

La FAV relative aux adaptateurs de couvercle de cuve est classée sans objet, tous les couvercles du parc EDF étant désormais équipés d'adaptateurs en alliage 690.

Concernant les zones de réparation de tubulures de cuve, les études et essais réalisés révèlent des contraintes réduites et un comportement favorable de la zone diluée des réparations. Le risque d'amorçage de la corrosion sous contrainte des réparations en Inconel de ces tubulures est très faible.

La FAV relative aux zones de réparation de tubulures de cuve est classée en statut 0.

Concernant les liaisons bimétalliques en alliage base nickel :

- Pour la cuve EPR, elles sont réalisées avec un métal d'apport équivalent à l'alliage 690, non sensible à la CSC.
- Pour trois cuves du palier 1450 MWe, elles sont réalisées avec un métal d'apport équivalent à l'alliage 600 et sont détensionnées en fabrication. Les connaissances acquises sur les matériaux et les contraintes rendent peu probable le risque d'amorçage de corrosion sous contrainte dans les liaisons bimétalliques en alliage base nickel.

La FAV relative aux liaisons bimétalliques est classée en statut 0.

### **5.1.3 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, DE TESTS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION DE LA CUVE DU RÉACTEUR**

La réglementation française définit les exigences générales relatives à la surveillance des équipements du Circuit Primaire. Elle impose la mise en place :

- de dispositions de surveillance en exploitation montrant que les équipements opèrent dans les conditions prévues à la conception,
- de contrôles permettant de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des équipements ; ces contrôles tiennent compte de la sensibilité d'une zone à un mode de dégradation (dont le risque de rupture brutale) et du retour d'expérience,
- d'un programme de suivi des propriétés des matériaux ayant un impact sur la démonstration d'intégrité.

Le premier point se traduit notamment par la comptabilisation des situations vues par le Circuit Primaire, pour vérifier que les sollicitations vues par les équipements sont conformes aux hypothèses de conception, que ce soit au niveau de leur déroulement ou de leur fréquence d'occurrence. Le dossier descriptif de ces sollicitations est mis à jour si besoin pour tenir compte du retour d'expérience en

exploitation. Une surveillance de la chimie du fluide primaire est également mise en œuvre, afin de s'assurer que l'environnement des matériaux reste compatible avec leurs conditions d'utilisation.

Le deuxième point se traduit par la mise en œuvre, lors des arrêts de réacteur, d'examen non destructifs qualifiés sur les parties de la cuve identifiées comme les plus sensibles vis-à-vis des modes de dégradation la concernant. Des contrôles sont également réalisés périodiquement au titre de la défense en profondeur, sur des zones ne présentant pas de sensibilité particulière vis-à-vis des mécanismes de vieillissement identifiés (en particulier, toutes les soudures d'assemblage du corps de cuve sont contrôlées à chaque visite décennale, qu'elles soient ou non concernées par un mécanisme de vieillissement). Enfin, des contrôles par échantillonnage sont également mis en œuvre sur certaines zones au titre de Programmes d'Investigations Complémentaires, pour confirmer l'absence de modes de dégradation qui n'auraient pas été identifiés.

Le troisième point se traduit par la mise en place de programmes d'essais pour le suivi de propriétés dont la surveillance sera difficile sur les matériels in situ, ou par la mise en œuvre d'un programme de surveillance spécifique à chaque cuve pour le mécanisme de vieillissement sous irradiation.

Les dispositions de surveillance associées aux modes de vieillissement présentés en section 5.1.2.1 sont présentées dans les paragraphes suivants.

### **5.1.3.1 VIEILLISSEMENT SOUS IRRADIATION DE LA ZONE DE CŒUR (VIROLES ET JOINT SOUDE)**

#### **5.1.3.1.1 Programme de Surveillance des Effets de l'Irradiation (PSI)**

Le mécanisme de vieillissement sous irradiation fait l'objet d'un programme spécifique de suivi de l'évolution des propriétés de l'acier de cuve, désigné PSI. Pour chaque cuve, au stade de la fabrication, des éprouvettes du matériau de cuve sont préparées et conditionnées dans des capsules métalliques introduites en cuve lors du fonctionnement. Ces capsules sont extraites à intervalles réguliers et des essais mécaniques sont réalisés sur les éprouvettes qu'elles contiennent pour évaluer les propriétés du matériau après maintien en cuve sous rayonnement neutronique.

Les principes de ce programme de suivi sont similaires sur les différents paliers du parc EDF, du palier 900 MWe à l'EPR. Chaque cuve dispose à l'origine de six capsules au moins, quatre étant introduites lors du démarrage du réacteur et les suivantes étant introduites en exploitation (capsules de réserve). Les capsules sont extraites à intervalles réguliers afin d'être enveloppe de l'irradiation des cuves aux échéances des visites décennales.

Les essais réalisés sont des essais de résilience qui permettent de déterminer le décalage de la température de transition du matériau, ainsi que des essais de traction. Des éprouvettes de ténacité sont également disponibles pour réaliser des programmes d'essais complémentaires si besoin.

Les matériaux suivis sont :

- Le métal de base de la virole de cœur présentant la température de transition la plus élevée en fin de vie (sélectionnée au stade de la conception sur la base d'une prévision de sa fragilisation),
- Le joint soudé irradié,
- La zone affectée thermiquement de la virole suivie.
- Un métal de référence prélevé sur une même tôle pour l'ensemble des paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe (EPR non concerné).

Le modèle de prévision de la fragilisation a été mis à jour en 2007, en s'appuyant notamment sur les nombreux résultats du PSI acquis depuis le démarrage des réacteurs EDF (plus de 350 points de mesure PSI pris en compte dans l'élaboration du modèle). Ceci permet d'avoir un modèle au plus près du

comportement de matériaux représentatifs des cuves du Parc EDF en conditions réelles d'irradiation. Lors de l'extraction de chaque nouvelle capsule, les résultats d'essais sont comparés à ce modèle pour vérifier que le comportement des matériaux est enveloppé par le modèle de fragilisation.

#### **5.1.3.1.2 Contrôle de la zone de cœur**

Comme indiqué à la section 5.1.2.1, le vieillissement sous irradiation tend à réduire les propriétés de ténacité du matériau, donc sa résistance vis-à-vis du risque de rupture brutale. L'analyse de ce mécanisme de vieillissement vis-à-vis de l'intégrité de la cuve est donc à associer à la présence potentielle ou avérée d'un défaut.

Lors de la fabrication des premières cuves, des défauts induits par un phénomène de fissuration à froid ont été mis en évidence sur certaines pièces revêtues des cuves (tubulures en particulier). Le risque d'apparition de ces défauts a par la suite été nettement diminué par la mise en œuvre de précautions complémentaires lors des opérations de pose du revêtement inoxydable (derniers réacteurs du palier 900 MWe et réacteurs intermédiaires au palier 1300 MWe).

Pour les réacteurs en exploitation (paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe), la zone de cœur des cuves fait, à chaque visite décennale, l'objet d'un contrôle par ultrasons automatisé, qui couvre la zone sous revêtement des viroles et du joint soudé irradiés.

Pour la cuve EPR, EDF a prévu de contrôler la même zone en Visite Complète Initiale (métal de base des viroles et joint soudé).

#### **5.1.3.2 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES ACIERS FAIBLEMENT ALLIÉS**

Les propriétés matériaux des zones soumises à vieillissement thermique ne font pas l'objet d'un programme de suivi spécifique comme pour le vieillissement sous irradiation. L'évolution des propriétés est couverte par le modèle de prévision établi sur la base de nombreux essais, et dont le conservatisme est confirmé aux températures de fonctionnement des REP.

Comme indiqué à la section 5.1.2.4, le vieillissement thermique tend à diminuer les propriétés de ténacité du matériau, donc sa résistance vis-à-vis du risque de rupture brutale. L'analyse de ce mécanisme de vieillissement vis-à-vis de l'intégrité de la cuve est donc à associer à la présence potentielle ou avérée d'un défaut.

La présence de défauts induits par un phénomène de fissuration à froid (cf. § 5.1.3.1.2) concerne potentiellement certaines tubulures de cuve des paliers 900 MWe et 1300 MWe n'ayant pas bénéficié des précautions complémentaires en fabrication. Pour le palier 1300 MWe, seules les deux premières cuves sont potentiellement concernées.

Concernant les couvercles de cuve, ceux-ci ont fait l'objet des mesures de précaution en fabrication aussi bien pour les couvercles d'origine des paliers 1450 MWe et EPR que pour les couvercles de remplacement des paliers 900 MWe et 1300 MWe.

Les contrôles mis en œuvre sont :

- Pour les tubulures n'ayant pas fait l'objet des précautions de fabrication complémentaires : examen de la zone sous revêtement par ultrasons automatisés en exploitation, et examen de suivi à chaque visite décennale pour les tubulures sur lesquelles des défauts notables ont été identifiés.
- Pour les tubulures du palier 900 MWe ayant bénéficié des précautions de fabrication complémentaires : examen « point zéro » de la zone sous revêtement ; aucun défaut notable n'a été détecté sur les cuves contrôlées.

- Pour les couvercles de cuve : examen « point zéro » par ultrasons de la soudure bride/calotte à la mise en service, et examen de suivi à chaque visite décennale pour les soudures sur lesquelles des défauts notables ont été identifiés.

Les tubulures de sortie EPR ont fait l'objet des précautions de fabrication vis-à-vis de la fissuration à froid. Toutefois leur implantation set-on fait que leur soudure de raccordement à la virole porte-tubulures est effectivement soumise à la température de la branche chaude. Comme pour les autres cuves du parc EDF, un contrôle des soudures de raccordement des tubulures EPR est prévu à chaque visite décennale.

### **5.1.3.3 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES DES TUBULURES DE SORTIE EN ANOMALIE DE DILUTION**

Les propriétés matériaux des liaisons bimétalliques en anomalie de dilution ont été déterminées à partir d'essais expérimentaux, en tenant compte des effets de vieillissement. Ces données sont prises en compte pour les analyses à la rupture brutale.

Les liaisons bimétalliques des tubulures de cuve font l'objet d'un double examen volumique à chaque visite décennale, qu'elles soient ou non concernées par l'anomalie de dilution, afin de vérifier l'absence de défaut :

- Contrôle par ultrasons automatisés : contrôle réalisé sur les cuves de tous les paliers,
- Contrôle par radiographie : contrôle réalisé sur les cuves des paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe. Sur la cuve EPR, ce contrôle est prévu uniquement en Visite Complète Initiale (VCI).

### **5.1.3.4 FATIGUE DES COMPOSANTS EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

L'enveloppe métallique de la cuve n'est pas particulièrement concernée par le risque de fissuration par fatigue. Celui-ci est évalué sur la base du facteur d'usage des différentes zones de la cuve, calculé en conception et réévalué si besoin en exploitation.

Les examens mis en œuvre vis-à-vis du risque de fatigue concernent des zones hors de l'enveloppe métallique en acier faiblement allié, à savoir :

- la goujonnerie de cuve est contrôlée par courants de Foucault à chaque visite décennale (tout palier),
- les joints à lèvres minces assurant l'étanchéité au niveau de certaines brides d'adaptateurs (joints CANOPY, voir § 5.1.1.1) sont contrôlés visuellement à chaque arrêt de réacteur et télévisuellement à chaque visite décennale après épreuve hydraulique.

### **5.1.3.5 CORROSION PAR L'ACIDE BORIQUE DES PIÈCES EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

L'enveloppe métallique de la cuve ne serait concernée par ce mécanisme d'endommagement qu'en cas de fuite externe du fluide primaire sur l'acier faiblement allié. Une surveillance d'absence de fuite est réalisée :

- En fonctionnement :
  - Des bilans de fuite du circuit primaire sont réalisés quotidiennement pour détection de toute fuite significative du circuit primaire.
  - Un dispositif de détection de fuite des joints de couvercle de cuve est installé sur tous les paliers, permettant de détecter une fuite du joint interne de cuve (précurseur d'une fuite externe potentielle).
- En arrêt de réacteur :

- Examen visuel à chaque arrêt de l'absence de fuite et de traces de bore sur les zones susceptibles d'affecter l'acier ferritique, en particulier les étanchéités au-dessus du couvercle de cuve.

Pour la cuve EPR, l'assemblage des mécanismes de commande de grappes sur les adaptateurs est réalisé par liaison boulonnée ; chaque assemblage dispose d'une boîte de récupération de fuite, contrôlable en arrêt de réacteur.

- Examen visuels / télévisuels et par écoute acoustique en épreuve hydraulique au niveau des soudures d'adaptateurs et pénétrations de fond de cuve.

### **5.1.3.6 CORROSION ATMOSPHERIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES**

Ce mécanisme d'endommagement se traduit par l'apparition de défauts de surface au niveau des liaisons bimétalliques. La surveillance de la zone vis-à-vis de ce mécanisme comporte deux volets et est similaire pour tous les paliers :

- Un contrôle par ressuage de la liaison bimétallique est réalisé à chaque visite décennale au titre de la défense en profondeur, indépendamment de la sensibilité de la zone,
- Dans le cas où un défaut de type décohésion intergranulaire (voir § 5.1.2.6) est mis en évidence lors du contrôle par ressuage, un programme de suivi renforcé est mis en œuvre après élimination des défauts : quatre contrôles par ressuage successifs sont réalisés sur une période de dix ans. Dans le cas où ces contrôles confirment l'absence de réapparition des défauts, la liaison bimétallique est déclarée non sensible et le contrôle revient à périodicité décennale.

Compte tenu des contrôles réalisés à ce jour qui n'ont pas mis en évidence de défauts et des mesures préventives, il n'y a plus de liaison bimétallique classée sensible sur les cuves du Parc EDF.

### **5.1.3.7 CORROSION SOUS CONTRAINTE EN MILIEU PRIMAIRE DES PIÈCES EN ALLIAGE BASE NICKEL**

Le risque associé au phénomène de CSC est l'apparition de défauts de type fissure, susceptible de se propager en exploitation. La nature des contrôles sur les zones en alliage base nickel potentiellement concernées par le risque de CSC est définie à partir du risque identifié sur cette zone, compte tenu de la sensibilité de son matériau et de chargements qu'il subit (dont les contraintes résiduelles).

Concernant les couvercles de cuve : pour tous les couvercles des cuves EDF, les zones en contact avec le fluide primaire sont en alliage 690, non sensible à la CSC. Des contrôles sont réalisés au titre de la défense en profondeur :

- Un contrôle par écoute acoustique est réalisé à chaque épreuve hydraulique décennale pour détection de fuite.
- Un contrôle par courants de Foucault des adaptateurs périphériques de trois couvercles témoins du palier 900 MWe est réalisé tous les dix ans.

Concernant les guides radiaux :

- Pour l'ensemble des paliers, un contrôle télévisuel est réalisé à chaque visite décennale pour recherche de désordres, indépendamment du risque de CSC des guides et de leurs soudures,
- Pour les paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe, un contrôle complémentaire par ultrasons est mis en œuvre à partir des VD3 pour recherche de défauts induits par la CSC,
- Le palier EPR est équipé de guides en alliage 690, non sensible à la CSC. Il ne fait pas d'objet de contrôles spécifiques vis-à-vis de ce mécanisme d'endommagement.

Concernant les zones de réparation de tubulures de cuve : toutes les tubulures réparées en alliage 182 font l'objet de contrôle par ultrasons ou courants de Foucault à chaque visite décennale pour recherche de fissures de CSC. Ces contrôles concernent uniquement cinq cuves du palier 900 MWe et deux cuves du palier 1300 MWe.

Concernant les pénétrations de fond de cuve :

- Depuis 2011 (avant par sondage), pour les cuves équipées de PFC en alliage 600 (paliers 900 MWe et 1300 MWe, et deux cuves du palier 1450 MWe), un examen par ultrasons est réalisé à périodicité décennale.
- Pour les cuves équipées de PFC en alliage 600, un examen télévisuel est réalisé à chaque visite décennale, avant et après épreuve hydraulique. Pour les cuves n'ayant pas encore fait l'objet d'un premier examen par ultrasons, l'examen télévisuel est transitoirement réalisé à chaque arrêt.
- Les deux réacteurs du palier 1450 MWe équipées de PFC en alliage 690, non sensible à la CSC, font l'objet d'un examen télévisuel avant et après l'épreuve hydraulique décennale.
- Le palier EPR n'est pas équipé de pénétrations de fond de cuve.

## **5.1.4 ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES POUR LA CUVE DU RÉACTEUR**

### **5.1.4.1 VIEILLISSEMENT SOUS IRRADIATION**

Les facteurs influant principalement sur le vieillissement sous irradiation sont la fluence et la composition chimique du matériau irradié.

Les cuves dont la fluence prévue en fin d'exploitation est la plus élevée sont celles du palier 900 MWe. Pour ces cuves, des mesures sont prises en exploitation pour limiter cette fluence :

- Depuis les années 90, les plans de chargement sont optimisés pour réduire la fluence aux points chauds des cuves. Un gain de l'ordre de 40% sur le flux neutronique a été obtenu de manière durable.
- À partir des quatrièmes visites décennales, des grappes absorbantes en hafnium seront mises en place dans le cœur face aux quatre points chauds, avec un gain supplémentaire escompté de 40 à 50% sur le flux neutronique.

Au final, le flux neutronique face aux points chauds de la cuve aura été réduit d'un facteur 3 depuis la mise en service des réacteurs 900 MWe.

Les fluences des cuves des paliers 1300 MWe et 1450 MWe sont notablement moins élevées (environ 20% de moins à durée de fonctionnement équivalente). Pour le palier EPR, la conception du cœur et de la cuve, une largeur de lame d'eau plus importante et la présence d'un réflecteur lourd permettent d'obtenir une fluence en fin d'exploitation beaucoup plus basse à durée de fonctionnement équivalente (3 à 5 fois par rapport au palier 900 MWe, selon la gestion combustible).

Les spécifications chimiques applicables aux viroles de cœur ont par ailleurs progressivement été renforcées depuis la fabrication des premières cuves 900 MWe.

### **5.1.4.2 FABRICATION**

Les modes de vieillissement conduisant à une dégradation de propriétés de ténacité (vieillissement sous irradiation ou vieillissement thermique) sont à associer à la présence potentielle de défauts dans le composant.

Suite à la mise en évidence, sur les premières cuves du Parc EDF, de défauts de fissuration à froid sous revêtement, des modifications ont été apportées aux conditions de pose du revêtement pour éviter la reproduction de ce phénomène. Si ces mesures n'influent en rien sur le vieillissement du matériau

proprement dit, elles permettent de réduire la probabilité de présence d'un défaut de fabrication et par suite le risque de rupture brutale.

Ces mesures ont progressivement été mises en œuvre sur les dernières cuves du palier 900 MWe et à partir de la 3<sup>ème</sup> cuve du palier 1300 MWe. Les couvercles de remplacement des cuves 900 MWe et 1300 MWe, les cuves du palier 1450 MWe et la cuve EPR ont entièrement bénéficié de ces précautions complémentaires de fabrication. Outre les contrôles réalisés en fabrication, les examens réalisés en exploitation sur les composants ayant bénéficié de ces précautions ont confirmé l'efficacité de ces mesures, aucun défaut n'ayant été détecté.

### **5.1.4.3 LIAISONS BIMÉTALLIQUES**

Les défauts de type décohésions intergranulaires détectés sur les liaisons bimétalliques lors des contrôles réalisés en exploitation (voir § 5.1.3.6) ont systématiquement été éliminés par affouillement, avec mise en place d'un suivi renforcé après élimination des défauts.

Des modifications ont été progressivement apportées au calorifuge des tubulures pour prévenir le risque de rétention d'humidité au niveau des soudures. Ces modifications ont été efficaces, plus aucune liaisons bimétalliques n'étant aujourd'hui classée sensible vis-à-vis de ce mécanisme.

### **5.1.4.4 ZONES EN ALLIAGE BASE NICKEL**

#### Pénétrations de fond de cuve

Suite à la découverte d'une fissure sur une PFC d'un réacteur 900 MWe, due au phénomène de CSC et initiée à partir d'un défaut de fabrication, un dispositif de réparation par bouchage de la PFC a été développé et mis en œuvre. Un procédé de réparation permettant de conserver la fonctionnalité de la pénétration de fond de cuve est également à l'étude.

#### Couvercles de cuve

Tous les couvercles des paliers 900 MWe et 1300 MWe, équipés d'origine d'adaptateurs en alliage 600, ont été remplacés en exploitation par des couvercles équipés d'adaptateurs en alliage 690. Ce programme de remplacement a commencé en 1994 et s'est achevé en 2009.

Des dispositions similaires ont été retenues en fabrication ou avant mise en service pour les couvercles des paliers 1450 MWe et EPR :

- Equipement d'adaptateurs en alliage 690 dès la fabrication pour la cuve EPR et la dernière cuve du palier 1450 MWe ;
- Remplacement des adaptateurs initialement en alliage 600 par des adaptateurs en alliage 690, avant mise en exploitation, pour les trois autres cuves du palier 1450 MWe.

## **5.2 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR**

### **5.2.1 VIEILLISSEMENT SOUS IRRADIATION / CONTRÔLE DE LA ZONE DE CŒUR**

Le PSI permet de suivre le comportement des matériaux de la zone de cœur jusqu'à des irradiations équivalentes à 60 années d'exploitation au moins, compte tenu du nombre de capsules d'irradiation à disposition. Les capsules sont extraites à intervalles réguliers afin d'être enveloppes de l'irradiation des cuves aux échéances des visites décennales. Ce calendrier est réexaminé à intervalles réguliers pour tenir compte du retour d'expérience dans la comptabilisation de la fluence effective reçue par les cuves, ou des améliorations apportées dans la gestion de la fluence (voir § 5.1.4.1).

L'acquisition progressive des résultats du PSI a permis de mettre à jour en 2007, le modèle de fragilisation sous irradiation. Ce modèle a été révisé à partir des résultats des capsules d'irradiation du palier 900 MWe (plus de 350 points de mesure), qui couvre le plus large éventail de fluence et de compositions chimiques pour les cuves du Parc EDF. Le modèle obtenu permet d'être plus représentatif du comportement du matériau sur des durées importantes par rapport au modèle initial, qui était bâti sur un nombre plus limité de données à l'état irradié, issues d'essais en réacteurs expérimentaux. L'application de ce modèle aux résultats des paliers 1300 MWe et 1450 MWe permet de confirmer qu'il représente le comportement des matériaux de manière satisfaisante.

La zone de cœur fait l'objet d'un contrôle complet par ultrasons automatisés à chaque visite décennale, couvrant l'ensemble de la zone sous revêtement. Les performances en termes de détection des défauts sont garanties par la qualification du procédé. Les contrôles successifs réalisés depuis la mise en service des cuves ont produit les principaux résultats suivants :

- Des défauts de fabrication de type fissuration à froid sous revêtement ont été détectés sur huit cuves (cinq pour le palier 900 MWe et trois pour le palier 1300 MWe) ; ces défauts ne présentent aucune évolution en service,
- Des défauts de fabrication de type défaut de soudage ont été détectés sur deux cuves du palier 900 MWe ; ces défauts ne présentent aucune évolution en service.

L'absence d'évolution constatée en service est cohérente avec les études de propagation réalisées sur des défauts en zone de cœur. Elle confirme également que la périodicité retenue pour le contrôle de la zone de cœur est adaptée.

Ces défauts détectés font l'objet d'une justification spécifique, selon une démarche déterministe conservative, montrant que la résistance à la rupture brutale des cuves concernées en situation de choc froid pressurisé est assurée en toute situation.

Une démonstration plus générale de la résistance à la rupture brutale des cuves en exploitation est apportée par un dossier générique applicable à l'ensemble des cuves de chaque palier. Réalisée selon la même démarche déterministe conservative, cette analyse générique considère un défaut hypothétique dont les dimensions sont en limite de détectabilité compte tenu des performances du procédé de contrôle utilisé, et placé à l'endroit le plus sollicité et le plus irradié de la cuve de chaque palier présentant les propriétés mécaniques les plus sévères du parc (RTNDT la plus élevée). Cette analyse est réalisée pour une sélection des transitoires les plus sévères susceptibles de solliciter la cuve, couvrant l'ensemble du domaine de dimensionnement depuis le fonctionnement normal jusqu'aux situations accidentelles hautement improbables.

Au vu de l'ensemble des résultats obtenus, le programme de suivi de la zone des cuves soumise à irradiation est donc considéré comme bien adapté, en fournissant les éléments nécessaires pour en apprécier l'aptitude au service.

## **5.2.2 VIEILLISSEMENT THERMIQUE / CONTRÔLE DES TUBULURES ET DES COUVERCLES**

Le modèle de vieillissement thermique des aciers faiblement alliés est basé sur le modèle de MacLean, paramétré dans les années 70 et 80 sur des aciers faiblement alliés vieillis thermiquement 20000 h à des températures comprises entre 300°C et 550°C. Des programmes de vieillissement complémentaires en laboratoire ont été mis en œuvre, sur des matériaux dont la composition est enveloppe des pièces du parc EDF, pour conforter la validité du modèle pour des durées d'exposition prolongées, équivalentes à 60 ans de fonctionnement en conditions réacteur. Les résultats obtenus ont confirmé la validité du modèle pour les différentes zones métallurgiques concernées (métal de base, ZAT et métal déposé). Ce modèle de vieillissement est donc adapté pour définir les propriétés des matériaux correspondant à 60 ans d'exploitation, en particulier pour les tubulures de sortie cuve.

Un point zéro complet a été réalisé sur les tubulures des cuves du palier 900 MWe, qu'elles aient ou non fait l'objet de précautions de fabrication.

Les tubulures de cuve qui font l'objet d'un programme de contrôle en visite décennale sont les tubulures du palier 900 MWe sur lesquelles de défauts notables ont été détectés et qui font l'objet d'un suivi à périodicité décennale.

L'efficacité des précautions de fabrication pour éviter la formation de défaut sous revêtement ayant été démontrée, les tubulures des autres cuves ayant bénéficié de ces précautions ne font pas l'objet d'un contrôle de la zone sous revêtement.

Concernant les couvercles de cuve, ils ont tous bénéficié des précautions de fabrication ; à ce titre, seule la soudure bride / calotte fait l'objet d'un contrôle point zéro et d'une éventuelle surveillance.

Pour les tubulures sur lesquelles des défauts ont été détectés, les contrôles réalisés ont confirmé qu'il s'agissait de défauts de fabrication ne présentant pas d'évolution en service, ce qui est cohérent avec les études réalisées.

Au vu de l'ensemble des résultats obtenus, le programme de suivi des zones des cuves concernées par le vieillissement thermique est donc considéré comme bien adapté, en fournissant les éléments nécessaires pour en apprécier l'aptitude au service.

### **5.2.3 FATIGUE DES COMPOSANTS EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

La cuve du réacteur n'est pas un composant particulièrement sollicité en fatigue. Les zones présentant les facteurs d'usage les plus élevés sont les éléments de goujonnerie et les joints à lèvres minces des adaptateurs de couvercle. Ces zones font l'objet de contrôles en exploitation :

- Contrôle par courants de Foucault de la goujonnerie à périodicité décennale
- Contrôle visuel à chaque arrêt, et télévisuel en épreuve hydraulique décennale, des joints à lèvres minces.

Les contrôles réalisés sur les cuves du parc EDF n'ont pas mis en évidence de dégradation liée à un phénomène de fatigue.

Pour les autres zones de la cuve sur lesquelles des défauts de fabrication ont été détectés, les contrôles n'ont pas mis en évidence de propagation par fatigue.

De plus, la comptabilisation des situations ne met pas en évidence de comportement atypique concernant les situations pouvant solliciter la cuve. L'analyse du fonctionnement des cuves du parc EDF montre que les nombres d'occurrences prévus à l'échéance de 60 ans de fonctionnement sont globalement couverts par les nombres d'occurrences qui avaient été prévus initialement pour 40 ans de fonctionnement. Les études disponibles permettent donc d'apprécier de manière satisfaisante le risque de fatigue sur les cuves.

Compte tenu de ces éléments, les dispositions prévues pour les cuves vis-à-vis du mécanisme de fatigue sont considérées comme bien adaptées.

### **5.2.4 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES DES TUBULURES DE SORTIE EN ANOMALIE DE DILUTION**

Les propriétés de ténacité des liaisons bimétalliques en anomalie de dilution ont été établies sur la base d'essais expérimentaux. Des essais expérimentaux menés dans les années 90 ont montré que les liaisons bimétalliques en anomalie de dilution ne présentaient pas de sensibilité particulière au vieillissement thermique par rapport à une liaison bimétallique normale. Un programme expérimental complémentaire est en cours de réalisation pour conforter cette hypothèse pour couvrir une durée de

fonctionnement de 60 ans. Les résultats de ces programmes seront pris en compte dans les études de risque de rupture brutale.

Les liaisons bimétalliques des tubulures de cuve font l'objet d'un contrôle volumique à chaque visite décennale, quel que soit le palier et indépendamment de la présence d'une anomalie de dilution. Les contrôles réalisés à ce jour n'ont pas mis en évidence de défaut au niveau des liaisons bimétalliques.

Par ailleurs, les liaisons bimétalliques ne sont pas des zones sensibles à la fatigue. On n'identifie donc pas de risque d'apparition d'un défaut en exploitation.

Compte tenu de ces éléments, et moyennant la finalisation des programmes complémentaires de vieillissement des liaisons bimétalliques, les dispositions prévues vis-à-vis du mécanisme de vieillissement thermique des liaisons bimétalliques sont considérées comme bien adaptées.

### **5.2.5 CORROSION PAR L'ACIDE BORIQUE DES PIÈCES EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

La corrosion par l'acide borique des pièces en acier faiblement allié est un phénomène susceptible d'intervenir qu'en cas de fuite externe. La maîtrise du risque de corrosion est donc assurée par des contrôles réguliers sur les parties susceptibles d'être à l'origine d'une fuite, afin de détecter de manière précoce toute dégradation.

Une surveillance est assurée en fonctionnement par l'intermédiaire des bilans de fuite journaliers, et au niveau des joints de cuve par la présence d'un système de détection de fuite.

Une surveillance est assurée en arrêt de réacteur sous forme de contrôles visuels ou télévisuels au niveau des soudures et pièces d'étanchéités sur le couvercle de cuve, ou au niveau des pénétrations de fond de cuve, afin de détecter toute indication de fuite de fluide primaire.

Compte tenu de la surveillance mise en œuvre, les dispositions retenues vis-à-vis du mécanisme de corrosion par l'acide borique sont considérées comme bien adaptées.

### **5.2.6 CORROSION ATMOSPHÉRIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES**

Des contrôles sur site ont mis en évidence des défauts de surface de type décohésion intergranulaire, qui ont été éliminés par affouillement local. Afin d'éviter la formation de tels défauts, des modifications ont été apportées au calorifuge pour éviter toute stagnation d'humidité (voir § 5.1.4.3). Il n'y a pas eu de réapparition de défaut dans les zones ayant fait l'objet d'affouillements, et toutes les liaisons bimétalliques de cuves du parc EDF sont aujourd'hui non sensibles à ce mécanisme.

Un contrôle par ressuage des liaisons bimétalliques à chaque visite décennale est maintenu pour la surveillance de la zone, sur toutes les cuves du parc EDF.

L'origine de l'apparition de ces défauts ayant été identifiée, les défauts ayant été éliminés et les mesures préventives ayant montré leur efficacité, les dispositions retenues vis-à-vis du mécanisme de corrosion atmosphérique des liaisons bimétalliques sont considérées comme bien adaptées.

### **5.2.7 CORROSION SOUS CONTRAINTE EN MILIEU PRIMAIRE DES PIÈCES EN ALLIAGE BASE NICKEL**

#### Pénétrations de fond de cuve

Le périmètre initial de contrôle des pénétrations de fond de cuve en alliage 600 vis-à-vis du risque de CSC était limité aux cuves dont les PFC étaient susceptibles de présenter des contraintes résiduelles notables compte tenu des opérations de fabrication (défaut de traitement thermique de détensionnement, redressement de PFC après traitement thermique...). Ces contrôles sont réalisés par ultrasons, tous les

dix ans. Les cuves n'ayant pas encore fait l'objet de leur premier contrôle font l'objet de contrôles télévisuels renforcés, y compris sur les PFC en alliage 690.

La détection, en 2011, d'une fissure de CSC amorcée sur un défaut de fabrication dans une PFC d'une cuve 900 MWe confirme la pertinence du programme de contrôle.

#### Couvercles de cuve

Tous les couvercles de cuve du parc EDF sont équipés d'adaptateurs en alliage 690, non sensible à la CSC. A titre de défense en profondeur, trois couvercles témoins du palier 900 MWe qui ont été parmi les premiers remplacés font l'objet d'un examen par courants de Foucault tous les dix ans. Les contrôles réalisés n'ont pas mis en évidence à ce jour de fissures de CSC.

Sur l'ensemble des couvercles, un examen télévisuel est réalisé à chaque visite décennale pour vérification d'absence de désordre, ainsi qu'une écoute acoustique en épreuve hydraulique pour vérification d'absence de fuite. Ces examens n'ont pas révélé d'endommagement sur les adaptateurs et leur soudure.

#### Guides radiaux

Les guides radiaux de l'ensemble des cuves du parc EDF font l'objet d'un examen télévisuel à chaque arrêt décennal pour recherche d'absence de désordre.

Ces contrôles sont complétés depuis 2009 par des examens par ultrasons réalisés en visite décennale pour recherche d'indication de type CSC au niveau des guides radiaux en alliage 600 et leurs soudures.

Ce programme est progressivement mis en place sur les cuves 900 MWe et 1300 MWe depuis 2009, et n'a à ce jour mis en évidence aucune fissure de CSC.

La cuve EPR est quant à elle équipée de guides radiaux en alliage 690, non sensible à la CSC.

#### Zones des tubulures réparées en Inconel

Ces zones ne concernent que cinq cuves du palier 900 MWe et deux cuves du palier 1300 MWe.

Toutes les tubulures réparées en alliage 182 font l'objet de contrôles par ultrasons ou courants de Foucault à chaque visite décennale pour recherche de fissures de CSC. Les contrôles réalisés à ce jour n'ont mis en évidence aucun défaut de ce type.

Compte tenu du retour d'expérience acquis sur les contrôles des zones en alliage base nickel ainsi que sur leurs sollicitations (y compris les contraintes résiduelles), les dispositions de surveillance retenues vis-à-vis du mécanisme de corrosion sous contrainte des zones en alliage base nickel sont considérées comme bien adaptées.

## **5.3 MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES CUVES DES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

### **5.3.1 LE CEA**

#### **5.3.1.1 CHAMPS D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

Concernant les réacteurs de recherche, la problématique n'est pas comparable aux réacteurs électrogènes de puissance (REP). En effet, la cuve (ou bloc pile) est un équipement amovible et ne constitue donc pas une limitation de la durée de vie de l'installation<sup>51</sup>.

Le réacteur Cabri ne comprend pas de cuve sous pression confinant le cœur de matières fissiles.

---

<sup>51</sup> On peut noter, par exemple, le remplacement du bloc pile du réacteur Osiris réalisé en 2001.

Le bloc-pile du réacteur Orphée est refroidi par de l'eau lourde. Cette cuve est elle-même immergée dans une piscine remplie d'eau légère. Les doigts de gant sont connectés au bloc-pile. Un dispositif d'étanchéité existe entre cette cuve et les doigts de gant.

Le bloc pile du réacteur RJH est traversé par de l'eau à 16,1 bar et à 80°C. Le vieillissement sous irradiation a été pris en compte dans les études de dimensionnement au travers de l'analyse en irradiation significative. Tous les joints soudés sont situés hors zone d'irradiation significative. Un programme de surveillance en service sur des éprouvettes représentatives est prévu.

La durée de vie des composants est calculée selon le matériau en fonction de la fluence en neutrons thermiques conventionnels ou rapides maximale. Des calculs sont réalisés en prédictif avec des codes de type TRIPOLI 4<sup>52</sup>. Des ajustements sont réalisés avec les résultats de mesure obtenus sur des échantillons. Les durées de vie des composants sont réévaluées lors de chaque réexamen de sûreté.

Pour le réacteur Orphée, des évaluations ont porté sur l'analyse de la rupture brutale et sur l'analyse de la sensibilité à l'entaille pour les doigts de gant qui sont en AG3NET. L'objectif est d'éviter d'atteindre une faible ductilité qui dépend du taux de Silicium formé et des précipités de Mg<sub>2</sub>Si qui ont tendance à durcir l'alliage d'aluminium. Les doigts de gant des canaux 4F et 9F ont été remplacés respectivement en 2008 et 2012 suite à des contrôles. Les nouveaux doigts de gant ont été réalisés suivant le code RCC-MX en tenant compte d'une modélisation détaillée, d'une analyse de toutes les situations de fonctionnement et d'un critère de niveau 1, prenant en compte l'effet d'irradiation, pour le flux maximal acceptable.

Des phénomènes de corrosion, incluant la corrosion galvanique et la corrosion-érosion, peuvent altérer dans le temps certains composants. Dans ce cas, des suivis particuliers sont mis en place comme celui des propriétés chimiques des fluides en contact avec ces composants.

### **5.3.1.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Les équipements sous pression du bloc pile du réacteur Orphée font l'objet de dispositions de conception et d'un programme de suivi en service, en cohérence avec l'analyse de risques des équipements. Comme indiqué ci-dessus, les doigts de gant des canaux 4F et 9F ont été remplacés respectivement en 2008 et 2012 suite à des contrôles.

Sur le réacteur RJH, des examens visuels/télévisuels ou par ultrasons sont également envisagés, ainsi que la surveillance du facteur d'usage réel de la boulonnerie.

### **5.3.2 L'ILL**

#### **5.3.2.1 CHAMPS D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT**

Le bloc pile du RHF est composé d'une cuve à laquelle sont accolés des doigts de gant. Il est refroidi par de l'eau lourde. L'ensemble du bloc pile comporte 50 compartiments de fluide contenu et de caractéristiques thermodynamiques variés. La liste des données des composants figure en annexe 11.13.

La pression dans la cuve du réacteur est de quatre bars, avec une température de 50°C. La cuve est réalisée en alliage d'aluminium 5754. Elle est intégrée dans une piscine remplie d'eau.

---

<sup>52</sup> TRIPOLI 4 est un code de résolution de l'équation du transport par méthode Monte Carlo développé au CEA. Il permet de faire des calculs neutroniques et photoniques pour des études en radioprotection, physique des cœurs et criticité. Dans son domaine, il est la référence pour la France tant pour les études industrielles que pour les études de sûreté.

L'étanchéité entre la cuve et les équipements qui y sont connectés (en particulier les doigts de gant qui permettent l'extraction des neutrons pour alimenter les aires expérimentales) est réalisée à l'aide de joints doublés avec détection de fuite entre les deux joints.

Le retour d'expérience a montré qu'il est nécessaire de changer les joints tous les deux remplacements de doigt de gant. Des phénomènes de corrosion peuvent altérer les composants. Des dispositions d'exploitation et des contrôles sont mises en œuvre.

### **5.3.2.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

L'objectif des contrôles consiste essentiellement à s'assurer de l'absence de corrosion. Cette corrosion peut venir de la qualité de l'eau, ou de la susceptibilité à la corrosion inter granulaire pour des irradiations très fortes ( $> 10.10^{22}$  n/cm<sup>2</sup>). C'est ce qui a conduit à spécifier le domaine de fonctionnement en termes de pH ou de résistivité de l'eau, et à limiter la durée d'irradiation de la cuve et des composants de la cuve.

Des contrôles télévisuels sont effectués chaque année sous eau et en air. Sur les équipements retirés, des essais qualitatifs (essais de flexion en cellule sur des échantillons prélevés sur ces équipements) et quantitatifs (mesures dimensionnelles et d'épaisseur) sont réalisés régulièrement. Sur les collecteurs d'entrée et de sortie de la cuve, une campagne de contrôle des soudures par courant de Foucault a récemment été conduite pour s'assurer de l'absence de défaut pouvant amener une défaillance pour un fonctionnement de 15 ans.

Les mesures préventives consistent essentiellement dans le maintien de la qualité de l'eau et dans la qualité exigée en construction.

Depuis 1971, seules deux anomalies ont été relevées :

- a. Dans les années 1980, il a été constaté une perte d'étanchéité d'un doigt de gant. Elle était due à un phénomène de corrosion inter granulaire pour une irradiation supérieure à  $20 \times 10^{22}$  n/cm<sup>2</sup>; avec le retour d'expérience, cette dernière fluence n'est plus dépassée et l'état du matériau a été modifié.
- b. Le deuxième évènement a été constaté en 2002, suite à la prescription de mettre en pression d'hélium l'intérieur de certains doigts de gant pour réduire les contraintes en exploitation, une fuite s'est déclarée à l'issue des travaux d'arrêt du réacteur avec la cuve dépressurisée : ainsi un doigt de gant de section rectangulaire s'est retrouvé avec une surpression interne supérieure à celle existante en exploitation, et incompatible avec le dimensionnement; la géométrie du doigt de gant a été modifiée et sa pression interne est abaissée quand la cuve du réacteur est vidée.

## **5.4 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DE LA CUVE DU RÉACTEUR**

### **5.4.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES**

#### **5.4.1.1 VIEILLISSEMENT SOUS IRRADIATION / CONTRÔLE DE LA ZONE DE CŒUR**

L'ASN considère que le contrôle régulier de l'état de la cuve est essentiel pour deux raisons :

- la cuve est un composant dont le remplacement n'est pas envisagé, pour des raisons à la fois de faisabilité technique et de coût ;
- la rupture de cet équipement n'est pas prise en compte dans les études de sûreté. C'est une des raisons pour lesquelles toutes les dispositions doivent être prises dès sa conception afin de garantir sa tenue pendant toute la durée du fonctionnement du réacteur y compris en cas d'accident.

La question de la zone de cœur des cuves du parc EDF a fait l'objet de plusieurs instructions et de présentations auprès du Groupe Permanent d'experts pour les Equipements Sous Pression Nucléaires. La démarche retenue par EDF consiste à :

- évaluer la fluence reçue par la cuve et retenir le point le plus irradié appelé « point chaud » ;
- évaluer la fragilisation du métal de la cuve en fonction de la fluence reçue et de la composition chimique du matériau ;
- réaliser des essais sur des éprouvettes représentatives du matériau de cuve afin de confirmer les prévisions de la fragilisation ;
- évaluer les transitoires thermohydrauliques les plus pénalisants dans chacune des catégories de situations ;
- calculer les marges mécaniques par rapport au risque d'amorçage de défaut en fonction des éléments ci-dessus ;
- pour l'ensemble des cuves la zone soumise à l'irradiation neutronique fait l'objet de contrôles non destructifs tous les dix ans afin de s'assurer de l'absence d'apparition de défauts et de l'absence d'évolution des défauts existants.

L'ASN a présenté cette méthode et les résultats au cours des Groupes Permanents lors des séances de 1987, 1999, 2005, 2010 et 2015 pour les cuves des paliers 900 MWe et 1300 MWe. La démarche est jugée pertinente par l'ASN. Par ailleurs, afin de garantir des conservatismes suffisants, la réglementation française impose l'utilisation de coefficient de sécurité (Article 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999) lors de la réalisation de ces calculs mécaniques. Ces coefficients qui doivent être appliqués sur les chargements dépendent des catégories de situations étudiées, ils sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	AMORCAGE	INSTABILITE
2 <sup>ème</sup> catégorie	1,3	2
3 <sup>ème</sup> catégorie	1,1	1,6
4 <sup>ème</sup> catégorie	-	1,2

EDF a transmis son dossier de justification des cuves du palier 900 MWe, ce dossier vise à démontrer l'absence de risque d'amorçage de défaut pour l'ensemble de ces cuves pour une période de dix ans suites aux quatrièmes visites décennales de ces réacteurs. L'ASN doit mener, avec l'assistance de son appui technique l'IRSN, l'évaluation de ce dossier qui fera l'objet d'une présentation devant le GP ESPN au cours de l'année 2018.

#### **5.4.1.2 VIEILLISSEMENT THERMIQUE / CONTRÔLE DES TUBULURES ET DES COUVERCLES**

EDF a mis en œuvre un programme de vieillissement thermique du métal de base des cuves des réacteurs. Il est conclu que la prolongation de fonctionnement des réacteurs au-delà de la quatrième visite décennale ne modifiera pas le vieillissement du matériau en considérant les données prises en compte dès la conception. EDF s'appuie sur les essais menés et sur les teneurs en éléments fragilisant au regard du vieillissement thermique contenus dans les matériaux constitutifs des cuves.

L'ASN considère que le programme mis en œuvre par EDF relatif au vieillissement thermique du matériau de base constitutif de la cuve permet de connaître les caractéristiques finales de ce matériau. Certaines tubulures de cuves présentent des défauts sous revêtement qui ont pour origine la fabrication. Il s'agit de tubulures qui ont été fabriquées avant que les précautions permettant de s'affranchir du risque d'apparition de fissuration à froid lors du dépôt du revêtement ne soient systématiquement mises en place.

Les contrôles réalisés en services permettent de s'assurer de l'absence d'évolution de ces défauts et de l'absence d'apparition de nouveaux défauts en service. L'ASN considère que les contrôles mis en œuvre doivent être maintenus.

#### **5.4.1.3 FATIGUE DES COMPOSANTS EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

EDF précise que les cuves ne sont pas soumises à la fatigue, à l'exception des gougeons de cuves et des joints à lèvres minces des adaptateurs qui font de ce fait l'objet de contrôles spécifiques. Au regard des contrôles effectués, l'ASN considère que la cuve n'est pas un équipement soumis à la fatigue.

#### **5.4.1.4 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES DES TUBULURES DE SORTIE EN ANOMALIE DE DILUTION**

Les propriétés de ténacité des liaisons bimétalliques en anomalie de dilution ont été établies par EDF sur la base d'essais expérimentaux. Dans le cadre de la poursuite de fonctionnement au-delà des quatrième visites décennales, EDF a entrepris un programme expérimental afin de s'assurer de l'absence d'impact sur le vieillissement thermique de ces liaisons, ce qui est satisfaisant. L'ASN examinera les conclusions de ces essais.

#### **5.4.1.5 CORROSION PAR L'ACIDE BORIQUE DES PIÈCES EN ACIER FAIBLEMENT ALLIÉ**

L'ASN considère que la corrosion par l'acide borique de l'acier faiblement allié des cuves ne peut intervenir qu'en cas de contact entre l'eau primaire et l'acier. Dans la mesure où la cuve est revêtue d'une couche d'acier inoxydable, ce type de corrosion au regard de la conception et de la surveillance exercée n'est pas un phénomène redouté sur les cuves. La surveillance exercée permet de s'assurer de l'absence de dégradation de la couche d'acier inoxydable.

#### **5.4.1.6 CORROSION ATMOSPHÉRIQUE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES**

Les liaisons bimétalliques ont été sensibles à l'origine à la corrosion atmosphérique, celle-ci est attribuée à la conception des calorifuges d'origines qui ont fait l'objet de modifications. Par ailleurs, EDF maintient des examens périodiques de ces zones, l'ASN considère les modalités mises en œuvre adaptées.

#### **5.4.1.7 CORROSION SOUS CONTRAINTE EN MILIEU PRIMAIRE DES PIÈCES EN ALLIAGE BASE NICKEL**

##### Pénétrations de fond de cuve

En 2011, EDF a mis en évidence lors d'un examen la présence d'une indication sur une pénétration de fond de cuve (PFC) sur le réacteur numéro 1 de Gravelines.

Depuis cette date, la PFC a fait l'objet d'une extraction et la cuve a fait l'objet d'une réparation. Les expertises mises en œuvre tendent à mettre en évidence une fissuration par corrosion sous contrainte amorcée sur un défaut de fabrication.

Cet événement a conduit l'ASN à demander à EDF la mise en œuvre de contrôle de toutes les PFC selon une échéance qui a été proposée par EDF, les PFC ne faisant pas l'objet d'examens systématiques jusque-là. Les examens mis en œuvre ont révélé sur le réacteur numéro 3 de Cattenom un cas de fissuration circonferentielle, l'ensemble des autres examens réalisés sur les PFC n'ont pas mis en évidence de défauts.

### Couvercles de cuve

A la suite de la découverte d'un phénomène de corrosion sous contrainte au niveau d'un adaptateur de couvercle de cuve en 1991 sur le réacteur numéro 3 de Bugey, EDF a entrepris de remplacer tous les couvercles de cuve équipés d'adaptateurs en inconel 600. Les couvercles de remplacement sont équipés d'adaptateurs en inconel 690.

Une surveillance est maintenue par EDF sur quelques couvercles. L'ASN considère que la surveillance est adaptée.

### Guides radiaux

La surveillance exercée par EDF sur les guides radiaux est adaptée.

### Zones des tubulures réparées en Inconel

La surveillance exercée par EDF sur les guides radiaux est adaptée.

## **5.4.2 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE**

La cuve sous pression des réacteurs Orphée et RJH du CEA ainsi que pour le réacteur à haut flux de l'ILL, correspond au bloc pile. Il faut souligner qu'à la différence des cuves de réacteurs électronucléaires, ces blocs piles sont entièrement immergés dans des piscines. Ils sont remplaçables et sont soumis à des conditions thermohydrauliques de pression et de température relativement faibles. Ils sont construits dans des nuances plutôt compatibles avec les conditions physicochimiques des fluides environnants, et ces conditions sont optimisées pour accroître cette compatibilité autant que les contraintes d'exploitation le permettent. Concernant les réacteurs Orphée et RHF, les bloc-piles et équipements associés présentent différents compartiments soumis à des conditions de pression et de températures variables. Les listes de ces compartiments sont présentées en annexes 10.12 et 10.13.

Le suivi en service a pour objectif de s'assurer à ce que les équipements sous pression nucléaires, dont les cuves, demeurent dans un état permettant leur exploitation sans conséquence préjudiciable, pour protéger l'environnement tel que fixé par la réglementation.

Concernant les réacteurs Orphée et RHF, des critères de remplacement des doigts de gant basés sur la fluence maximale auxquels ils ont été soumis ont été introduits ces dernières années, avec pour objectif de prévenir leur durcissement sous irradiation (baisse de ductilité). Les doigts de gant sont des composants tout particulièrement soumis à irradiation compte tenu de leur localisation par rapport au cœur du réacteur. La baisse de ductilité des alliages d'aluminium sont la conséquence de la formation de précipités  $Mg_2Si$  résultant de la combinaison du magnésium présent dans l'alliage avec le silicium formé à partir de l'aluminium sous bombardement neutronique.

L'arrêté du 30 décembre 2015 définit des contrôles et actions curatives pour les équipements sous pression nucléaires (annexes 5 et 6 de l'arrêté du 30 décembre 2015) :

- réalisation d'une inspection vidéo annuelle ;
- remplacement des doigts de gant en aluminium en fonction de la fluence reçue<sup>53</sup> ;
- maîtrise des paramètres des fluides internes et externes des compartiments (notamment pureté, pH et résistivité de l'eau lourde) ;
- surveillance permanente des pressions.

---

<sup>53</sup> Il existe aussi une limite à la fluence reçue pour les compartiments en zircaloy-4 mais elle dépasse la durée de vie de l'installation.

Le RHF dispose d'un bloc pile qui est un ESPN soumis aux annexes 5 et 6 de l'arrêté du 30 décembre 2015. Cela vient du fait que certains de ses compartiments (sources, doigts de gant) sont pressurisés avec du gaz et entraînent l'augmentation de la catégorie de l'équipement dans sa totalité. En revanche, le réacteur Orphée n'est pas soumis à ces dispositions. L'ASN a examiné la sensibilité des matériaux constitutifs du bloc pile du RHF aux différents modes de dégradation envisageable : aucun mode de dégradation non traité en exploitation n'a été identifié. Des inspections régulières sur le thème des équipements sous pression nucléaire, et donc comprenant la cuve, sont réalisées; elles n'ont donné lieu à aucune remarque en rapport avec le suivi en service du bloc pile.

## **6 CALANDRES ET TUBES DE FORCES (CANDU)**

Non applicable en France



## 7 ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON

### **Synthèse :**

*Pour les réacteurs électronucléaires, le programme de maîtrise du vieillissement des enceintes de confinement s'applique aux structures des enceintes en béton, ainsi qu'aux revêtements d'étanchéité : il bénéficie pleinement du retour d'expérience d'exploitation du parc du fait de leur homogénéité de conception.*

*Dans le cadre de son programme de maîtrise du vieillissement des enceintes, EDF a identifié les mécanismes de vieillissement au vu de sa connaissance du fonctionnement des enceintes et du retour d'expérience des inspections et essais réalisés. Ces mécanismes concernent le béton (fissuration, fluage, retrait, carbonatation et pathologies de gonflement interne), la peau métallique (corrosion et cloquage), les câbles de précontrainte (détente et corrosion), les aciers passifs (corrosion), le système d'auscultation (dysfonctionnement de certains appareils), ainsi que les peintures et revêtements composites (vieillissement et comportement en situation accidentelle, y compris en cas d'accident grave).*

*Les essais d'étanchéité de l'enceinte et le contrôle de son comportement mécanique à l'aide du dispositif d'auscultation permettent d'observer et d'évaluer, de manière anticipée, le comportement mécanique et l'étanchéité des enceintes : ceci a notamment conduit à la mise en œuvre d'actions préventives (mise en place de revêtement interne) et correctives (réparation des parements externes). L'ASN estime que la mise en œuvre de ces actions conduit à une maîtrise satisfaisante des phénomènes de vieillissement des enceintes.*

*Le suivi du vieillissement des enceintes des réacteurs de recherche est mené principalement dans le cadre des contrôles et des essais périodiques. La conformité des enceintes de confinement est vérifiée lors des réexamens périodiques. L'ASN considère que le programme de maîtrise du vieillissement des enceintes de ces réacteurs reste limité. Ce programme devrait être complété en identifiant, sur la base de leurs spécificités et des résultats des essais et contrôles ainsi que des connaissances issues de programmes nationaux et internationaux, les mécanismes de vieillissement pouvant les affecter.*

Les enceintes de confinement des réacteurs constituent la troisième et ultime barrière entre le combustible et l'environnement. Pour que les enceintes de confinement assurent, durant la période d'exploitation des réacteurs, les fonctions de sûreté qui leur sont associées, elles doivent respecter des exigences de résistance mécanique et d'étanchéité. Ce respect des exigences doit être démontré de façon pérenne par l'exploitant, notamment par la mise en œuvre d'un programme de maîtrise du vieillissement adapté aux enjeux de sûreté. Ce programme doit tenir compte des caractéristiques de conception et de construction des enceintes, ainsi que de leurs phénomènes de vieillissement potentiels ou avérés.

## **7.1 DESCRIPTION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON D'EDF**

### **7.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME DE MAÎTRISE DE VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON**

L'enceinte de confinement renferme l'ensemble du circuit primaire et quelques équipements auxiliaires. Avec ses structures internes, elle permet le supportage de ces équipements, tant en situation normale qu'en situation accidentelle. Elle assure leur protection vis-à-vis de l'environnement extérieur : intempéries, agressions externes.

En cas d'accident sur la chaudière nucléaire, elle assure la protection de l'environnement extérieur en constituant une barrière entre les produits radioactifs et l'environnement. Elle assure ainsi des fonctions de résistance mécanique et d'étanchéité qui doivent être garanties tout au long de la vie de la centrale. C'est pourquoi elle est intégrée au programme de maîtrise du vieillissement.

La conception des enceintes de confinement diffère selon les paliers d'EDF (voir Annexe 10.7) :

- Les enceintes de confinement des réacteurs 900 MWe sont des enceintes en béton précontraint à simple paroi avec une peau d'étanchéité métallique (appelée liner). Le confinement est assuré par ce liner ; il est dit statique.
- Les enceintes de confinement des réacteurs 1300 MWe et 1450 MWe sont à double paroi : une enceinte interne en béton précontraint sans liner et une enceinte externe en béton armé. L'espace entre les deux enceintes permet la collecte et la filtration des fuites éventuelles de l'enceinte interne. C'est le principe du confinement dynamique, qui complète le confinement statique de l'enceinte interne en béton précontraint.
- L'enceinte de l'EPR est constituée d'une enceinte interne en béton précontraint avec liner et d'une enceinte externe en béton armé. L'EPR dispose ainsi d'un confinement statique par liner métallique complété par un confinement dynamique.

#### **7.1.1.1 DESCRIPTION DES ENCEINTES DE CONFINEMENT DES PALIERS 900 MWE**

L'enceinte de confinement est composée :

- d'un radier en béton armé d'environ 3,50 m d'épaisseur en zone courante,
- d'une partie cylindrique (appelée jupe) en béton précontraint comportant, sur sa face interne, une console support du pont tournant (palier CPY), et sur sa face externe, de nervures verticales pour l'ancrage des câbles de précontrainte horizontale,
- d'un gousset en béton précontraint permettant le raccordement entre la jupe en béton précontraint et le radier en béton armé,

- d'un dôme d'allure torosphérique, raccordé à la jupe par une ceinture comportant les ancrages supérieurs des câbles de précontrainte verticale et ceux de la précontrainte du dôme,
- d'un liner métallique recouvrant la totalité de la face interne de l'enceinte.

La précontrainte de l'enceinte de confinement est réalisée par post-tension. Les câbles sont éventuellement déviés pour contourner les ouvertures et traversées de l'enceinte. Les têtes d'ancrages sont munies soit de capots métalliques injectés au coulis de ciment, soit de cachetages en béton armé.

### **7.1.1.2 DESCRIPTION DES ENCEINTES DE CONFINEMENT DES PALIERS 1300 MWE ET 1450 MWE**

Le concept de la double paroi repose sur le principe d'un confinement dynamique qui vient compléter le confinement statique de l'enceinte interne en béton précontraint : la mise en dépression de l'espace entre enceintes permet de collecter et filtrer les fuites éventuelles de l'enceinte interne. Ainsi, l'enceinte externe participe à l'accomplissement de la fonction de confinement des produits radioactifs qui pourraient être émis accidentellement dans le bâtiment réacteur.

L'enceinte de confinement à double paroi des paliers 1300 et 1450 MWe est constituée par les éléments suivants :

- d'un radier en béton armé d'environ 3 m d'épaisseur constituant la fondation des deux parois de l'enceinte de confinement,
- d'une paroi interne (ou enceinte interne) en béton précontraint comprenant :
  - un gousset permettant le raccordement entre la paroi interne et le radier,
  - une partie cylindrique (appelée jupe) comportant, sur sa face interne, une console support du pont tournant, et sur sa face externe, des nervures verticales diamétralement opposées pour l'ancrage des armatures de précontrainte horizontale,
  - un dôme d'allure torosphérique, raccordé à la jupe par une ceinture comportant les ancrages supérieurs des armatures de la précontrainte verticale et ceux de la précontrainte du dôme. Le dôme comporte en sous-face des éléments préfabriqués qui servent de coffrage perdu pour l'intrados et qui n'interviennent pas dans la résistance de l'ouvrage,
- d'une paroi externe (ou enceinte externe) en béton armé,
- d'un espace entre enceintes.

La précontrainte de la paroi interne est réalisée par le même type de précontrainte que sur le palier 900 MW, à savoir une précontrainte par post-tension assurée par des câbles tendus puis injectés au coulis de ciment.

### **7.1.1.3 DESCRIPTION DE L'ENCEINTE DE L'EPR**

L'enceinte de confinement de l'EPR est constituée :

- d'une paroi interne (ou enceinte interne) en béton précontraint comprenant :
  - un gousset permettant le raccordement entre la paroi interne et le radier,
  - une partie cylindrique (appelée jupe) comportant, sur sa face interne, une console support du pont tournant, et sur sa face externe, des nervures verticales diamétralement opposées pour l'ancrage des armatures de précontrainte horizontale,
  - un dôme d'allure torosphérique, raccordé à la jupe par une ceinture comportant les ancrages supérieurs des armatures de la précontrainte verticale et ceux de la précontrainte du dôme. Le

dôme comporte en sous-face des éléments préfabriqués qui servent de coffrage perdu pour l'intrados et qui n'interviennent pas dans la résistance de l'ouvrage,

- un liner métallique recouvrant la totalité de la face interne de l'enceinte interne,
- d'une paroi externe (ou enceinte externe) en béton armé,
- d'un espace entre enceintes.

Dans l'espace entre enceintes, le système EDE permet la création d'une dépression permettant de récupérer, en cas d'accident, toute fuite éventuelle à travers l'enceinte interne.

Une spécificité de l'EPR consiste en un radier en béton armé commun à tous les bâtiments de l'îlot nucléaire, sur lequel repose le bâtiment réacteur.

La partie supérieure de l'enceinte externe est dimensionnée à la chute d'avion. Elle constitue, avec les structures protégeant les bâtiments abritant le bâtiment combustible et les bâtiments de sauvegarde de deux des quatre voies de sûreté, la coque-avion.

La précontrainte de la paroi interne est réalisée par le même type de précontrainte que sur le parc en exploitation, à savoir une précontrainte par post-tension assurée par des câbles tendus puis injectés au coulis de ciment.

#### **7.1.1.4 DISPOSITIFS D'AUSCULTATION DES ENCEINTES DE CONFINEMENT**

L'enceinte de confinement est équipée à la construction, d'une instrumentation, répartie dans le radier, le gousset, le fût et le dôme.

Nota : L'enceinte externe des enceintes à double paroi n'est pas instrumentée.

Les dispositifs d'auscultation comportent :

- des extensomètres à corde vibrante (témoins sonores),
- des thermocouples,
- des pendules,
- des fils Invar,
- des dynamomètres sur 4 câbles verticaux purs injectés à la graisse sur le premier réacteur de chaque site,
- des repères de nivellement direct (disposés dans les galeries de précontrainte).

#### **7.1.2 ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON**

Les mécanismes de vieillissement des enceintes de confinement sont identifiés sur la base des connaissances de leur fonctionnement et des inspections et essais réalisés depuis l'origine.

Le tableau ci-dessous présente les différents mécanismes de vieillissement identifiés faisant l'objet de Fiches d'Analyse du Vieillissement (FAV) et leur applicabilité selon le type d'enceinte considéré.

Mécanisme	Enceinte avec liner (paliers 900 MWe)	Enceinte à double paroi sans liner (paliers P4, P'4 et N4)	EPR
Fissuration du béton précontraint pouvant déboucher sur la corrosion des aciers passifs ou des gaines de précontrainte	X		
Fissuration du béton armé de l'enceinte externe pouvant déboucher sur la corrosion des aciers passifs		X	X
Perte de précontrainte par fluage couplé au retrait du béton, relaxation des câbles, corrosion des câbles	X	X	X
Corrosion des capots, têtes et câbles de précontrainte	X	X	X
Corrosion par piqûres du liner métallique	X		X
Cloquage du liner métallique	X		X
Vieillessement des revêtements composites de complément d'étanchéité de l'intrados de l'enceinte interne		X	
Vieillessement des peintures et revêtements non armés	X	X	X
Dysfonctionnement du système d'auscultation de l'enceinte	X	X	X
Risques de gonflement interne du béton (réaction alcali-granulats, réaction sulfatique interne)	X	X	X
Carbonatation du béton	X	X	X

**Tableau 12 – Mécanismes de vieillissement des enceintes de confinement faisant l'objet de FAV**

Ces mécanismes de vieillissement sont suivis dans le cadre des programmes de maintenance.

#### **7.1.2.1 FISSURATION DU BÉTON PRÉCONTRAIT POUVANT DÉBOUCHER SUR LA CORROSION DES ACIERS PASSIFS, DES GAINES DE PRÉCONTRAINTE OU DES ACIERS PRÉCONTRAINS (PALIERS 900 MWE)**

Sous l'effet de différents phénomènes (fluage, retrait, épreuve en pression, cycle gel – dégel, réaction de gonflement interne etc.), les bétons peuvent se fissurer.

Une fissuration débouchant en surface externe et profonde pourrait conduire à une corrosion des armatures ou des gaines de précontrainte en facilitant la pénétration des agents agressifs (eau, CO<sub>2</sub>, chlorures). Les câbles de précontrainte sont pour leur part protégés par les gaines et un coulis de ciment.

Un bilan de l'état du parement externe des enceintes de 900 MWe a été réalisé au début des années 2000 et permet de confirmer l'état satisfaisant des enceintes de 900 MWe et de circonscrire les analyses

à la corrosion des armatures du dôme. Ce bilan a conduit à des inspections visuelles du dôme dont les résultats ont amené aux actions suivantes :

- le déploiement d'une campagne nationale sur tous les réacteurs du parc CPY consistant en un traitement des fissures (d'ouverture supérieure ou égale à 0,3 mm) par injection de résines. La campagne s'est terminée en 2010 ;
- la mise en place d'une périodicité de 5 ans  $\pm$  15 mois pour les inspections visuelles pour les réacteurs situés en bord de mer, de dix ans  $\pm$  15 mois pour les autres installations.

Ces analyses montrent qu'il n'y a pas d'éléments susceptibles de modifier brutalement le comportement mécanique des enceintes de 900 MWe durant leur durée de vie jusqu'à 60 ans. Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.2 FISSURATION DU BÉTON ARMÉ DE L'ENCEINTE EXTERNE POUVANT DÉBOUCHER SUR LA CORROSION DES ACIERS (PALIERS 1300 ET 1450 MWE)**

Sous l'effet de différents phénomènes (fluage, retrait, épreuve en pression, cycle gel – dégel, réaction de gonflement interne, etc.), les bétons peuvent se fissurer.

Une fissuration débouchant en surface externe et profonde pourrait conduire à une corrosion des armatures de l'enceinte externe.

Les inspections visuelles des deux parements de l'enceinte externe mises en place avec une périodicité de 5 ans  $\pm$  15 mois pour les sites en bord de mer et de dix ans  $\pm$  15 mois pour les autres sites permettent de détecter ce phénomène et, le cas échéant, mettre en œuvre des actions correctives pour le traiter.

Ce phénomène n'est pas susceptible de modifier brusquement la tenue mécanique de ces enceintes durant leur durée de vie. Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.3 PERTES DE PRÉCONTRAINTÉ (TOUT PALIER)**

Les phénomènes de retrait et de fluage du béton et la relaxation des câbles de précontrainte conduisent à une diminution de la précontrainte de l'enceinte de confinement au cours du temps.

Le fluage du béton sous charge maintenue, couplé au retrait du béton, dépend de la composition du béton et ne peut donc pas être retardé ou neutralisé. La relaxation des câbles de précontrainte ne peut pas, elle non plus, être retardée ou neutralisée, ces câbles étant injectés dans un coulis de ciment.

Il n'y a pas de moyens permettant de pallier les pertes de précontrainte des câbles. Une surveillance est donc nécessaire. Elle est assurée par la mesure périodique des déformations du béton selon une fréquence adaptée à la cinétique du phénomène, ainsi que par la mesure des déformations instantanées lors des épreuves de l'enceinte.

La précontrainte étant injectée au coulis de ciment, les câbles ne sont ni réparables, ni remplaçables. Cette FAV est classée statut 2 (cf. Tableau n° 8).

#### **7.1.2.4 CORROSION DES CAPOTS, TÊTES ET CÂBLES DE PRÉCONTRAINTÉ (TOUT PALIER)**

Une corrosion traversante des capots de protection des têtes de câbles pourrait ensuite conduire à celle des câbles. La partie courante des câbles est protégée de la corrosion par la présence du coulis de ciment qui assure la passivation de l'acier.

Le mécanisme de corrosion des extrémités et têtes de câbles a été relevé sur le palier 900 MWe uniquement, et plus particulièrement pour les sites en bord de mer mais les expertises réalisées sur l'état général des têtes de câbles du palier 900 MWe ont conclu qu'il n'était pas nécessaire de définir des

dispositions complémentaires aux inspections des capots de protection des têtes de câbles lors des visites décennales.

Ce mécanisme n'est pas avéré pour le palier 1300 MWe. La conception du bâtiment réacteur des paliers de 1300 MWe et 1450 MWe sous forme de double enceinte permet une protection des éléments de précontrainte par rapport à l'atmosphère marine potentiellement agressive.

Les inspections visuelles réalisées à chaque visite décennale permettent de relever l'état des capots et de détecter ce phénomène et le cas échéant, mettre en œuvre des actions correctives pour le traiter. Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.5 CORROSION PAR PIQÛRES DU LINER MÉTALLIQUE (PALIER 900 MWE)**

Une corrosion par piqûre peut se développer dans les zones humides, non confinées et non protégées du liner des enceintes de confinement. La formation de nombreuses piqûres traversantes pourrait conduire à une dégradation de l'étanchéité de l'enceinte.

Au début des années 90, des défauts de corrosion du liner de l'enceinte de confinement des réacteurs du palier 900 MWe ont été constatés au niveau de la jonction fût-gousset et des canaux de pressurisation du liner en fond de bâtiment réacteur, mais sans incidence sur le niveau de fuite des enceintes, vérifié lors des épreuves d'enceinte. Suite à ces constats, des investigations approfondies ont été réalisées sur l'ensemble des réacteurs du palier 900 MWe et des travaux ont été mis en œuvre afin de stopper cette corrosion. En complément, des études de R&D ont été menées pour évaluer la cinétique de ce phénomène en fonction des conditions du milieu. Elles ont conclu que les risques de percement du liner en fin d'exploitation étaient très limités.

Une inspection du liner est effectuée à chaque visite décennale et une mesure d'épaisseur aux ultrasons est effectuée sur les zones jugées sensibles (zones de cloquage notamment).

Dans le cadre des VD3, des mesures supplémentaires d'épaisseur ont été effectuées sur la périphérie des traversées ainsi que sur le liner du dôme sur certains réacteurs représentatifs du parc. Les examens réalisés n'ont pas mis en évidence de dégradation en service pouvant remettre en cause le programme de maintenance et la poursuite de fonctionnement des enceintes de confinement.

La réparation du liner est possible, mais sa difficulté est variable en fonction de la localisation du défaut. En effet, les zones noyées sous le radier des structures internes sont difficiles, voire impossibles à réparer.

Le liner n'étant pas remplaçable et compte tenu du REX observé sur le palier 900 MWe, cette FAV est classée statut 2 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.6 CLOQUAGE DU LINER MÉTALLIQUE (PALIER 900 MWE)**

Le cloquage du liner est provoqué par les déformations de l'enceinte. Ce phénomène est constaté sur plusieurs réacteurs du palier 900 MWe, mais est sans incidence sur le taux de fuite mesuré lors des épreuves d'enceinte.

Des examens périodiques du liner permettant de suivre ce phénomène sont réalisés lors de l'épreuve d'enceinte, tous les dix ans.

Les études de réévaluation du comportement mécanique de la paroi en béton précontraint et du liner métallique ont montré que le cloquage conduit à des contraintes dans le liner métallique qui restent acceptables et qu'il n'y a pas de risque de déchirure du liner en situation accidentelle. Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

### **7.1.2.7 VIEILLISSEMENT DES REVÊTEMENTS COMPOSITES DE COMPLÉMENT D'ÉTANCHÉITE DE L'INTRADOS DE L'ENCEINTE INTERNE (PALIERS 1300 ET 1450 MWE)**

Pour certaines enceintes à double paroi, le taux de fuite a augmenté dans le temps. Pour limiter cette évolution, des revêtements composites d'étanchéité sont appliqués sur certaines zones de l'ouvrage.

La sélection des revêtements a pris en compte une irradiation de service normal jusqu'aux VD4.

Les revêtements sont susceptibles de se dégrader au cours du temps soit par vieillissement physique (ensemble des phénomènes de surface comme l'écaillage, la fissuration ou des phénomènes de transport comme la pénétration d'agents agressifs), soit par vieillissement chimique (ensemble des phénomènes engendrant une modification à l'échelle moléculaire du matériau). Par ailleurs, les propriétés des revêtements composites peuvent s'altérer et conduire, en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire, à une perte d'efficacité ou à la libération de débris susceptibles de nuire à la fonction de recirculation RIS/EAS. Les travaux de réparation ou de remplacement des revêtements sont onéreux mais possibles.

Les contrôles périodiques ont pour principe :

- des contrôles visuels et un « sonnage » des revêtements avec recherche de défauts, de leur évolution et l'analyse de leur nocivité,
- la réalisation d'essais d'adhérence sur les zones témoins et sur éprouvettes (support acier) pour vérifier le bon comportement du revêtement par rapport aux critères d'alerte spécifiés.

Les contrôles périodiques ainsi que les épreuves d'enceinte ne montrent pas d'altération des propriétés de ces revêtements.

Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

### **7.1.2.8 VIEILLISSEMENT DES PEINTURES ET REVÊTEMENTS NON ARMÉS DE L'ENCEINTE (TOUT PALIER)**

En cas d'accident de perte de réfrigérant primaire, les peintures et revêtements appliqués à l'intérieur de l'enceinte peuvent voir leur caractéristique d'adhérence diminuer et libérer des débris susceptibles de perturber par colmatage, le fonctionnement des systèmes RIS<sup>54</sup> / EAS<sup>55</sup>. Les exigences de qualification des revêtements incluent une irradiation en service normal couvrant une durée jusqu'en VD4.

En complément, une analyse sur la dégradation potentielle des peintures dans le bâtiment réacteur en situation d'accident de perte de réfrigérant primaire, a conclu :

- que les peintures ne sont pas nocives vis-à-vis de la filtration RIS/EAS, même en cas de libération complète sous forme de débris,
- à l'absence d'impact d'une irradiation réaliste sur la libération de débris,
- à l'absence d'impact d'une immersion ou d'un ruissellement prolongé sur la libération de débris,
- à l'absence de libération de micro-débris après un accident de perte de réfrigérant primaire et une immersion.

La non-libération de débris dans le cas d'un accident de perte de réfrigérant primaire n'apparaît plus, à l'issue de cette analyse, comme une exigence fonctionnelle.

---

<sup>54</sup> Système de sauvegarde d'Injection d'eau de Sécurité

<sup>55</sup> Système de sauvegarde d'Aspersion de Sécurité

De plus, les documents de maintenance prescrits intègrent des contrôles visuels périodiques permettant de détecter les dégradations et de les réparer le cas échéant.

Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.9 DYSFONCTIONNEMENT DU SYSTÈME D'AUSCULTATION DE L'ENCEINTE (TOUT PALIER)**

Le comportement mécanique de l'enceinte est suivi régulièrement en fonctionnement et lors des épreuves au moyen d'une auscultation permettant d'en mesurer les déformations et les déplacements d'ensemble (cf. § 7.1.1.4).

Des dysfonctionnements des appareils d'auscultation peuvent être observés durant la vie des enceintes. C'est pourquoi l'instrumentation des enceintes de confinement fait l'objet de dispositions de pérennisation du système élémentaire d'auscultation, par la mise en place d'un Dispositif d'Auscultation Optimal (voir § 7.2.1) et par le déploiement de mesures palliatives le cas échéant (extensomètres de parement, remplacement d'instrumentation, etc.).

Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.10 RISQUES DE GONFLEMENT INTERNE DU BÉTON PAR RÉACTION ALCALI-GRANULATS OU RÉACTION SULFATIQUE INTERNE (TOUT PALIER)**

La réaction alcali-granulats est une réaction chimique qui se développe sous certaines conditions en milieu humide entre les alcalins de la pâte cimentaire des bétons, la silice amorphe contenue dans certains granulats et l'eau interstitielle. Le gel formé gonfle par absorption d'eau, ce qui peut conduire à une déformation de la structure et à une micro-fissuration ou à l'ouverture de fissures initiales.

La réaction sulfatique interne conduit à la formation d'ettringite différée, très souvent suite à un échauffement du béton au jeune âge (pièces massives coulées en place ou béton traités thermiquement). Cette réaction met en jeu les sulfates présents dans la solution interstitielle du béton, les aluminates provenant essentiellement du ciment et l'eau de la solution interstitielle.

L'ettringite différée se développe après durcissement du béton et peut s'accompagner de déformation et de fissuration du béton. La réaction sulfatique interne peut concerner les bétons soumis à des températures de 65 °C minimum, atteintes lors de la prise voire ultérieurement. Les risques sont liés à la présence d'eau (apports extérieurs), à la température, à la teneur en SO<sub>3</sub>, en C<sub>3</sub>A et en alcalins du béton.

Ces deux pathologies s'accompagnent d'un risque de gonflement interne du béton.

Toutes les enceintes du parc en exploitation, ainsi que tous les ouvrages de génie civil importants pour la Sûreté, ont fait l'objet d'une évaluation du risque potentiel de réaction alcali-granulats et de réaction sulfatique interne en fonction des constituants du béton utilisé et des conditions de réalisation.

L'auscultation mise en place sur les enceintes de confinement ainsi que les inspections visuelles permettent de détecter et de suivre ce phénomène sur les enceintes.

Ces pathologies sont irréversibles et aucun traitement définitif n'étant disponible, elles font l'objet d'un suivi en service particulier, fonction de l'analyse de risque réacteur par réacteur.

Cette FAV est classée statut 2 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.11 CARBONATATION DU BÉTON (TOUT PALIER)**

La carbonatation du béton est une réaction chimique entre la chaux libre de la pâte cimentaire et du gaz carbonique qui conduit à la formation de calcite. Cette réaction provoque une diminution du pH du béton, ce qui entraîne la dépassivation de l'acier des armatures et favorise l'amorçage de leur corrosion.

Les inspections visuelles réalisées à chaque visite décennale permettent de détecter la présence de calcite et les corrosions éventuelles et permettent de traiter les défauts le cas échéant.

De plus, des carottes de béton sont prélevées lors de la pose des extensomètres de parement (voir § 7.2.1). Les analyses microstructurale et physico-chimique réalisées sur ces échantillons montrent qu'il n'y a pas de problème de carbonatation sur les enceintes de confinement du parc français.

Cette FAV est classée statut 0 (cf. tableau n° 8).

#### **7.1.2.12 CONCLUSION**

Parmi les mécanismes de vieillissement identifiés, seuls les suivants font l'objet de Dossiers d'Aptitude à la Poursuite d'Exploitation (DAPE composant) :

- les pertes de précontraintes des enceintes pour les deux types d'enceintes,
- la corrosion par piqûres du liner pour les enceintes avec liner,
- les risques de gonflement interne du béton liés aux pathologies de réaction alcali-granulats et de réaction sulfatique interne.

Ces DAPE portent la démonstration de l'aptitude au service des enceintes de confinement du parc français jusqu'à leur fin de vie en tenant compte des phénomènes de vieillissement pouvant les affecter. Cette démonstration intègre le critère d'aptitude à la poursuite de fonctionnement défini par le respect du critère de taux de fuite en épreuve, établi à partir du taux de fuite global admissible en accident défini dans les Décrets d'Autorisation de Création des installations nucléaires de base.

#### **7.1.3 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, DE TESTS, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON**

La maintenance est fondée sur une surveillance périodique programmée (visite, essais) qui a pour objet de déterminer l'état des éléments participant aux différentes fonctions, et d'analyser leur évolution entre deux essais ou deux visites pour garantir la pérennité des ouvrages tout au long de leur durée de vie.

La surveillance s'exerce :

- en fonctionnement du réacteur ;
- en arrêt pour rechargement de réacteur ;
- en épreuve.

##### **7.1.3.1 SYNTHÈSE DE LA SURVEILLANCE EXERCÉE SUR LES ENCEINTES DE CONFINEMENT**

Le tableau ci-dessous synthétise la surveillance exercée et son application sur les fonctions de l'enceinte :

**En vert** : applicable aux enceintes simples uniquement, **En violet** : applicable aux enceintes à double paroi uniquement.

		Surveillance en fonctionnement	Surveillance en arrêt pour rechargement	Surveillance en épreuve
Comportement mécanique	Enceinte simple et enceinte interne des enceintes à double paroi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tous les trois mois (tous les mois pour certains cas)</li> </ul> <u>Objectif</u> : surveillance de la déformation de l'enceinte sous l'effet de la précontrainte et du temps (auscultation) <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Inspection de la paroi externe</b></li> <li><b>Objectif : recherche des traces de corrosion, de fissuration (périodicité 5 ans)</b></li> </ul>	Pas de disposition particulière (la surveillance est la même qu'en exploitation en cas de coïncidence de la date normale de réalisation de la mesure avec la période d'arrêt)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Périodicité de dix ans</li> </ul> <u>Objectifs</u> : surveillance de la déformation de la paroi sous effet de la variation de la pression, réalisée dans le cadre de l'essai global d'étanchéité
	Enceinte externe des enceintes à double paroi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Inspection de la paroi externe</b></li> <li><b>Objectif : recherche des traces de corrosion et fissuration (périodicité 5 ans)</b></li> </ul>		
Etanchéité	Enceinte simple et enceinte interne des enceintes à double paroi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contrôle des traversées mécaniques (en continu)</li> </ul> <u>Objectif</u> : mise en évidence des fuites importantes de traversées pendant le cycle d'exploitation <ul style="list-style-type: none"> <li>- Contrôles sur les traversées électriques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Epreuves d'étanchéité des traversées</li> </ul> <u>Objectif</u> : contrôle de l'intégrité des traversées	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mesure du taux de fuite global</li> <li>- Essais partiels de taux de fuite aux traversées avec recherche et localisation des fuites</li> </ul>
	Enceinte externe des enceintes à double paroi	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Objectif : surveillance de la variation de pression dans l'EEE</b></li> <li><b>Surveillance de l'état des manchettes (3 ou 5 ans)</b></li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Mesure du taux de fuite de la paroi externe</b></li> </ul>
Autres maintenances	Enceinte simple et enceinte interne des enceintes à double paroi		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Surveillance des galeries (absence d'eau), des plaques et capots de tête d'ancrage des câbles, de l'absence de fuite de la graisse des gaines de précontrainte (périodicité 5 ans)</li> <li>- Contrôle de l'état du système d'auscultation</li> <li>- <b>Contrôle des revêtements d'étanchéité des parois internes en arrêt pour rechargement, hors arrêt simple pour rechargement</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Essai de fonctionnement des sas</li> <li>- Essais U5</li> <li>- <b>Inspection du liner</b></li> <li>- <b>Contrôle des revêtements d'étanchéité des parois internes</b></li> </ul>
	Enceinte externe des enceintes à double paroi		<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Contrôle des moyens d'accès à l'EEE</b></li> </ul>	

Tableau 13 – Synthèse de la surveillance exercée

## 7.1.3.2 SURVEILLANCE EN FONCTIONNEMENT

### 7.1.3.2.1 Comportement mécanique

#### 7.1.3.2.1.1 Auscultation

Le comportement mécanique de l'enceinte est suivi régulièrement en fonctionnement et lors des épreuves au moyen d'une auscultation permettant d'en mesurer les déformations et les déplacements d'ensemble. L'enceinte est équipée à la construction, d'une instrumentation, répartie dans le radier, le gousset, le fût et le dôme. La disposition et la répartition des appareils d'auscultation sont définies de façon à pouvoir contrôler :

- les déplacements d'ensemble :
  - les tassements et inclinaisons de l'ouvrage, conditionnés par la nature du sol de fondation, sont déterminés par un nivellement topographique,
  - les déformations d'ensemble du fût sont déterminées au moyen de pendules (diamètre) et de fils Invar verticaux (hauteur),
  - les déplacements différentiels, notamment entre le BR et le BK, sont déterminés afin de vérifier l'intégrité du tube transfert.
- les déformations locales :
  - les déformations locales du béton sont fournies par les extensomètres à corde vibrante (témoins sonores). Lors des épreuves, les résultats des extensomètres implantés en partie courante à mi-fût permettent de calculer le module d'élasticité instantané de la paroi et son coefficient de Poisson. Tout au long de la vie de l'ouvrage, les mesures effectuées sur les extensomètres en zone courante permettent d'évaluer le retrait et le fluage du béton. En complément des zones courantes, ces appareils sont installés dans le radier, le gousset, la ceinture torique et le dôme.
- la température du béton :
  - les mesures de température sont effectuées dans le béton de la paroi avec des thermocouples. Ces capteurs permettent essentiellement de corriger des variations de température les valeurs brutes données par les extensomètres, et aussi de connaître l'état thermique du béton et de définir ainsi un modèle de comportement thermique.
- la tension des câbles de précontrainte :
  - la tension des câbles de précontrainte est déterminée au moyen de dynamomètres installés sur 4 câbles verticaux injectés à la graisse, sur les premiers réacteurs de chaque site.
  - l'intégrité de la précontrainte est vérifiée par calcul à partir des déformations progressives mesurées.

Les relevés du système d'auscultation sont effectués par les CNPE tous les 3 mois. La plupart des sites disposent de télémessure et les relevés peuvent être plus fréquents en cas de nécessité. Les mesures de nivellement sont effectuées tous les ans, tous les 2 ans, ou tous les 5 ans en fonction des cinétiques observées.

Le but de ces relevés est de suivre le retrait et le fluage du béton de la paroi et les phénomènes de tassement de l'ouvrage.

Le système d'auscultation met en jeu un matériel important qui nécessite une surveillance ainsi que l'étalonnage des appareils de mesure. Ce point fait l'objet d'un programme de maintenance spécifique.

Un processus de recueil et d'analyse des mesures d'auscultation a été mis en place en 2008. Ce processus consiste à définir la surveillance à exercer ainsi que les modalités d'émergence d'une éventuelle alerte.

La surveillance consiste à :

- acquérir les lectures faites par l'Exploitant,
- les valider et à les transformer en résultats bruts,
- les corriger des effets réversibles (température, pression, ...),
- les analyser sur un plan métrologique, les confronter aux mesures antérieures dès leur réception dans le but de les valider avant de les intégrer à la base de données,
- demander des confirmations de lecture ou des compléments d'information à l'Exploitant le cas échéant,
- les pérenniser dans une base de données a minima pendant toute la durée de fonctionnement de l'ouvrage voire au-delà en phase de démantèlement et de déconstruction si cela s'avère nécessaire,
- émettre périodiquement des rapports d'auscultation (en exploitation et lors des épreuves d'enceinte) afin de rendre compte de cette surveillance.

L'alerte consiste à attirer l'attention de l'Exploitant et de l'Ingénierie de manière graduée sur un point particulier émanant de la surveillance exercée.

Les alertes sont exprimées chaque fois que cela est jugé nécessaire :

- lors de la validation et de la correction des mesures,
- lors du contrôle métrologique du dispositif de mesure,
- à l'occasion des rapports d'auscultation émis en exploitation,
- ou lors des épreuves d'enceinte.

Les domaines suivants sont l'objet d'alertes le cas échéant :

- l'état de disponibilité du système d'auscultation et son caractère suffisant par rapport au dispositif d'auscultation optimal,
- l'évolution anormale d'un phénomène mesuré par rapport au retour d'expérience acquis.

#### **7.1.3.2.1.2 Vieillessement de l'enceinte**

Afin de garantir l'intégrité de l'enceinte, une inspection visuelle périodique est réalisée :

- pour les enceintes à simple paroi : inspection visuelle du parement externe (dôme et parties de la jupe visibles de l'extérieur). Elle a pour objectif la recherche des traces de corrosion d'armatures et des défauts de parements du béton. L'inspection visuelle des dômes des réacteurs a aussi pour but de vérifier l'intégrité du revêtement d'étanchéité, dans le cas des dômes revêtus d'un complexe d'étanchéité (Bugey et Fessenheim).
- pour les enceintes à double paroi : inspection visuelle des parements intrados et extrados de l'enceinte externe (pour le parement extrados les parties visibles depuis l'extérieur du bâtiment réacteur et pour le parement intrados celles visibles depuis l'espace entre enceintes et en vis-à-vis des précédentes). On réalise :
  - soit un contrôle partiel (recherche de traces de corrosion d'armatures),

- soit un contrôle complet (recherche de traces de corrosion et relevé de fissures).

Les critères applicables au suivi du vieillissement sont définis dans un programme de maintenance spécifique.

Les inspections pouvant être réalisées en exploitation, la périodicité retenue est :

	Enceintes à simple paroi	Enceintes à double paroi
Sites en bord de mer	5 ans $\pm$ 15 mois	5 ans $\pm$ 12 mois pour un contrôle complet.
Autres sites	dix ans $\pm$ 15 mois	5 ans $\pm$ 12 mois pour un contrôle partiel, dix ans $\pm$ 12 mois pour un contrôle complet.

Tous les dix ans, l'inspection coïncide avec celle prévue lors de l'épreuve d'enceinte.

#### 7.1.3.2.2 Étanchéité

En fonctionnement, le contrôle de l'étanchéité de la paroi interne des enceintes à double paroi et simple paroi est assuré par un dispositif dédié (SEXTEN, basé sur le suivi de la pression de l'enceinte et des apports d'air de régulation).

En complément, pour les enceintes à double paroi, un suivi de l'étanchéité de la paroi externe est réalisé en continu par mesure de la dépression régnant dans l'espace entre enceintes. Une analyse de ces enregistrements permet de vérifier l'étanchéité de la paroi externe.

Pour les enceintes à double paroi dont l'enceinte interne a été revêtue à l'intrados, des contrôles réguliers sont faits pour suivre l'état du revêtement. Le programme de maintenance prévoit les contrôles suivants :

- Contrôle visuel :  
Le contrôle consiste en l'examen visuel des défauts du revêtement identifiés lors de l'arrêt précédent. Ces contrôles sont réalisés en Arrêt Simple Rechargement et en Visite Partielle.
- Contrôle visuel et sonnage :  
Le contrôle consiste en l'examen visuel et l'auscultation par des moyens spécifiques de l'ensemble du revêtement à l'exception des zones nécessitant le déplacement de matériels. Ces contrôles sont réalisés :
  - En visite Décennale, avant et après l'épreuve enceinte,
  - Lors de la deuxième visite Partielle qui suit la visite décennale (soit  $5 \pm 1$  an après la visite décennale).
- Contrôle d'adhérence :  
Le contrôle consiste à vérifier l'évolution de l'adhérence sur les zones témoins et sur les éprouvettes témoins en acier. Il est réalisé en Visite Décennale, après l'épreuve d'enceinte.
- Contrôle ultime :  
En complément, à la fin de chaque arrêt, un examen visuel permettant de vérifier que le revêtement n'a pas été blessé par des manutentions ou des opérations de maintenance réalisées à proximité, est effectué.

### 7.1.3.3 SURVEILLANCE EN ÉPREUVE

L'épreuve de l'enceinte comporte des actions et mesures relatives à son étanchéité et son comportement mécanique. Elle est réalisée à la pression de dimensionnement.

Ces actions comprennent :

**En vert** : applicable aux enceintes simples uniquement,

**En violet** : applicable aux enceintes à double paroi et EPR uniquement

- Les actions préalables à l'épreuve :
  - Mesure des fuites des traversées,
  - Visite des galeries de précontrainte,
  - **Inspection du liner métallique (pour EPR également),**
  - **Examen visuel de la surface du parement externe de l'enceinte (relevé des fissures les plus significatives qui sont instrumentées pour suivi pendant l'épreuve),**
  - **Inspection complète du parement interne de l'enceinte interne (état des revêtements, fissuration, points sensibles, état des zones de traversées, etc.),**
  - **Visite détaillée des parements interne et externe de l'enceinte interne dans la zone du tampon accès matériel,**
  - **Réalisation des essais du système de mise en dépression de l'espace entre enceintes,**
  - **Mesure du taux de fuite de la paroi externe,**
- Les actions en épreuve :
  - Essai d'étanchéité par mesure du taux de fuite global de la paroi de l'enceinte,
  - **Mesure du taux de fuite de la paroi externe,**
  - Essai de résistance par relevé complet du dispositif d'auscultation :
    - Mesure de la déformation de la paroi de l'enceinte,
    - Relevé des déplacements différentiels béton/virole du tampon matériel,
  - **Examen visuel de la surface du parement extérieur de l'enceinte (suivi des fissures relevées avant épreuve, relevé des nouvelles fissures).**
  - **Localisation et quantification des fuites relevées sur le parement externe de l'enceinte interne.**
- Les actions après épreuve :
  - **Inspection du revêtement métallique (pour EPR également),**
  - **Examen visuel de la surface du parement externe de l'enceinte (suivi des fissures relevées précédemment).**

### 7.1.3.4 TYPES D'ESSAIS D'ÉTANCHÉITE ET CRITÈRES ASSOCIÉS

Les Règles Générales d'Exploitation définissent les différents types d'essais à réaliser ainsi que les critères d'acceptabilité de ces essais.

#### 7.1.3.4.1 Essais d'étanchéité des enceintes

Ce sont des essais globaux sur l'enceinte de confinement visant à mesurer l'étanchéité des enceintes internes, et externes s'il y a lieu.

La périodicité de ces essais est de dix ans, il s'agit des épreuves d'enceinte réalisées à la pression de dimensionnement à chaque visite décennale.

Le critère de taux de fuite en épreuve est établi à partir du taux de fuite maximal en accident défini dans les Décrets d'Autorisation de Création des installations nucléaires de base. Il constitue un critère d'aptitude à la poursuite de l'exploitation des enceintes de confinement du Parc EDF.

##### 7.1.3.4.1.1 Fuite globale (tout palier)

Le taux de fuite global admissible en accident (noté  $F_a$ ) est défini pour les enceintes du parc en exploitation dans les Décrets d'Autorisation de Création des installations nucléaires de base. Il est limité à :

- 0,3 % par jour de la masse totale de gaz contenue dans l'enceinte aux conditions d'accident de perte de réfrigérant primaire pour les enceintes simples (paliers 900 MWe),
- 1,5 % par jour de la masse de gaz contenue dans l'enceinte interne aux conditions d'accident de perte de réfrigérant primaire pour les enceintes à double paroi (paliers 1300 et 1450 MWe).

Pour l'EPR, le taux de fuite global admissible en accident est identique à celui des enceintes à simple paroi, soit  $F_a = 0,3$  %/jour de la masse totale de gaz contenue dans l'enceinte interne en conditions accidentelles.

Le taux de fuite équivalent en épreuve ( $F_e$ ) est obtenu en considérant un coefficient de transposition défini en tenant compte de la différence entre les pressions et températures d'épreuve et les conditions accidentelles. Afin de tenir compte du vieillissement des matériaux constitutifs de l'enceinte de confinement et couvrir une potentielle diminution de la capacité de confinement de l'enceinte entre deux épreuves, un coefficient  $k$  est pris en compte pour définir le taux de fuite acceptable en épreuve ( $F_e^{acc}$ ).

Au sens des Règles Générales d'Exploitation (RGE), le critère portant sur le taux de fuite global de l'enceinte est un critère de groupe A. Le classement en critère RGE A est appliqué aux critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté. Si un critère RGE A n'est pas respecté, la fonction de sûreté (matériels, équipement ou systèmes) est déclarée indisponible. En l'occurrence, le non-respect du taux de fuite en arrêt décennal interdit le redémarrage du réacteur après épreuve.

Il existe également un critère de groupe B (RGE B) portant sur la consommation de la marge entre deux épreuves (suivant l'hypothèse d'une évolution linéaire de la fuite au cours du temps). Pour une épreuve  $N$  et la précédente  $N-1$ , le taux de fuite mesuré  $F_m^N$  doit respecter :

$$F_m^N - F_m^{N-1} \leq 0.75(F_e^{acc} - F_m^{N-1})$$

En cas de non-respect du critère de groupe B, qui vise à vérifier que la vitesse de vieillissement n'est pas susceptible d'engendrer un écart par rapport au référentiel de sûreté, EDF est tenu de réaliser une nouvelle épreuve sous cinq ans (épreuve dite quinquennale).

##### 7.1.3.4.1.2 Fuites de l'enceinte externe (paliers 1300, 1450 MWe et EPR)

Ce qui importe est d'empêcher toute fuite de l'espace entre enceintes vers l'extérieur autrement que par le système de filtration/extraction EDE. Par conséquent, il s'agit de maintenir une dépression en tout point de l'espace entre enceintes pour compenser les phénomènes de succion dus au vent.

L'enceinte externe est réputée suffisamment étanche si son taux de fuite sous 3 hPa de dépression est inférieur à 1 % par jour de la masse d'air contenue dans l'espace délimité par l'enceinte externe. Cet essai

est réalisé tous les dix ans lors des épreuves d'enceinte. Un essai de vérification du taux de fuite de l'enceinte externe est également réalisé tous les cycles (alors que le réacteur est en fonctionnement) via des essais périodiques sur le système EDE.

Le taux de fuite retenu pour EPR est de 1,2% par jour du volume de gaz délimité par l'enceinte externe. Ce taux est donné pour une dépression de 6,2 hPa.

#### 7.1.3.4.1.3 Fuites non transitantes (paliers 1300 et 1450 MWe)

En complément de l'essai global, pour les enceintes à double paroi, les fuites non transitantes, c'est-à-dire les fuites qui se retrouvent directement à l'extérieur (soit dans les bâtiments périphériques, soit dans l'environnement) sans passer par l'espace entre enceintes sont mesurées. Cette mesure englobe donc :

- les fuites directes,
- les fuites à travers le radier qui ne débouchent pas dans l'espace entre enceintes.

Il existe un critère d'acceptation des fuites non transitantes.

#### 7.1.3.4.2 Essais d'étanchéité des traversées

Il existe des essais partiels (essais de type B) portant sur les traversées dont l'étanchéité repose sur des dispositifs passifs. En particulier, on citera :

- le Tampon d'Accès Matériel (TAM),
- les sas personnel,
- le tube transfert,
- la traversée de gonflage,
- les traversées munies de fonds pleins,
- les traversées électriques.

Ces essais de type B sont principalement réalisés à chaque arrêt pour rechargement.

Il existe aussi des essais (essais de type C) sur les organes actifs d'étanchéité de traversées (robinetterie permettant un isolement manuel ou automatique en cas d'accident).

Pour les enceintes simple du palier 900 MWe et pour EPR, il est considéré que la part maximale de la fuite globale imputable aux traversées est de 60 %. Cela conduit donc à une fuite forfaitaire admissible par les traversées en accident ( $F_{ad}$ ) égale à 60 % de  $F_a$ , et donc à un critère d'acceptabilité des fuites en épreuve par les traversées.

Pour les paliers 1300 MWe et N4, la part maximale imputable aux traversées est déterminée en appliquant, au facteur 60 % précité pour les 900 MWe, des coefficients correcteurs fonction de la différence du nombre de traversées et de la différence des pics de pression en accident.

### 7.1.3.4.2.1 Synthèse

	<b>Variable</b>
<b>Enceinte simple et enceinte interne des enceintes à double paroi</b>	Volume libre (m <sup>3</sup> )
	$P_{\text{épreuve}} = P_{\text{Dim}}$ (MPa abs.)
	Température d'Accident (°C)
<b>Fuite Globale : Essai de type A</b>	Taux de fuite admissible en accident : $F_a$ (%/j)
	Taux de fuite admissible en épreuve : $F_e$ (%/j)
	Critère d'acceptabilité de l'enceinte : $F_e^{\text{acc}}$ (%/j)
	Débit de fuite d'acceptation : $Q_e^{\text{acc}}$ (Nm <sup>3</sup> /h)
<b>Fuite par les traversées B et C</b>	Taux de fuite admissible en accident : $F_{\text{ad}}$ (%/j)
	Taux de fuite admissible en épreuve : $F_{\text{ed}}$ (%/j)
	Critère d'acceptabilité traversée (B+C) : $F_{\text{ed}}^{\text{acc}}$ (incertitude comprise) (%/j)
	Débit de fuite d'acceptation : $Q_e^{\text{acc BC}}$ (Nm <sup>3</sup> /h)
<b>Fuite non transitive</b>	Débit acceptable (Nm <sup>3</sup> /h)
<b>Essais de type B</b>	Traversées Electriques
	Joint TAM (Nm <sup>3</sup> /h)
	Sas d'accès BR (Nm <sup>3</sup> /h)
	Fonds pleins (Nm <sup>3</sup> /h)
	Cumul des traversées de type B (Nm <sup>3</sup> /h)
<b>Essais de type C</b>	Organes d'isolement des tuyauteries (Nm <sup>3</sup> /h)
<b>Enceinte Externe</b>	Taux de fuite admissible (%/j)

### **7.1.3.5 COMPORTEMENT MÉCANIQUE**

Il n'existe pas de critère spécifique relatif aux amplitudes de déformations et de déplacements mesurés.

Les résultats de l'épreuve sont analysés dans leur ensemble, en faisant référence aux valeurs attendues déterminées par les calculs, aux résultats des essais précédents et à l'évolution en fonction de la variation de pression. L'objet principal est de vérifier la linéarité et la réversibilité des déformations.

### **7.1.3.6 INSPECTION DU LINER MÉTALLIQUE**

Une inspection du liner métallique est prescrite avant et après épreuve afin de rechercher les cloquages et traces de corrosion et de déterminer leur évolution lors de l'épreuve. Cette inspection consiste notamment en :

- Un relevé à distance des cloquages de la paroi sur l'ensemble de la surface visible du fût,
- Un contrôle visuel à distance de l'ensemble des soudures des tôles avec recherche de corrosion notamment,
- Un relevé précis des cloquages sur 5 tôles de la paroi, choisies pour la présence de cloques avant épreuve. Ces 5 tôles sont conservées pour les mêmes contrôles lors des épreuves suivantes.
- La réalisation de mesures d'épaisseur par ultrasons sur les cloques les plus significatives des 5 tôles, en repérant les points où sont réalisées les mesures,
- Une visite du liner métallique sur les zones des traversées principales et sur les traversées qui seraient incluses dans des cloquages.

## **7.1.4 ACTIONS PRÉVENTIVES ET CORRECTIVES POUR LES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON**

### **7.1.4.1 RÉPARATION DES PAREMENTS EXTERNES – INJECTION DE RÉSINES DANS LES FISSURES**

Suite aux inspections visuelles des parements, les fissures ayant une ouverture supérieure à 0,3 mm font l'objet d'injections pour assurer l'étanchéité. Une campagne nationale sur tous les réacteurs de 900 MWe consistant en l'injection de résines dans les zones présentant des fissures d'ouverture supérieure ou égale à 0,3 mm a été réalisée. La campagne s'est terminée en 2010.

### **7.1.4.2 MISE EN PLACE DE REVÊTEMENTS À L'INTRADOS DES ENCEINTES À DOUBLE PAROI**

L'évolution du taux de fuite de l'enceinte interne est actuellement compensée par les compléments d'étanchéité (revêtements composites) posés à l'intrados de la paroi interne des enceintes, permettant de respecter le critère de la règle d'essai lors des épreuves de l'enceinte.

Les phénomènes responsables de l'évolution du taux de fuite s'amortissent au cours du temps. Ainsi EDF a étudié par anticipation des solutions de réparation permettant de restaurer la sûreté du confinement pour les enceintes pour lesquelles les travaux de confortement d'étanchéité à l'intrados ont atteint leur limite. L'application de solutions de réparation à l'extrados des enceintes les plus sensibles au phénomène de vieillissement sera faite dans les prochaines années et avant les visites décennales.

## **7.2 EXPÉRIENCES D'EDF SUR L'APPLICATION DE LEUR PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON**

### **7.2.1 ÉTUDES DE RÉÉVALUATION DU COMPORTEMENT MÉCANIQUE DE LA PAROI**

L'analyse des résultats des mesures d'auscultation des enceintes de confinement a mis en évidence des écarts entre le comportement prévu à la conception et le comportement observé sur site. Ces écarts sont imputables à la perte de précontrainte de la paroi béton.

Suite à ce constat, pour démontrer l'aptitude au service des enceintes de confinement jusqu'en fin d'exploitation, des études de réévaluation du comportement mécanique de la paroi en béton précontraint ont été menées. Ces études intègrent les informations apportées par les mesures traduisant la perte de précontrainte et l'état réel des contraintes au sein de la paroi en béton. Elles utilisent les résultats des mesures d'auscultation, actualisés et extrapolés dans la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs jusqu'à 60 ans. Elles permettent de :

- évaluer les performances mécaniques de la paroi béton. L'analyse de l'état de contraintes dans le béton, dans les câbles de précontrainte et les aciers passifs, est réalisée en prenant en compte des déformations progressives, extrapolées à partir des valeurs mesurées par l'auscultation,
- identifier les sites et les zones sensibles et singuliers, au regard des déformations progressives,
- calculer l'état de déformation de la paroi nécessaire pour l'étude du comportement du liner métallique pour les enceintes des paliers de 900 MWe.

Les résultats de ces études obtenus sur la base des déformations progressives réévaluées par rapport à la conception permettent de conclure à la tenue structurelle de la paroi béton des enceintes de tous les paliers à l'horizon d'une durée de fonctionnement jusqu'à 60 ans. Pour les enceintes des paliers 900 MWe, les contraintes dans le liner métallique d'étanchéité sont dépendantes des déformations de la paroi béton : les études réalisées montrent que le comportement mécanique du liner permet d'assurer le confinement de l'enceinte, pour toutes les conditions de service (service normal ou situations accidentelles).

### **7.2.2 RETOUR D'EXPÉRIENCE SUR LA CORROSION DU LINER MÉTALLIQUE**

Au début des années 90, des défauts de corrosion ont été constatés en différentes parties basses du liner métallique de l'enceinte de confinement des réacteurs du palier 900 MWe :

- au niveau des joints périphériques de dilatation localisés à l'interface entre le radier des structures internes et le gousset de l'enceinte,
- au niveau des canaux de pressurisation du liner métallique en fond de BR.

Suite à ces constats, des investigations approfondies ont été réalisées sur l'ensemble des réacteurs du palier 900 MWe qui ont conclu que la localisation particulière des défauts s'expliquait par la présence, au contact du liner métallique, d'une eau « stagnante et aérée » et de polluants chlorurés du fait de la lixiviation du matériau de remplissage initial du joint (Flexcell) favorisant les phénomènes de corrosion.

Les travaux de réparation suivants ont été mis en œuvre sur l'ensemble des enceintes des paliers 900 MWe :

- dans le cas du joint radier-gousset des enceintes :
  - enlèvement du matériau initial de remplissage (Flexcell),

- application d'une peinture anti-corrosion sur le liner métallique en partie supérieure du joint périphérique,
  - réparation par mise en place de pastilles soudées sur les défauts traversants et les piqûres de corrosion les plus significatives (profondeur de 5 mm),
  - remplissage du joint par de la cire pétrolifère,
  - mise en place d'une protection par un calfeutrement en mastic de type silicone,
  - mise en place (avant durcissement du mastic) d'un couvre-joint métallique de façon à limiter la présence de « vide », protéger mécaniquement le joint et dévier les éventuelles projections d'eau.
- les canaux de pressurisation ont été remplis par un coulis de ciment (à pH basique pour limiter la cinétique de corrosion) afin de stopper les entrées d'eau et d'air.

En complément, des études complémentaires ont été effectuées afin d'évaluer les cinétiques de corrosion dans plusieurs configurations. EDF avait conclu que les risques de percement du liner en fin d'exploitation étaient peu probables.

La survenue d'une perte d'étanchéité de l'enceinte du réacteur n° 5 de Bugey en 2015 remet potentiellement en question les conclusions de ces études. L'origine de cet évènement consiste en une corrosion du liner au niveau inférieur du joint périphérique dont la localisation précise n'a pu être réalisée. Une réparation consistant à remplacer le joint radier-gousset de l'enceinte pour stopper tout mécanisme de corrosion et restaurer l'étanchéité de l'enceinte au niveau de ce joint a été réalisée.

### **7.2.2.1 PATHOLOGIE DES BÉTONS – RÉACTION ALCALI-GRANULATS ET RÉACTION SULFATIQUE INTERNE**

Le système d'auscultation mis en place sur les enceintes de confinement et les inspections visuelles permettent de détecter l'apparition de phénomènes locaux de gonflement interne du béton. Des allongements ont été mesurés par les extensomètres noyés dans le béton au niveau du radier des enceintes de Chooz B. Après analyse, ces allongements ont été attribués à un phénomène de réaction sulfatique interne. Des inspections visuelles réalisées au titre des programmes de maintenance ont révélé l'apparition d'une réaction alcali-granulats sur le béton des structures internes de Civaux.

Ces phénomènes restent toutefois d'ampleur très limitée sur le Parc français.

### **7.2.3 DÉFAILLANCE DE L'INSTRUMENTATION - DISPOSITIF D'AUSCULTATION OPTIMAL**

À la conception du parc, le système d'auscultation répondait à un besoin d'auscultation important pour vérifier les hypothèses de conception et s'assurer de la bonne réalisation. Aujourd'hui, l'auscultation répond à un besoin de maîtrise du vieillissement. L'instrumentation des enceintes de confinement fait l'objet de dispositions de pérennisation du système d'auscultation, par la mise en place d'un Dispositif d'Auscultation Optimal. Ce dernier permet de répondre à ce besoin. Les principes du dispositif d'auscultation optimal répondent à la définition des moyens d'auscultation de la paroi précontrainte des enceintes nécessaires et suffisants pour :

- surveiller l'ouvrage,
- pouvoir réaliser les études justificatives requises pendant toute la phase d'exploitation industrielle à venir,
- garantir le respect des exigences fonctionnelles requises pour le système d'auscultation.

Ainsi le dispositif d'auscultation optimal se compose :

- de l'instrumentation d'origine dite pérennisée, c'est-à-dire remplacée si défailante (repères topographiques, pendules et fils invar, thermocouples, certains extensomètres),
- complétée d'une instrumentation supplémentaire (nouveaux fils invars verticaux, extensomètres de parement).

Le dispositif d'auscultation optimal est en cours de déploiement sur l'ensemble des enceintes du parc en exploitation.

Lors des épreuves d'enceinte, le comportement des capteurs de parement du dispositif d'auscultation optimal, du point de vue des amplitudes enregistrées, de la linéarité de leur mesure, et de leur impact dans le calcul du modèle d'Young est comparable à celui des capteurs noyés. En exploitation, passée une période d'environ 6 mois après leur installation, les vitesses de déformation enregistrées, moyennées avec celles des capteurs noyés, permettent une estimation cohérente de l'amplitude du fluage de l'enceinte.

## 7.3 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE

### 7.3.1 LE CEA

#### 7.3.1.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT

##### 7.3.1.1.1 Description des enceintes de confinement

###### ▪ Réacteur ORPHÉE :

L'enceinte de confinement est constituée d'une jupe cylindrique ( $\varnothing = 28$  m,  $h = 30,65$  m), d'une coupole et d'un radier. L'enceinte de type « à fuites contrôlées » est complétée par un caisson annulaire de reprise de fuites, externe à la jupe et destiné à récupérer les fuites autour des traversées.

La jupe est réalisée en béton armé de 60 cm d'épaisseur. Pour la coupole, les épaisseurs varient entre 30 cm (à la clé) à 60 cm (aux naissances). Il n'y a pas de précontrainte sur l'enceinte de confinement.

###### ▪ Réacteur CABRI :

Le bâtiment réacteur est un parallélépipède semi-enterré de dimensions  $L = 19,08$  m,  $l = 12,58$  m,  $h = 12,30$  m. L'enceinte est de type « à fuites contrôlées ». Les voiles du bâtiment réacteur sont réalisées en béton armé, d'une épaisseur de 20 cm. L'enceinte a été dimensionnée pour être capable de supporter une surpression accidentelle de 0,04 bar et le séisme. Il n'y a pas de précontrainte sur l'enceinte de confinement du réacteur CABRI.

###### ▪ Réacteur RJH :

Le bâtiment de l'unité nucléaire du RJH constitue l'enceinte de confinement. L'enceinte est cylindrique ( $\varnothing = 35$  m,  $h = 39,756$  m), en béton, coiffée d'un dôme torisphérique.

L'enceinte de l'unité nucléaire est constituée des éléments suivants :

- l'enveloppe béton du bâtiment,
- les traversées mécaniques,
- les traversées fluides, jusqu'à l'organe d'isolement en zone de reprise des fuites,
- les traversées électriques,

---

<sup>56</sup> 42,74 m avec la crypte

- le radier de l'unité nucléaire.

L'enveloppe est de type béton armé haute performance, d'une épaisseur de 80 cm (70 cm pour le dôme), partiellement précontrainte, avec un radier de béton de 120 cm d'épaisseur non précontraint.

Les câbles de précontraintes de l'enveloppe sont de trois types :

- des câbles horizontaux, sur la hauteur du fût en superstructure au-dessus du niveau 0 correspondant au plancher de service.
- des câbles verticaux purs tendus par le bas depuis l'espace inter-radier et ancrés dans le ceinture torique,
- des câbles gamma, qui sont des câbles verticaux se prolongeant dans le dôme, tendus par leurs deux extrémités.

Toutes les traversées sont dirigées vers la zone de reprise des fuites qui appartient au bâtiment des annexes nucléaire, accolé à l'unité nucléaire.

Une épreuve d'étanchéité de l'unité nucléaire sera réalisée à la réception de l'enceinte, puis tous les 10 ans. Enfin, une provision pour tenir compte du vieillissement de l'enceinte (variation potentielle du taux de fuite direct en début de vie et en fin de vie) a été retenue.

#### **7.3.1.1.2 Évaluation du vieillissement**

Pour les réacteurs de recherche, le suivi du vieillissement des enceintes de confinement est assuré par :

- l'examen de conformité lors des réexamens périodiques de sûreté tous les dix ans,
- les épreuves et contrôles périodiques,
- un programme de suivi des fissures pour certains réacteurs.

Le RJH, en cours de construction, disposera de possibilités complémentaires en matière de gestion et de suivi du vieillissement de son enceinte de confinement. À titre d'exemple, les câbles de précontrainte pourront être remplacés si besoin, un suivi des déformations de l'enceinte et de la paroi clouée sera mis en place, ainsi qu'une surveillance des appuis parasismiques supportant l'unité nucléaire. Certaines de ces dispositions font l'objet de prescriptions spécifiques de l'ASN.

#### **7.3.1.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Pour le réacteur ORPHÉE, au titre des activités de surveillance des enceintes, sont réalisés :

- annuellement, un suivi des micro-fissures dans le béton de l'enceinte de confinement et des structures internes ;
- tous les trois ans, un contrôle d'étanchéité des traversées enceintes (taux de fuite) ;
- tous les cinq ans, un contrôle du taux de fuite global de l'enceinte de confinement.

Le taux de fuite du bâtiment réacteur, mesuré tous les 5 ans, doit être inférieur au taux de fuite global admissible (200 m<sup>3</sup>/h, soit 24 % du volume total sous une surpression de 135 mbar). Cette valeur se décompose de la manière suivante :

- 6% par le béton et le sas (soit 50 m<sup>3</sup>/h),
- 18 % par les traversées vers le caisson (soit 150 m<sup>3</sup>/h).

Pour le réacteur CABRI, les contrôles suivants sont réalisés :

- un contrôle annuel du taux de fuite de l'enveloppe du bâtiment réacteur, traversées et joints des portes associés ;
- un contrôle décennal dans le cadre du réexamen de sûreté aussi bien visuel (examen visuel direct de l'état des ouvrages de génie civil (intérieur et extérieur), des étanchéités des toitures, des rétentions) que par sondages représentatifs (évaluation de la carbonatation du béton et de l'état des armatures), en association avec des investigations par mesures non destructives type FERROSCAN.

Le taux de fuite maximal admissible pour une surpression de 10 daPa est de 300 m<sup>3</sup>/h. Le taux de fuite à l'air du bâtiment réacteur fait l'objet d'un contrôle annuel.

Pour le réacteur RJH, un programme de surveillance des ouvrages est prévu, comprenant :

- un contrôle du comportement mécanique de l'enceinte (suivi des déformations dues au retrait/fluage du béton, aux déplacements de l'enceinte, aux tassements de l'ouvrage), via un système d'auscultation mis en place à demeure ;
- une épreuve enceinte tous les dix ans, pour mesurer le taux de fuite de l'enceinte et l'étanchéité des traversées ;
- une surveillance des câbles de précontrainte (contrôles visuels, pesage et remplacement des câbles si besoin) ;
- une surveillance des appuis parasismiques (contrôles visuels, analyse des mesures faites par l'instrumentation mise en place, essais sur échantillons) ;
- une surveillance de l'état des drains, des peintures et revêtements, des cheminées, de l'étanchéité en toiture, des façades en bardage.

Les taux de fuites maximaux autorisés ont été fixés par l'ASN (décision n° 2011-DC-00226 du 27 mai 2011, prescription [INB 172-46]) à des valeurs de 0,7 %vol./jour pour les fuites non collectées et 5 % vol./jour pour les fuites collectées sous une surpression de 110 mbar. Le CEA doit mettre en œuvre, dès la conception, une démarche d'optimisation visant à réduire le taux de fuites collectées (prescription [INB 172-47] de la décision précitée).

## 7.3.2 L'ILL

### 7.3.2.1 CHAMP D'APPLICATION DU PROGRAMME ET ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT

L'enceinte de confinement du RHF se présente sous la forme d'une jupe cylindrique ( $\varnothing = 60$  m,  $h = 53$  m), avec une coupole sphérique à son sommet et un radier. L'enceinte de confinement est composée d'une double structure, avec :

- une enceinte interne en béton armé d'une épaisseur de 40 cm (30 cm au niveau de la coupole),
- une enceinte externe en acier de 11 mm d'épaisseur (7 mm au niveau du dôme). La partie enterrée de cette enceinte est en béton,
- un radier,
- quelques traversées.

L'espace inter-enceinte est pressurisé à 135 mbar par rapport à la pression à l'intérieur de l'enceinte béton. En fonctionnement normal, l'enceinte béton est étudiée pour supporter une surpression externe de 150,5 mbar et une surpression interne de 150 mbar. L'enceinte métallique est étudiée pour supporter une surpression interne de 150,5 mbar.

Lors de la construction, une précontrainte a été mise en place dans la ceinture, à l'aide de câbles. L'enceinte de confinement fait l'objet d'un suivi de vieillissement. Suite à des contrôles, l'enceinte a été renforcée par adjonction d'une précontrainte externe avec des câbles dans la zone située en haut de la paroi cylindrique, juste au-dessous de la ceinture. Une précontrainte a également été réalisée sur la dalle inférieure.

### **7.3.2.2 ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE, ACTIONS PRÉVENTIVES ET EXPÉRIENCES DES EXPLOITANTS**

Les structures en béton armé participant au confinement sont protégées des agressions atmosphériques directes et sont contrôlées régulièrement. L'enceinte métallique extérieure fait également l'objet d'un programme de contrôles réguliers conséquents.

Les contrôles des structures en béton armé comprennent un suivi de l'évolution des fissures, des contrôles géométriques de l'enceinte de confinement pour différencier les différentes situations de pression ainsi que des contrôles d'étanchéité. L'enceinte métallique fait l'objet de contrôles visuels, de contrôles par ressuage sur des soudures et de contrôles d'étanchéité. Tous les 5 ans, le niveau d'étanchéité de l'ensemble enceinte béton armé et enceinte métallique (fuites directes) est vérifié.

Pour une pression de 135 mbar dans l'espace annulaire, l'enceinte béton a un taux de fuite nominal de 200 m<sup>3</sup>/h de l'espace annulaire vers l'enceinte intérieure. Les débits de fuite pour une surpression intérieure entre les deux enceintes de 135 mbar sont :

- 400 m<sup>3</sup>/h pour de l'espace entre enceinte vers l'enceinte béton intérieure,
- 400 m<sup>3</sup>/h pour de l'espace entre enceinte vers l'enceinte métallique extérieure.

Durant les premières années, des fissures sont apparues sur l'enceinte béton, à la liaison entre le fut et la coupole, la mise en place de câbles de précontrainte supplémentaires a alors été décidée.

## **7.4 ÉVALUATION DE L'ASN SUR LE PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT DES ENCEINTES DE CONFINEMENT EN BÉTON**

### **7.4.1 LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES**

#### **7.4.1.1 CONCEPTION DES ENCEINTES DE CONFINEMENT DU PARC EDF EN EXPLOITATION. CONSÉQUENCES POUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

La conception des enceintes de confinement du parc EDF est relativement homogène : il s'agit de coques en béton armé et précontraint d'environ un mètre d'épaisseur posées sur un radier épais en béton armé. Ces enceintes sont désolidarisées mécaniquement à la fois des structures internes du bâtiment réacteur, et des structures des bâtiments périphériques. Un même type de précontrainte, avec protection contre la corrosion par injection au coulis de ciment, est présent dans toutes les enceintes.

Le dispositif d'auscultation de ces ouvrages comprend de nombreux appareils de mesure des déformations ou des déplacements, disposés dans toutes les zones courantes ou singulières de la paroi. Ce dispositif permet d'observer le comportement mécanique de l'ouvrage, tout au long de la vie de l'ouvrage.

Cette homogénéité de conception facilite le suivi des enceintes en permettant des comparaisons entre des enceintes du même site ou de sites différents, ainsi que des enceintes de même conception mais d'âges différents. L'observation d'un phénomène particulier sur une enceinte constitue une forme d'alerte, valorisable dans le programme de surveillance de l'ensemble des enceintes.

Au sein de ce parc de conception structurelle homogène, les ouvrages se répartissent en deux sous-ensembles distincts : les enceintes simples avec peau métallique d'étanchéité pour lesquelles le confinement est statique, et les enceintes à double paroi pour lesquelles le confinement statique de la paroi interne est complété par un confinement dynamique, réalisé à l'aide d'un drainage et d'une filtration de l'air contenu entre les deux parois. En conséquence, certains mécanismes de vieillissement sont spécifiques à l'un ou l'autre type d'enceinte.

#### **7.4.1.2 PROGRAMME DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

##### **7.4.1.2.1 Périmètre de la maîtrise du vieillissement**

Le périmètre de la maîtrise du vieillissement retenu par EDF (cf. § 7.1.1) couvre la structure de génie civil constituant l'enceinte de confinement (une ou deux parois en béton armé, un système de précontrainte et une peau d'étanchéité métallique ou en matériau composite). Les joints sont également inclus dans le périmètre<sup>57</sup>. Le périmètre retenu par EDF est satisfaisant au regard des spécifications ENSREG pour les enceintes en béton, ainsi que pour leurs revêtements d'étanchéité.

L'ASN souligne qu'EDF inclut dans le périmètre les peintures des différentes structures internes de l'enceinte bien qu'elles n'aient pas de rôle dans l'étanchéité de l'enceinte mais dont le comportement ne doit pas être nocif à la filtration de la fonction recirculation. Ce point fera l'objet d'un examen par l'ASN et l'IRSN dans le cadre de l'examen de la poursuite de fonctionnement au-delà des VD4.

##### **7.4.1.2.2 Évaluation du vieillissement**

Pour l'évaluation du vieillissement des enceintes en béton, EDF a listé et détaillé (cf. § 7.1.2) les mécanismes de vieillissement qu'il juge pertinents, au vu de sa connaissance du fonctionnement des enceintes et du retour d'expérience des inspections et essais réalisés.

Ces mécanismes concernent le béton (fissuration, fluage, retrait, carbonatation et pathologies de gonflement interne), la peau métallique (corrosion et cloquage), les câbles de précontrainte (détente et corrosion), les aciers passifs (corrosion), le système d'auscultation (dysfonctionnement de certains appareils), ainsi que les peintures et revêtements composites (vieillissement et comportement en situation accidentelle, y compris en cas d'accident grave). Cette liste est jugée exhaustive par l'ASN.

Par ailleurs, l'ASN souligne la complétude du programme de R&D développé par EDF.

Les critères d'acceptation pour les mécanismes précités – non précisés dans le présent rapport - sont indiqués dans les documents précisant les règles de maintenance des enceintes, notamment les programmes de base de maintenance préventive.

##### **7.4.1.3 ACTIVITÉS DE CONTRÔLE, D'ESSAI, D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'INSPECTION**

Dans le paragraphe 7.1.3 du présent rapport, sont présentées les activités de contrôle, d'essai et d'inspection. Les épreuves d'enceinte et le contrôle de son comportement mécanique à l'aide du dispositif d'auscultation sont particulièrement décrits.

Sur la base de ces éléments, et de son expérience de l'évaluation des réacteurs, l'ASN estime que les contrôles et essais réalisés par EDF permettent d'observer et d'interpréter de façon satisfaisante le comportement mécanique et l'étanchéité des enceintes. Le nombre significatif des enceintes de même

---

<sup>57</sup> Cela ne concerne que les réacteurs de 900 MWe. Il ne s'agit pas ici des joints des différents sas d'accès faisant l'objet d'un remplacement régulier.

type et l'expérience solide des équipes chargées des essais et mesures associés sont des atouts appréciables pour la maîtrise du vieillissement de ces ouvrages en béton.

Par ailleurs, il convient de noter que la surveillance de l'état des parements externes des enceintes est axée sur la recherche de traces de corrosion ou de fissuration, avec une périodicité de 5 ans. A l'occasion d'inspections conduites par l'ASN, il a été constaté que l'état de propreté des parois, en particulier des dômes des bâtiments réacteurs, n'était pas toujours satisfaisante, ce qui pouvait affecter la durabilité de ces ouvrages. Afin d'améliorer cet aspect de la maîtrise du vieillissement des enceintes, une évolution des documents de maintenance a été demandée à l'exploitant.

### **Actions préventives et correctives**

Pour les réacteurs de 900 MWe, EDF indique avoir recherché et traité par injection de résines dans les fissures, d'ouverture supérieure à 0,3 mm, des parements externes de toutes ces enceintes, dans une campagne qui s'est achevée en 2010. Ce point est positif pour la maîtrise du vieillissement de ces ouvrages. Les contrôles réalisés concernant l'étanchéité des enceintes n'ont cependant pas permis de prévenir ou d'identifier avec précision l'origine de la corrosion du liner métallique survenue en 2015 dans le cas du réacteur n° 5 de Bugey. Les réparations entreprises ont néanmoins été jugées satisfaisantes par l'ASN. La préparation de ces réparations pourrait néanmoins être anticipée pour une meilleure mise en œuvre en cas de survenue du phénomène de vieillissement redouté.

Pour les enceintes à double paroi, la mise en place progressive de revêtements d'étanchéité à l'intrados et le développement de solutions de réparation à l'extrados, des enceintes à double paroi, témoigne d'une anticipation satisfaisante par l'exploitant des conséquences à venir du vieillissement de ces enceintes. La maîtrise du vieillissement des revêtements est elle-même assurée par leur prise en compte dans le programme de maîtrise du vieillissement.

Les actions préventives et correctives effectuées par EDF conduisent à une maîtrise globalement satisfaisante de ces phénomènes de vieillissement des enceintes. Ces actions s'appuient notamment sur une exploitation pertinente du système d'auscultation mis en place lors de la construction de ces ouvrages.

#### **7.4.1.4 EXPÉRIENCE DE L'APPLICATION DES PROGRAMMES DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT**

EDF présente quatre aspects du retour d'expérience de l'application de ses programmes de maîtrise du vieillissement : des déformations progressives plus importantes que prévues lors de la conception des enceintes, des défaillances partielles du dispositif d'auscultation, des corrosions de la peau métallique d'étanchéité et des phénomènes locaux de gonflement du béton.

#### **7.4.1.5 EXPÉRIENCE DU CONTRÔLE RÉGLEMENTAIRE**

En complément des inspections thématiques sur la maîtrise du vieillissement (voir paragraphe 2.7.1.1), l'ASN contrôle également la réalisation par EDF des actions permettant d'assurer la maîtrise du vieillissement des enceintes de confinement en béton lors de ses inspections sur site consacrées à d'autres thèmes comme le génie civil (entre 5 et 10 par an) ou la maintenance (environ 10 par an) et de ses visites de chantier pendant les arrêts de réacteur.

Par ailleurs, le contrôle des arrêts de réacteur (voir paragraphe 2.7.3) constitue également l'occasion pour l'ASN de vérifier les activités de maintenance et de résorption des écarts relatifs aux enceintes de confinement en béton, notamment vis-à-vis de dégradations liées à des mécanismes de vieillissement.

## 7.4.2 LES RÉACTEURS DE RECHERCHE

La maîtrise du vieillissement est fondée sur une surveillance périodique programmée (contrôles visuels, essais) qui a pour objet de déterminer l'état des éléments participant aux différentes fonctions, et d'analyser leur évolution entre deux essais ou deux contrôles pour garantir la pérennité des ouvrages tout au long de leur durée de vie.

Le suivi du vieillissement des enceintes est mené principalement dans le cadre des contrôles et des essais périodiques. La nature des actions réalisées lors de ces contrôles porte notamment sur :

- la surveillance des fissures des enceintes de confinement,
- l'étanchéité des traversées,
- le contrôle des taux de fuites des enceintes.

La conformité des enceintes de confinement est vérifiée lors des réexamens périodiques.

Il convient de souligner que le RJH, en cours de construction, disposera de possibilités complémentaires en matière de gestion et de suivi du vieillissement de son enceinte de confinement. À titre d'exemple, les câbles de précontrainte de l'enceinte pourront être remplacés si besoin. Par ailleurs, un suivi des déformations ainsi qu'une surveillance des appuis parasismiques supportant l'unité nucléaire seront mis en place. Certaines de ces dispositions font l'objet de prescriptions spécifiques de l'ASN.

L'ASN considère que le programme de gestion du vieillissement des enceintes des autres réacteurs de recherche reste limité. Ce programme devrait être complété en identifiant, sur la base des connaissances de leurs spécificités et des résultats des essais et contrôles, ainsi que des connaissances issues de programmes nationaux et internationaux, les mécanismes de vieillissement pouvant affecter les enceintes des réacteurs de recherche (fissuration du béton, corrosion des armatures, câbles, composants métalliques...). L'objectif est de s'assurer du caractère suffisant des contrôles et essais mis en œuvre et de définir, le cas échéant, les contrôles complémentaires pour s'assurer de l'aptitude de l'enceinte à assurer ses fonctions dans le temps.

En particulier, compte tenu du retour d'expérience des dégradations constatées sur les REP en exploitation (comportement différé, pathologies et fissuration du béton), des actions de surveillance des déplacements et des déformations des éléments structuraux qui contribuent à la résistance de l'ouvrage peuvent être mises en œuvre pour définir, si nécessaire, des actions correctives afin d'anticiper le développement éventuel de désordres significatifs.

## **8 ENCEINTE PRÉSSURISÉE EN BÉTON PRÉCONTRAIT (AGR)**

Non applicable en France.



## 9 ÉVALUATION GÉNÉRALE ET CONCLUSIONS

### 9.1 ENJEUX IDENTIFIÉS PAR LA REVUE THÉMATIQUE PAR LES PAIRS SUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

Les niveaux de référence de WENRA sur les réacteurs électronucléaires existants précisent les exigences sur la maîtrise du vieillissement. Ils prescrivent l'existence/la mise en œuvre d'un programme de maîtrise du vieillissement basé sur :

- une identification la plus exhaustive possible des mécanismes de vieillissement auxquels sont soumis les SSC ;
- des activités de surveillance et d'inspection ;
- une réévaluation régulière de ce programme à la lumière des nouvelles informations disponibles.

La maîtrise du vieillissement comprend les actions d'ingénierie, de conduite en opération et de maintenance entreprises par l'exploitant pour prévenir ou contrôler les dégradations des SSC dans son installation afin d'assurer la disponibilité des fonctions de sûreté en exploitation.

La maîtrise du vieillissement des installations nucléaires s'applique donc à de nombreux SSC.

Cette revue se concentre sur le programme de maîtrise du vieillissement sur les installations considérées avec, pour la France, des exemples de sa déclinaison sur les câbles électriques, les cuves des réacteurs, les tuyauteries enterrées ou peu accessibles et les enceintes de confinement.

### 9.2 ENJEUX IDENTIFIÉS PAR L'ASN SUR LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

En 2001, afin d'améliorer la cohérence d'ensemble des démarches engagées par EDF sur la maîtrise du vieillissement, l'ASN a demandé la mise en place d'un programme de maîtrise du vieillissement structuré et cohérent en préparation des premières VD3 des réacteurs du palier 900 MWe débutant en 2008. Dans ce courrier, l'ASN a précisé les bases sur lesquelles cette démarche devait reposer :

- concernant l'identification et le traitement des composants sensibles :
  - l'actualisation de la liste des SSCs dont le vieillissement peut affecter la sûreté des réacteurs et conditionner leur durée de fonctionnement ;
  - la définition de paramètres associés aux mécanismes de vieillissement identifiés pour ces SSCs et dont le dépassement conditionnera une action particulière (réparation, remplacement, modification, changement de conditions d'environnement ou d'exploitation) ;
  - la constitution de dossiers de réparation et de remplaçabilité ;
- concernant les actions de surveillance, une analyse détaillée du retour d'expérience permettant de traiter des dégradations liées à des mécanismes de vieillissement n'ayant pas pu être anticipés compte tenu de la complexité des phénomènes ;
- concernant la R&D, des études de phénomènes de vieillissement et de leurs cinétiques d'évolution prenant en compte les conditions réelles d'environnement et d'exploitation.

L'ASN a demandé que ce programme soit mis en œuvre, dans le cadre des VD3, par l'établissement pour chaque réacteur d'un dossier d'aptitude à la poursuite de fonctionnement et d'un programme détaillé de maîtrise du vieillissement au-delà des VD3.

Dans le cadre des troisièmes réexamens périodiques, EDF a proposé une démarche de maîtrise du vieillissement basée sur des fiches d'analyse du vieillissement (FAV) et des dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation (DAPE) génériques remis à jour périodiquement, et sur une analyse spécifique

à chaque réacteur (DAPE « réacteur »). L'application de cette démarche bénéficie à ce jour d'un retour d'expérience d'une dizaine d'années.

EDF a annoncé en 2009 sa volonté de prolonger la durée de fonctionnement de ses centrales au-delà de 40 ans. Dans ce contexte, la démarche de maîtrise du vieillissement des réacteurs d'EDF s'appuie sur trois processus opérationnels pérennes :

- le processus de maîtrise du vieillissement des composants mis en œuvre à partir des VD3 et poursuivi en VD4 ;
- le processus d'inspection en service et de maintenance qui prend en compte l'hypothèse de la poursuite de fonctionnement des réacteurs jusqu'à VD4+20 ans ;
- le processus de traitement de l'obsolescence des matériels et pièces de rechange.

Cette démarche fait actuellement l'objet d'une instruction par l'ASN en vue de déterminer si les dispositions mises en œuvre et/ou prévues par EDF sont suffisantes pour assurer la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des SSCs et ainsi maintenir la conformité des réacteurs 900 MWe au-delà de leur VD4. Les conclusions de cette instruction sont attendues début 2018.

## 9.3 BONNES PRATIQUES

### 9.3.1 L'ENCADREMENT REGLEMENTAIRE

En France, la maîtrise du vieillissement est encadrée réglementaire par :

- 1) les dispositions inscrites au code de l'environnement, liées au processus de réexamen périodique de toutes les installations nucléaires de base ;
- 2) les dispositions des arrêtés liés à la réglementation des équipements sous pression nucléaire ou non, actuellement en cours de codification, concernant leur conception/fabrication ou leur suivi en service. À partir de la troisième visite décennale, la réglementation prévoit la requalification partielle comportant une visite approfondie des appareils cinq ans après la visite décennale et, ceci pour toutes les visites décennales suivantes ;
- 3) pour les réacteurs électronucléaires, par les demandes de l'ASN concernant la maîtrise par EDF du vieillissement de ses installations et leur poursuite de fonctionnement au-delà de 40 ans ;
- 4) pour les réacteurs électronucléaires, les dispositions du guide ASN-IRSN n°22 « Conception des réacteurs à eau sous pression », applicables pour la recherche d'amélioration à apporter aux réacteurs existants, par exemple dans le cadre des réexamens périodiques ; généralisent aux composants non-ESPN les dispositions de l'arrêté du 30 décembre 2015 sur la nécessité de prendre en compte le vieillissement des équipements à leur conception.

Par ailleurs, les standards internationaux (AIEA et WENRA) sont pris en compte dans la réglementation concernant la maîtrise du vieillissement.

### 9.3.2 LA DÉMARCHE DE MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

EDF a mis en œuvre une **démarche structurée et cohérente** pour démontrer la maîtrise du vieillissement des SCC potentiellement affectés par des mécanismes de vieillissement. Elle repose sur quatre étapes :

- la sélection des SSC potentiellement sensibles au vieillissement et dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté ;
- l'établissement et l'analyse des couples SSC/mécanismes de vieillissement afin de vérifier la maîtrise du vieillissement au regard des dispositions d'exploitation et de maintenance en vigueur,

ainsi que des conditions de réparabilité et de remplaçabilité (matérialisés par une Fiche d'Analyse du Vieillessement (FAV)) ;

- la définition, le cas échéant, des actions ou études complémentaires à réaliser pour maîtriser le vieillissement (matérialisées par un Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) composant),
- l'établissement d'un DAPE spécifique au réacteur, appelé « DAPE réacteur », à partir des FAV génériques et des DAPE composant pour chaque réacteur arrivant en VD3 et en VD suivantes.

Dans le cadre des demandes de prolongation de la durée de fonctionnement des centrales, EDF propose de reconduire cette démarche pour les quatrièmes réexamens périodiques. **Cette démarche sera étendue à l'ensemble des SSC importants pour la maîtrise non seulement des risques radiologiques mais aussi des risques conventionnels.**

L'ASN souligne que le programme de maîtrise du vieillissement d'EDF répond aux exigences des standards internationaux. Il prend en compte de manière appropriée le retour d'expérience national et international, ce qui a permis la mise en œuvre d'actions préventives et correctives. **Il est de plus accompagné d'un programme de recherche et développement (R&D) conséquent.** EDF a mis en place ce programme de R&D en support de son processus de maîtrise du vieillissement afin de progresser et de capitaliser sur les connaissances sur les mécanismes de vieillissement et sur les propriétés des matériaux à 60 ans. Utilisé pour faire évoluer les pratiques d'ingénierie et les moyens de surveillance et de contrôle, ce programme R&D contribue également au développement de procédés de réparation ou de limitation des conséquences du vieillissement, ainsi qu'à l'expertise de matériels déposés.

Des **critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation**, correspondant aux valeurs maximales acceptables des conséquences des mécanismes de vieillissement au regard de la sûreté (par exemple, pour le mécanisme de vieillissement de corrosion, une perte d'épaisseur maximale admissible), constituent des outils d'aide à la décision essentiels pour se prononcer sur la poursuite du fonctionnement au-delà de la quatrième visite décennale.

La composition du parc français en exploitation constitue par ailleurs un atout pour le suivi du vieillissement : il permet de disposer d'un retour d'expérience significatif sur le comportement des composants des réacteurs, du même palier ou de paliers différents.

### **Câbles électriques**

EDF met œuvre des expertises réalisées sur **des câbles prélevés** sur site qui ont permis d'améliorer la compréhension des mécanismes de vieillissement ainsi que des méthodes prédictives issues de la R&D permettant d'estimer la durée de vie des câbles. Ces expertises ont permis l'identification des câbles devant faire l'objet d'un suivi en exploitation (câbles soumis à des contraintes d'environnement ou d'exploitation particulières).

Par ailleurs, associées aux résultats des études prédictives de durées de vie, elles permettent de garantir un niveau de confiance élevé sur le maintien de la fonctionnalité des câbles pour les dix prochaines années.

### **Cuve du réacteur**

EDF met en œuvre de nombreux contrôles :

- sur les parties de la cuve identifiées comme les plus sensibles vis-à-vis des modes de dégradation identifiés ;
- sur des **zones ne présentant pas de sensibilité particulière vis-à-vis des mécanismes de vieillissement identifiés** (en particulier, au titre de la défense en profondeur, la zone de cœur fait l'objet d'un contrôle complet par ultrasons automatisés à chaque visite décennale) ;

- sur certaines zones (au titre des Programmes d'Investigations Complémentaires) pour confirmer l'absence de modes de dégradation qui n'auraient pas été identifiés.

Par ailleurs, le programme de surveillance de l'irradiation (PSI) permet de suivre le comportement des matériaux de la zone de cœur jusqu'à des irradiations équivalentes au moins à 60 années d'exploitation, compte tenu du nombre de capsules d'irradiation à disposition sur l'ensemble du parc EDF. L'acquisition progressive des résultats du PSI a permis de mettre à jour en 2007, le modèle de fragilisation sous irradiation. Ce modèle a été révisé à partir des résultats des capsules d'irradiation du palier 900 MWe (plus de 350 points de mesure), qui couvre le plus large éventail de fluences et de compositions chimiques pour les cuves du Parc EDF. Le modèle obtenu permet d'être plus représentatif du comportement du matériau sur des durées importantes par rapport au modèle initial, qui était bâti sur un nombre plus limité de données à l'état irradié, issues d'essais en réacteurs expérimentaux.

De plus, EDF prévoit l'insertion de grappes hafnium en périphérie du cœur qui ont comme effet de réduire le flux neutronique reçu par la cuve.

Enfin, l'approche mise en œuvre pour la justification de la tenue de la cuve est déterministe, ce qui implique la prise en compte de conservatismes à chaque étape de la démonstration et confère à ces études un niveau de confiance très élevé.

### **Enceintes de confinement**

Le dispositif d'auscultation des ouvrages de confinement comprend de nombreux appareils de mesure des déformations ou des déplacements, disposés dans toutes les zones courantes ou singulières de la paroi. Ce dispositif, renforcé sur l'enceinte du premier réacteur de chaque site, permet d'observer, tout au long de la vie de l'ouvrage et d'évaluer, de manière anticipée, le comportement mécanique et l'étanchéité des enceintes.

Par ailleurs, l'homogénéité de conception des enceintes de confinement sur le parc en exploitation est un atout pour le suivi des enceintes en permettant des comparaisons entre des enceintes du même site ou de sites différents, ainsi que des enceintes de même conception mais d'âges différents.

## **9.4 AXES D'AMÉLIORATION**

Dans la perspective de la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs au-delà de 40 ans, en complément à ses dispositions de surveillance, EDF a engagé un programme de maîtrise de vieillissement des tuyauteries enterrées ou difficilement accessibles. Dans ce cadre, EDF réalise des inspections sur les sites de Tricastin, Fessenheim et Bugey, avec l'objectif de définir un programme générique de contrôles et pouvoir conclure en VD4 sur le maintien en service ou le besoin de rénovation de ces tuyauteries. L'instruction est en cours et les conclusions sont attendues en 2018.

Par ailleurs, l'ASN estime que les spécificités du site et de chaque réacteur pourraient être mieux prises en compte dans le programme local de maîtrise du vieillissement (PLMV) et le DAPE réacteur.

## **9.5 ACTIONS RESULTANT DE CETTE ÉVALUATION**

Cette revue met en exergue que le suivi du vieillissement des **réacteurs de recherche** repose actuellement sur les programmes de maintenance ainsi que sur les contrôles et essais périodiques. L'ASN estime que la maîtrise du vieillissement doit être plus formalisée par les exploitants des réacteurs de recherche. En particulier, l'ASN considère que les exploitants des réacteurs de recherche doivent mettre en œuvre une démarche permettant de s'assurer du caractère suffisant des contrôles et essais mis en œuvre. Ils doivent en outre définir les contrôles complémentaires pour s'assurer de leur aptitude à assurer leurs fonctions au regard des mécanismes de vieillissement qui pourraient affecter les EIP.

## **9.6 CONCLUSION**

L'ASN souligne qu'EDF a su développer depuis 2001 un programme de maîtrise du vieillissement qui permet de répondre aux enjeux de sûreté nucléaire et de radioprotection. Ce programme est par ailleurs renforcé dans le cadre de la poursuite de fonctionnement au-delà de 40 ans. L'ASN se prononcera sur ce programme dans le cadre de sa position générique sur les VD4 900.

Concernant les réacteurs de recherche, l'ASN, tout en relevant le caractère spécifique de chaque installation, considère que les programmes de maîtrise du vieillissement doivent être complétés dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté des réacteurs Cabri et RHF.



# 10 ANNEXES

## 10.1 GLOSSAIRE

AGR	Advanced Gas-cooled Reactor
AMP	Ageing Management programme
AMR	Ageing Managemetrn Review
APRP	Accident de Perte de Réfrigérant Primaire
ASN	Autorité de sûreté nucléaire
BR	Bâtiment Réacteur
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives
CEIDRE	Centre d'Expertise et d'Inspection dans les Domaines de la Réalisation et de l'Exploitation
CEP	Contrôles et Essais Périodiques
CND	Contrôle Non Destructifs
CNEPE	Centre National d'Equipement de Production d'Electricité
CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Electricité
CPP	Circuit Primaire Principal
CSP	Circuit Secondaire Principal
CSC	Corrosion Sous Contrainte
CST	Cahier de Spécifications Techniques
DAC	Décret d'Autorisation de Création des installations nucléaire de base
DAPE	Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation
DDS	Dossier Des Situations
DIPDE	Division de l'Ingénierie du Parc de la Déconstruction et de l'Environnement
DPN	Division de la Production Nucléaire
DRG	Système de Détection de Rupture de Gaine
DRR	Dossier Réglementaire de Référence (composants du CPP/CSP)
EAS	Système de sauvegarde d'Aspersion de Sécurité
EDE	Système de filtration/extraction inter-enceintes
EDF	Electricité de France
EIP	Elément Important pour la Protection des intérêts
END	Examens Non Destructifs
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators Group
Isolant EPR	Isolant Ethylène Propylène Rubber
EPRI	Electric Power Research Institute ( <a href="http://www.epri.com">www.epri.com</a> )
EPS	Études Probabilistes de Sûreté

ESPN	Equipements Sous Pression Nucléaire
FAV	Fiche d'Analyse du Vieillissement
FIREX	Fiche de retour d'expérience
FMGPI	Fiabiliser les Matériels et Gérer le Patrimoine Industriel
GC	Génie Civil
GPESPN	Groupe Permanent Equipements Sous Pression Nucléaires
GPR	Groupe Permanent Réacteur
IAEA	International Atomic Energy Agency
IGALL	International Generic Ageing Lessons Learned
ILL	Institut Laue-Langevin
INB	Installation Nucléaire de Base
INPO	Institute of Nuclear Power Operations
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire
LBM	Liaisons bi-métalliques
LTO	Long term Operation
MQCA	Matériels Qualifiés aux Conditions Accidentelles
NSQ	Note de Synthèse de Qualification
NSQP	Note de Stratégie de Qualification Progressive
NUSSC	Nuclear Safety Standards Committee
OMF	Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité
OPDEM	Opérations Préparatoires au Démantèlement
PBMP	Programme de Base de Maintenance Préventive
PDV	Projet « Durée de vie » (autre acronyme utilisé : DDV)
PFC	Pénétrations de Fond de Cuve
PIC	Programme d'Investigations Complémentaires
PLMP	Programme Local de Maintenance Préventive
PLMV	Programme Local de Maîtrise du Vieillissement
PPC	Plaque Porte Connecteur
PRC	Polyéthylène Réticulé Chimiquement
PRS	Polyéthylène Réticulé Silane
PSI	Programme de Surveillance des effets de l'irradiation
RAG	Réaction Alkali-Granulat
RCRP	Rapport de Conclusion du Réexamen Périodique
R&D	Recherche et Développement
REP	Réacteur à Eau sous Pression

RHWG	Reactor Harmonisation Working Group
RGE	Règles Générales d'Exploitation
RIS	Système de sauvegarde d'Injection d'eau de Sécurité
RHF	Réacteur à Haut Flux
RJH	Réacteur Jules Horowitz
RPN	Chaîne de Mesure du Flux Neutronique
RSI	Réaction sulfatique Interne
SEPTEN	Service Etudes et Projets Thermiques Et Nucléaires
SSC	Systèmes, Structures et Composants
TAM	Tampon d'Accès Matériel
TOFD	Time Of Flight Diffraction
TIC	Temps d'Induction à l'Oxydation (ou OIT)
TIDC	Temps d'Induction à la Déshydrochloruation
TLAA	Time Limited Ageing Analyses
UNIE	Unité d'Ingénierie d'Exploitation
UTO	Unité Technique Opérationnelle
VD	Visite Décennale
WENRA	Western European Regulators Association

## 10.2 MODÈLE DE FICHE D'ANALYSE DU VIEILLISSEMENT

<b>FICHE D'ANALYSE DE VIEILLISSEMENT</b>						N° Fiche :		
						Indice :		
						Date :		
						Référence base de connaissance		
<b>DIN</b>	Rédacteur		Unité		Vérificateur		Unité	
<b>DPN</b>	Rédacteur		Unité		Vérificateur		Unité	
Palier(s) / Réacteur(s)								
Composant / structure								
Élément / zone								
Mécanisme		Acronyme		Mécanisme				

Cocher s'il y a changement de méthodologie

**Evolutions des trois derniers indices** Cocher ici s'il y a évolution des données amont

Indice	Date	Motif du changement d'indice	Modifications apportées		

Grille d'analyse	Réponse / Justification / Commentaire	Références
Classement sûreté		
Description du mécanisme envisagé / dommages associés		
Hypothèse de durée de vie de conception réglementaire		
Mécanisme avéré / REX / dommage(s) avéré(s)		

Grille d'analyse	Réponse / Justification / Commentaire	Références
Adaptation ou adaptabilité des dispositions courantes de conduite ou de maintenance (y compris la prise en compte de l'obsolescence)		
Difficulté de réparation (y compris liée à l'obsolescence)		
Difficulté de remplacement (y compris liée à l'obsolescence)		
<b>Statut</b>		Justification
Suite à donner		

EXPLOITATION AU-DELA DE VD4		
Grille d'analyse	Réponse / Justification / Commentaire	Références
Eléments d'étude justifiant la poursuite de fonctionnement		
Période d'exploitation couverte		
Adaptation ou adaptabilité des dispositions courantes de conduite ou de maintenance (y compris la prise en compte de l'obsolescence)		
<b>Statut</b>		Justification
Suite à donner		

## 10.3 GROUPES DE CÂBLES ÉLECTRIQUES CONSIDERES AU TITRE DE LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

Tous les câbles électriques en lien avec l'installation de production (classés ou NC) font l'objet d'un programme de maîtrise du vieillissement. Ces câbles sont constitués de 4 familles principales :

- Câbles de puissance HTA,
- Câbles de puissance BT,
- Câbles de mesure (BT),
- Câbles de contrôle-commande (BT).

Ils sont constitués des principaux éléments suivants :

- Une âme en cuivre ou aluminium (aluminium pour les sections de 50 mm<sup>2</sup> et au-delà),
- Une enveloppe isolante extrudée à partir d'un mélange de matériaux organiques,
- Une gaine intermédiaire (éventuelle) extrudée à partir d'un mélange de matériaux organiques,
- Un écran de protection contre les perturbations électromagnétiques sous forme de tresse de cuivre pour les câbles de mesure,
- Un écran pour les câbles HTA,
- Une armure métallique de protection mécanique,
- Une gaine extérieure extrudée à partir d'un mélange de matériaux organiques.

### Câbles de puissance HTA :

Les câbles de puissance HTA assurent les liaisons entre les différents auxiliaires électriques des réseaux 6,6 kV (paliers 900, 1300 et 1450 MWe) et 10 kV (palier EPR).

Trois types de câbles sont en exploitation :

- Les câbles unipolaires et tripolaires à champ radial, de tension assignée 6 / 10 (12) kV, pour les paliers 900, 1300 et 1450 MWe,
- Les câbles tripolaires à champ non radial (dits câbles « à ceinture », l'écran métallique est commun aux trois phases), de tension assignée 6 / 6 (7,2) kV, pour les paliers 900, 1300 et 1450 MWe,
- Les câbles unipolaires et tripolaires à champ radial, de tension assignée 8,7 / 15 (17,5) kV, pour le palier EPR.

Nota : la tension assignée  $U_0 / U$  ( $U_m$ ) d'un câble est définie comme suit :

- $U_0$  : tension nominale du câble à 50 Hz entre chaque conducteur et la masse,
- $U$  : tension nominale du câble à 50 Hz entre deux conducteurs,
- $U_m$  : tension maximale à 50 Hz entre deux conducteurs, pouvant être supportée à tout instant dans les conditions normales d'exploitation.

### Câbles de puissance BT

Les câbles de puissance BT assurent les liaisons entre les différents auxiliaires électriques des réseaux BT à courants alternatifs et continus.

Ces câbles sont généralement bipolaires ou tripolaires (le neutre n'étant généralement pas distribué sur les réseaux triphasés). Ils sont constitués de conducteurs isolés (d'une section supérieure à 2,5mm<sup>2</sup>),

d'un éventuel bourrage, d'une gaine sous armure, d'une armure métallique et d'une gaine de protection extérieure.

Ces câbles ont généralement une tension assignée de 0,6 / 1 (1,2) kV, quel que soit le niveau de tension du réseau.

#### Les câbles de mesure

Les câbles de mesure sont utilisés pour la transmission des mesures analogiques issues des capteurs.

Les courants sont faibles (quelques milli voire microampères) sous quelques dizaines de volts. La section du conducteur est généralement de 1 ou 1,5 mm<sup>2</sup>.

Ces câbles sont généralement blindés et les conducteurs groupés par paires torsadées. Ils peuvent également être du type coaxial. Dans ce cas, ils sont constitués d'une âme isolée entourée d'une tresse qui joue le rôle de blindage et de conducteur de retour.

Ces câbles ont une tension assignée de 0,3 / 0,5 (0,6) kV ou 0,6 / 1 (1,2) kV.

#### Les câbles de contrôle-commande

Les câbles de contrôle-commande assurent la transmission de signaux tout-ou-rien entre différents organes BT.

Il s'agit de câbles comportant en général de 2 à 15 conducteurs de 1 à 1,5 mm<sup>2</sup>. Ces câbles ont une tension assignée de 0,3 / 0,5 (0,6) kV ou 0,6 / 1 (1,2) kV.

Différents types de matériaux polymères sont utilisés pour constituer les isolants et gaines des câbles électriques. Ces matériaux sont issus d'une formulation chimique complexe, intégrant un polymère de base (qui donne communément son nom au matériau) et de nombreux additifs visant à améliorer ses propriétés mécaniques et électriques. Les différents matériaux polymères utilisés sur le Parc EDF sont les suivants :

- Câble à isolation sur base de caoutchouc d'éthylène-propylène (EPR) et gaine extérieure sur base de Polyéthylène chlorosulfoné (CSPE) – le mélange utilisé porte le nom commercial Hypalon. Ces câbles ont un niveau de qualification K1.
- Câble à isolation et gaine extérieure sur base de Polychlorure de Vinyle (PVC). Ces câbles ont un niveau de qualification K3/NC, pour certains câblers également K2<sup>58</sup>.
- Câble à isolation sur base de Polyéthylène Réticulé Chimiquement (PRC) et gaine extérieure sur base de Polychlorure de Vinyle (PVC). Ces câbles sont des câbles HTA unipolaires. Leur niveau de qualification est K3/NC.
- Câbles à isolation et gaine externe sur base de matériaux « Sans Halogène » (SH), constitués de mélanges de polymères EVA (Acétate de Vinyle et d'Éthylène), PR (Polyéthylène Réticulé) ou EPR. Ces câbles sont présents à partir du palier 1450 MWe dans le bâtiment réacteur et sur le palier EPR. Ces câbles présentent une réaction au feu améliorée.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des principaux matériaux utilisés pour les isolants et les gaines, suivant les paliers.

---

<sup>58</sup> K2 : intérieur Bâtiment Réacteur, non requis en conditions d'ambiance dégradées

	Palier 900 MWe	Palier 1300 MWe	Palier 1450 MWe	Palier EPR
Câbles K1 - HTA	EPR/Hypalon <sup>59</sup>		SH	
Câbles K1 - BT	EPR/Hypalon		SH	
Câbles K3 - HTA	PVC/PVC	PVC/PVC (câbles tripolaires) PRC/PVC (câbles unipolaires)	PRC / PVC	SH
Câbles K3 – BT	PVC/PVC			SH

**Tableau 14 – Matériaux d’isolation et de gainage utilisés sur les différents paliers**

<sup>59</sup> Dans une appellation de type EPR/Hypalon, le premier terme (EPR) désigne l’isolant, le deuxième terme (Hypalon) désigne la gaine.

## 10.4 PLANS GÉNÉRAUX DES CUVES

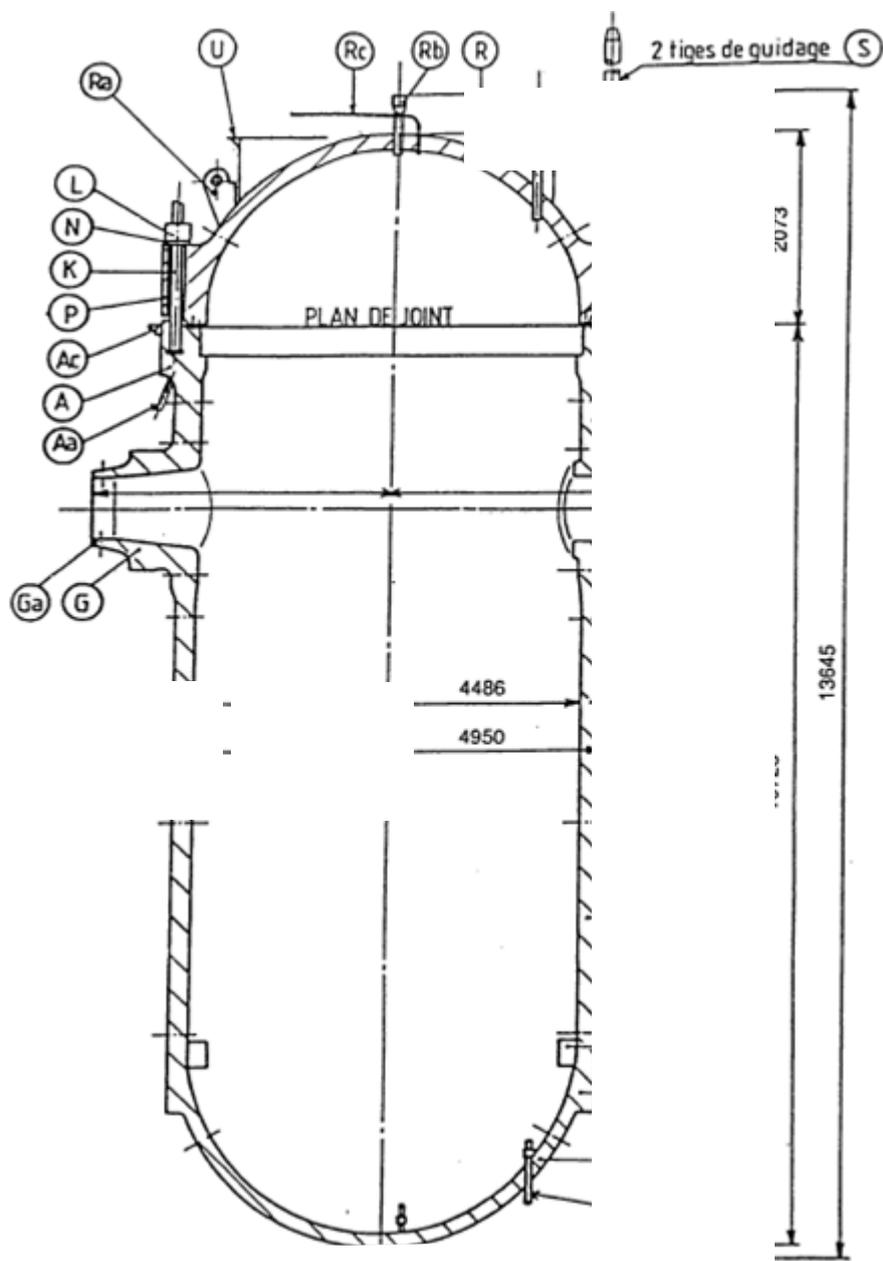


Figure 13 – Plan de principe des cuves 900 / 1300 / 1450

Dénomination des pièces principales selon nomenclature du plan pour une cuve type 1450 MWe (ces repères peuvent varier d'un palier à l'autre, mais les constituants principaux sont similaires) :

**Corps de cuve :**

- Bride de cuve : repère A
- Virole porte-tubulures : repère B,
- Viroles du cœur : repères C1 et C2 (plus une virole repère C3 sur Fessenheim 1)
- Zone de transition : repère E,
- Fond hémisphérique inférieur ou calotte : repère F,
- Tubulures d'entrée et leur embout de sécurité : repères G et Ga,
- Tubulures de sortie et leur embout de sécurité : repères H et Ha,
- Pénétrations de fond de cuve pour instrumentations : repère Fa,
- Guides radiaux : repère M,
- Tube de détection de fuite aux joints : repère Aa,
- Collerette d'étanchéité (pour raccordement de l'anneau d'étanchéité cuve / piscine repère L, non représenté) : repère Ac.

**Couvercle de la cuve :**

- Bride de couvercle : repère P,
- Fond hémisphérique supérieur : repère R,
- Adaptateurs des mécanismes de commande : repère Rb,
- Tube d'évent : repère Rc,
- Oreilles de levage du couvercle : repère Ra,

**Autres pièces :**

- Pièce de fermeture (goujons, écrous et rondelles) : repères K, L et N,
- Joints d'étanchéité corps / couvercle : repères V et W,
- Tiges de guidage du couvercle pour les opérations d'ouverture / fermeture : repère S.

**Dénomination des soudures :**

Les soudures sont repérées en fonction des repères des composants qu'elles assemblent, par exemple :

- Soudure C1/C2 pour la soudure d'assemblage des deux viroles de cœur C1 et C2,
- Soudure B/H1 pour la soudure d'assemblage de la tubulure de sortie H1 sur la virole porte-tubulures B.

## 10.5 PRINCIPAUX MATÉRIAUX CONSTITUTIFS DES CUVES

Palier	900 MWe CP0 / CPY	1300 MWe P4 / P'4	1450 MWe N4	1650 MWe EPR FA3
<b>Corps de cuve</b>				
Bride de cuve	Acier faiblement allié			Acier faiblement allié
Virole porte-tubulures	Acier faiblement allié			
Tubulures entrée / sortie	Acier faiblement allié			
Embout de sécurité tubulures entrée / sortie	Acier inoxydable austénitique			
Viroles de cœur	Acier faiblement allié			
Anneau de transition	Acier faiblement allié			
Calotte sphérique de fond	Acier faiblement allié			
Guides radiaux	Alliage base nickel			
Pénétrations de fond de cuve	Alliage base nickel			Sans objet
Tube de détection de fuite inter-joints	Acier inoxydable austénitique			
<b>Couvercle de cuve</b>				
Bride de couvercle	Acier faiblement allié			
Calotte sphérique supérieure	Acier faiblement allié			
Adaptateurs de couvercle (MCG / instrumentation)	Alliage base nickel			
Brides d'adaptateurs (MCG / instrumentation)	Acier inoxydable austénitique			
Piquage d'évent	Alliage base nickel			
Tube d'évent	Acier inoxydable austénitique			
<b>Pièces de fermeture</b>				
Goujons, écrous, rondelles	Acier à haute limite d'élasticité			

## 10.6 CARACTÉRISTIQUES DIMENSIONNELLES ET FONCTIONNELLES PRINCIPALES

	900 MWe	1300 MWe	1450 MWe	EPR
Diamètre interne sur revêtement en zone de cœur	≈ 4000 mm	≈ 4400 mm	≈ 4500 mm	≈ 4900 mm
Épaisseur des pièces principales en acier faiblement allié	130 à 200 mm	140 à 220 mm	145 à 225 mm	145 à 400mm
Masse à vide du corps de cuve	≈ 260 t	≈ 330 t	≈ 350 t	≈ 400 t
Nombre de traversées de couvercle pour MCG et instrumentation du cœur	65 à 77			106
Nombre de pénétrations de fond de cuve	50 à 60			0
Pression nominale de fonctionnement	154 bars eff.			
Pression de dimensionnement	171 bars eff.			175 bars eff.
Température de dimensionnement	343°C			351°C
Température branche froide en fonctionnement nominal	286°C	289°C	292°C	290°C
Température branche chaude en fonctionnement nominal	325°C	324°C	329°C	330°C

## 10.7 CARACTÉRISTIQUES GÉOMÉTRIQUES DES ENCEINTES DE CONFINEMENT DU PARC EDF

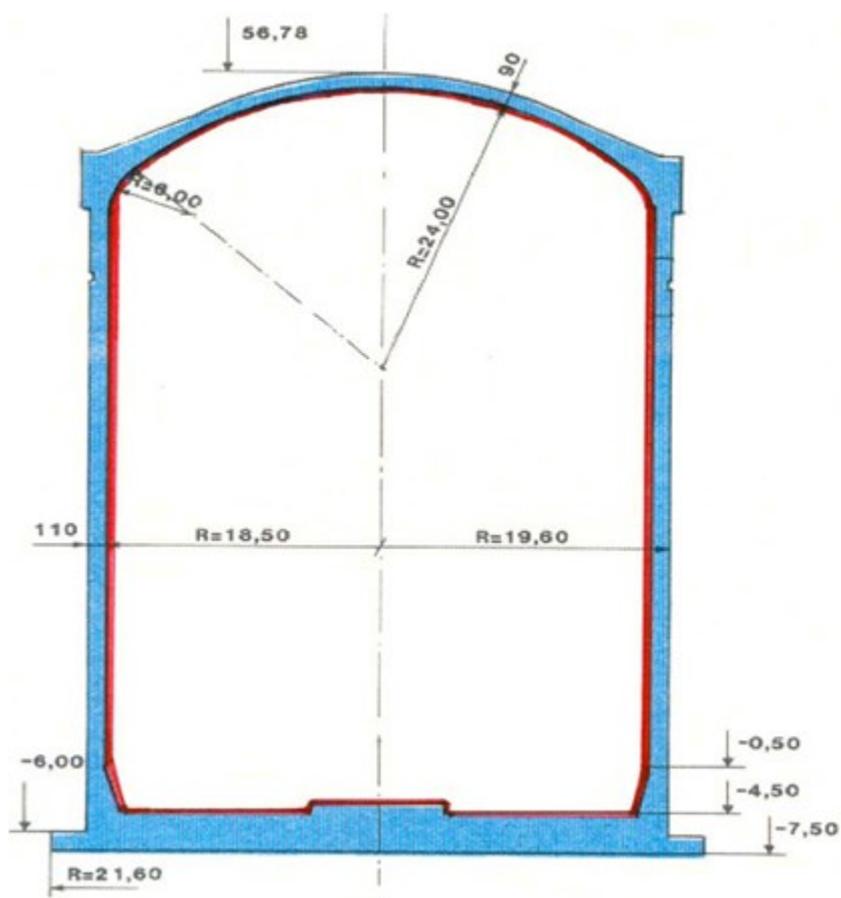


Figure 14 – Schéma d'une enceinte à simple paroi avec liner (paliers CP0, CPY)

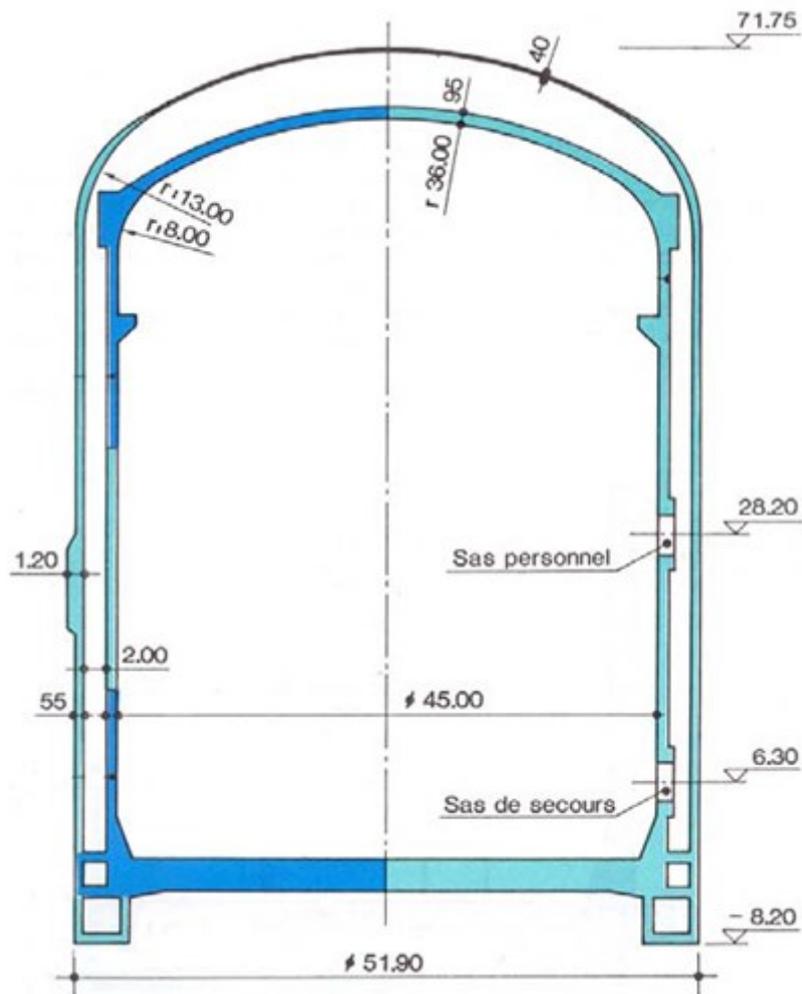


Figure 15 – Schéma d'une enceinte à double paroi sans liner (paliers P4, P'4, N4)

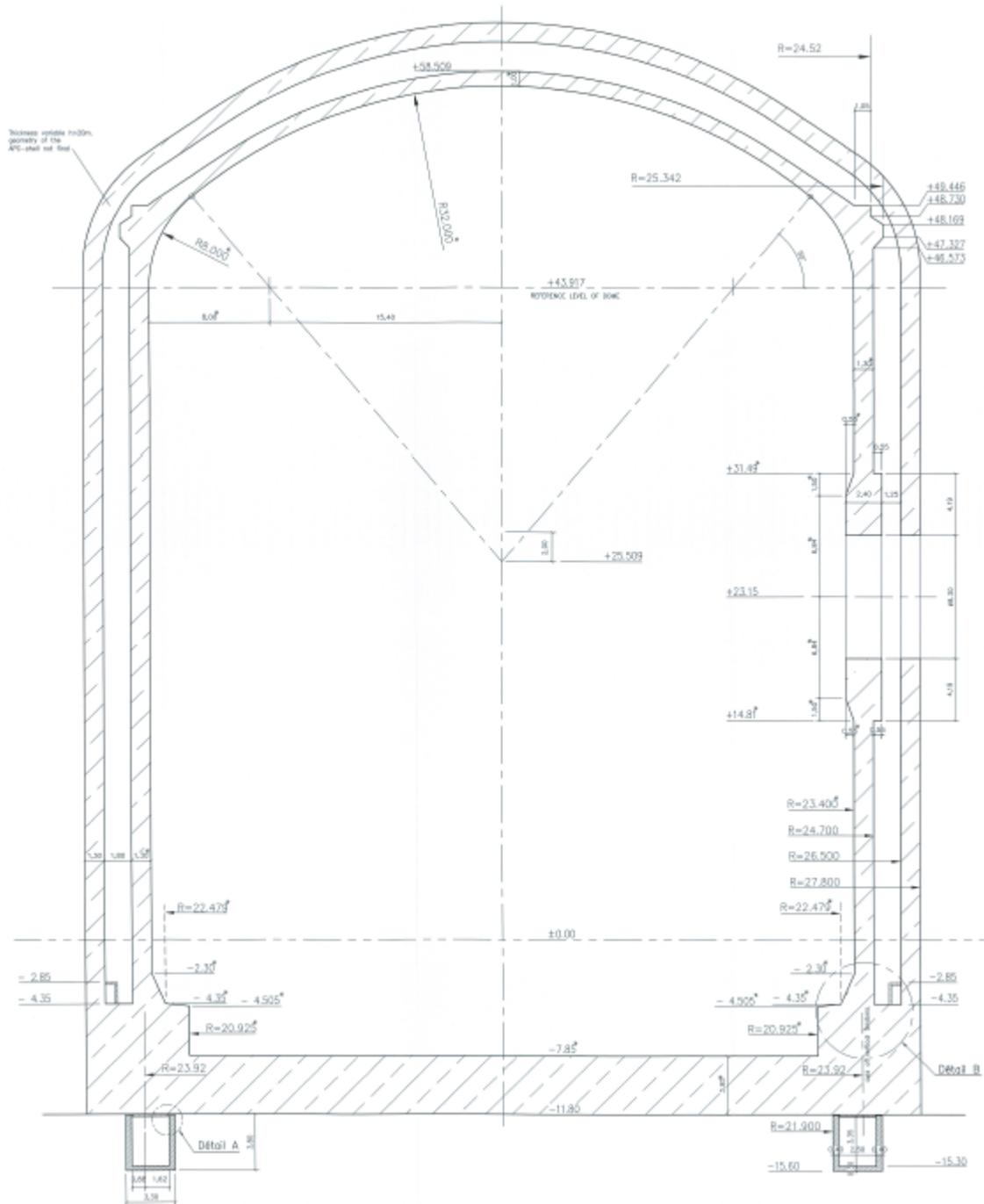
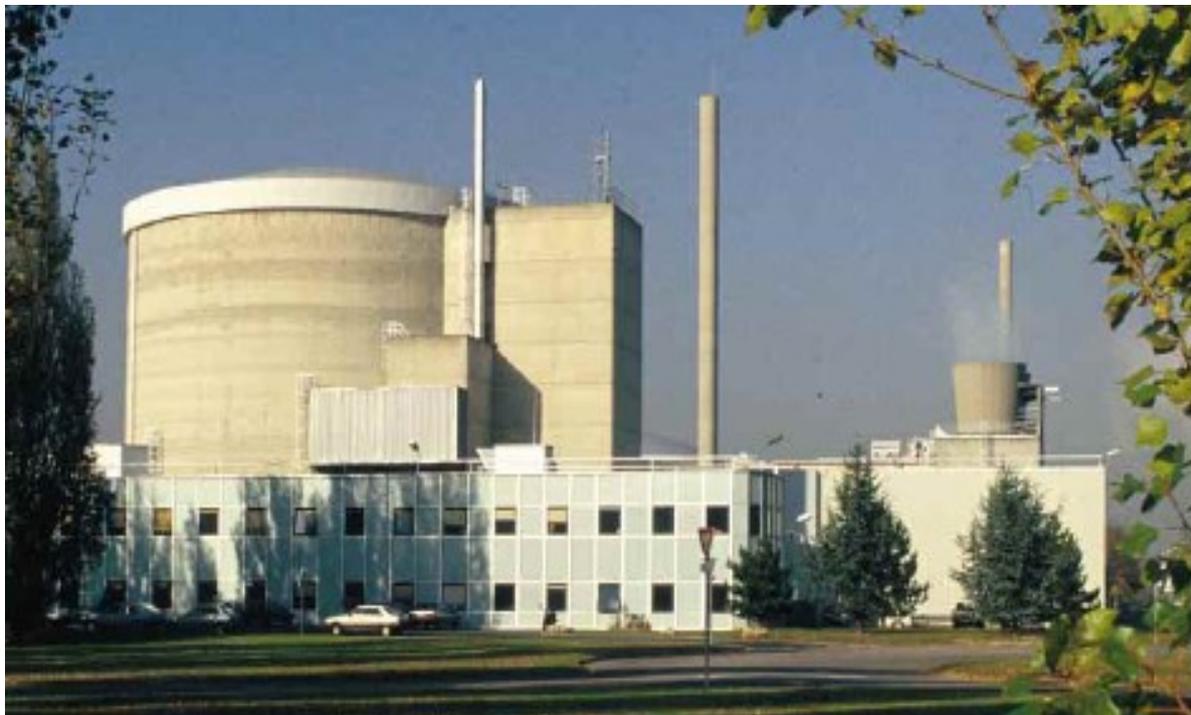


Figure 16 – Schéma de l'enceinte EPR (double paroi avec liner)

## 10.8 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE ORPHÉE

ORPHÉE est un réacteur de recherche exploité par le CEA et situé dans le centre de recherche de Saclay. Il est essentiellement destiné à fournir des faisceaux de neutrons pour les besoins de la recherche fondamentale. Le réacteur est l'instrument de travail du laboratoire Léon Brillouin (LLB), qui gère les expériences à partir des neutrons produits.

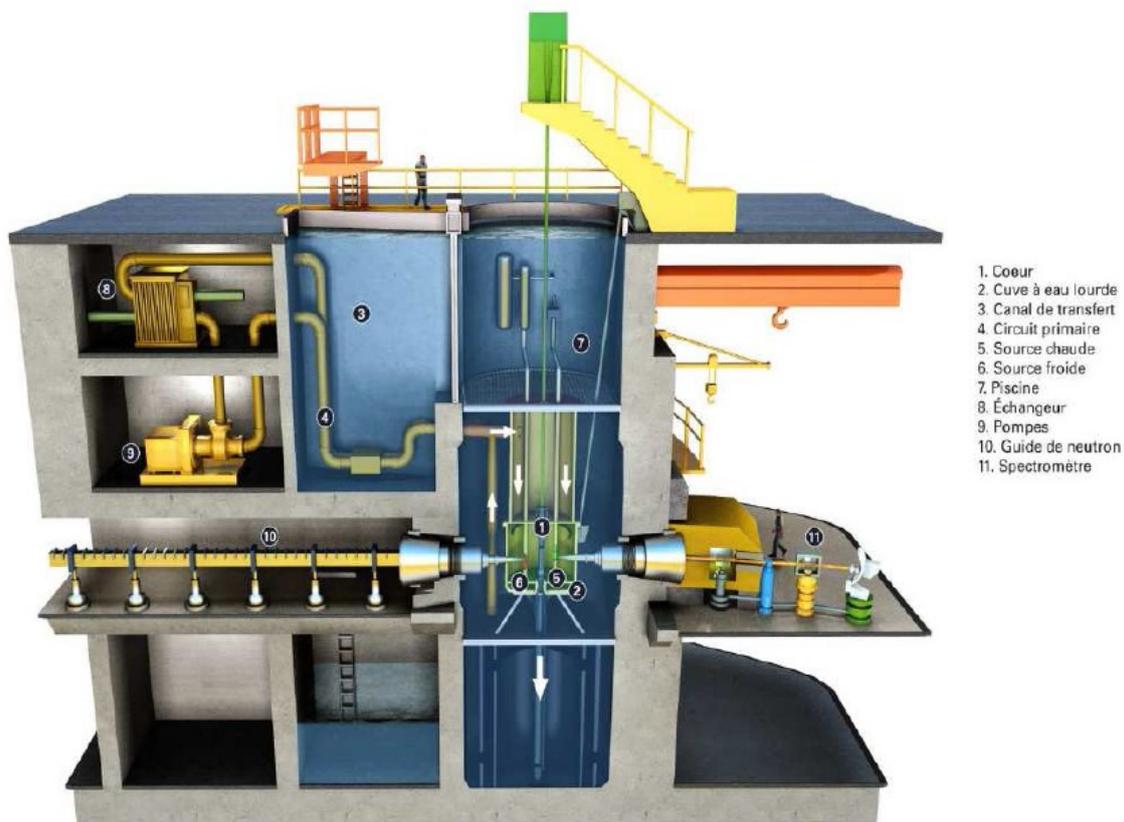


**Vue du réacteur ORPHÉE**

ORPHEE est un réacteur de type piscine d'une puissance nominale de 14 MWth et de flux thermique maximal de  $3.10^{14}$  n.cm<sup>-2</sup>s<sup>-1</sup>. Il est utilisé par les chercheurs de disciplines diverses (chimie, métallurgie, physique,...) pour réaliser leurs expériences. Il sert également à la neutronographie, à l'analyse par activation et à l'irradiation d'échantillons divers. Le réacteur a divergé pour la première fois en décembre 1980.

Le réacteur possède 9 canaux horizontaux (ou doigt de gant) (alimentant 20 faisceaux de neutrons) et 9 canaux verticaux (ou doigt de gant) avec 4 canaux pneumatiques pour l'analyse par activation, 5 trous pour l'irradiation dans la piscine).

Le bloc pile du réacteur Orphée est composée d'une structure constituée de plusieurs compartiments de fluide et de caractéristiques thermodynamiques distincts. Les parties en eau du bloc pile sont au plus à 2,25 bar et à 70°C ; les parties plus petites en gaz sont à une pression d'au plus 7 bar et à une température jusqu'à 840°C. La liste des données des composants figure en annexe 11.9.



**Figure 17 – Vue simplifiée en coupe du réacteur ORPHÉE**

Le cœur du réacteur, localisé au sein d'une cuve d'eau lourde est très compact. Cette cuve d'eau lourde est elle-même immergée dans une piscine remplie d'eau légère déminéralisée. Cela permet d'assurer une protection contre les radiations et facilite les manutentions au-dessus de la piscine. Le réacteur est aussi équipé de trois modérateurs locaux : une source chaude et deux sources froides, servant à fournir des neutrons de plus ou moins haute énergie. 26 aires expérimentales sont localisées autour du réacteur, soit dans le bâtiment réacteur, soit dans le hall des guides.

À côté de la piscine du réacteur, un canal de transfert est dédié à l'entreposage des assemblages refroidis de combustibles usés, d'assemblages de béryllium ou encore de châteaux de transport de combustibles usés ou de déchets.

Le canal de transfert et le réacteur sont séparés par un batardeau amovible.

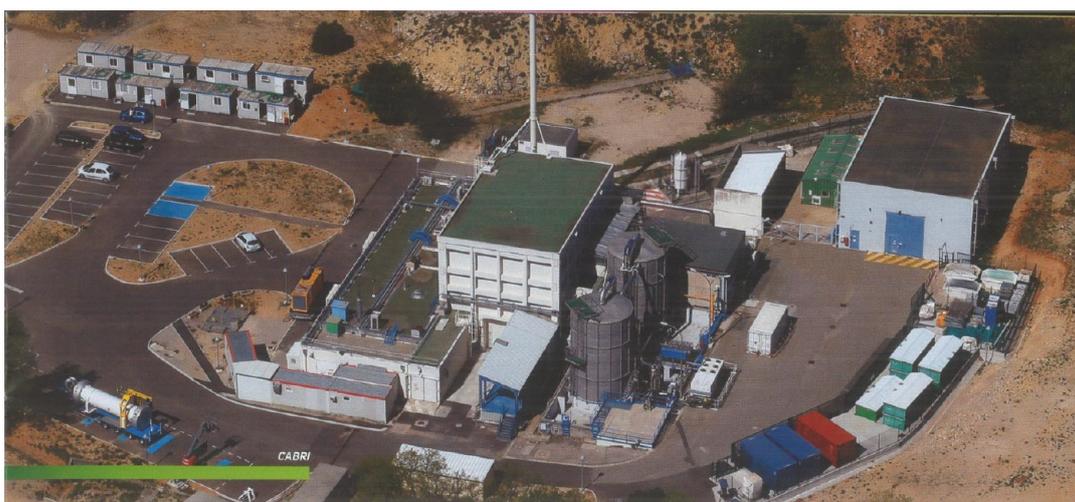
L'arrêt définitif du réacteur devrait intervenir fin 2019. La déclaration de mise à l'arrêt définitif est ainsi attendue avant la fin 2017 de la part du CEA.

**Vue de la piscine réacteur, au-dessus du bloc-pile**



## 10.9 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE CABRI

Le réacteur Cabri (INB 24), créé le 27 mai 1964, est destiné à la réalisation de programmes expérimentaux visant une meilleure compréhension du comportement du combustible nucléaire en cas d'accident de réactivité. Le réacteur est exploité par le CEA. Des modifications significatives de l'installation ont été réalisées entre 2006 et 2015 pour mettre en œuvre de nouveaux programmes de recherche. La boucle au sodium du réacteur a été remplacée par une boucle à eau sous pression. Ce nouveau dispositif permet de reproduire au niveau des crayons combustibles nucléaires, les effets d'une situation accidentelle (excursions « RIA » dans des conditions thermo-hydrauliques représentatives des réacteurs à eau sous pression (REP). Ces essais sont déterminés dans le cadre de programmes internationaux de recherche sur la sûreté pour ce type de réacteurs. Le réacteur de CABRI permet de créer des transitoires de réactivité sur un crayon placé en son centre dans un dispositif expérimental.



Vue de l'installation CABRI

L'installation est constituée de plusieurs bâtiments avec en particulier le bâtiment abritant le hall réacteur qui comprend la piscine et son cœur nourricier, le bac annexe d'entreposage du combustible du bac nourricier et le bac d'entreposage des dispositifs d'essai.

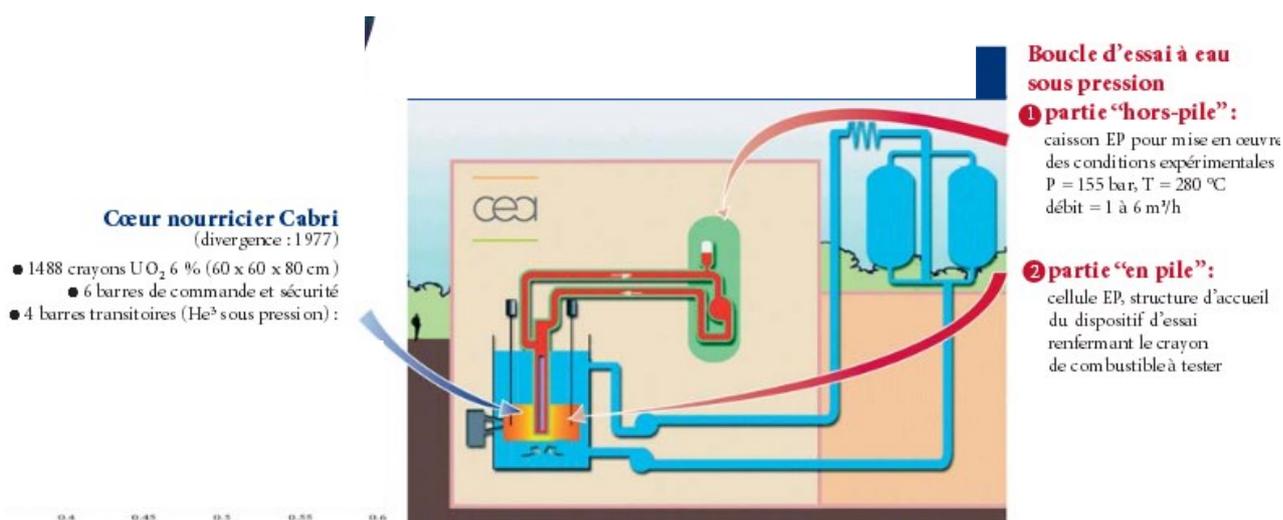


Figure 18 – Schéma de principe du réacteur CABRI

Le réacteur est constitué :

- d'un cœur nourricier d'une puissance maximale de 25 MW en régime permanent,
- d'une boucle d'essai contenant le crayon combustible à étudier,
- d'un système de barres transitoires munies de vannes pneumatiques permettant de libérer un gaz neutrophage afin de réaliser l'injection de réactivité.

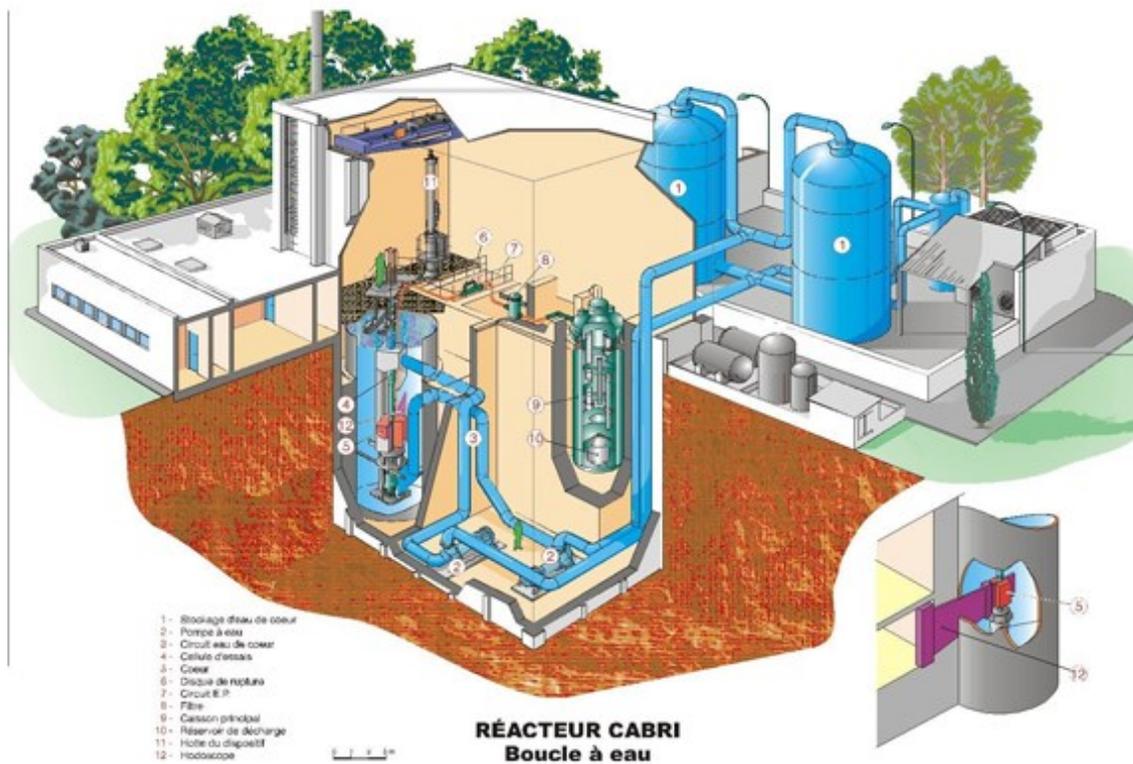


Figure 19 – Vue simplifiée en coupe du réacteur CABRI

## 10.10 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE RJH

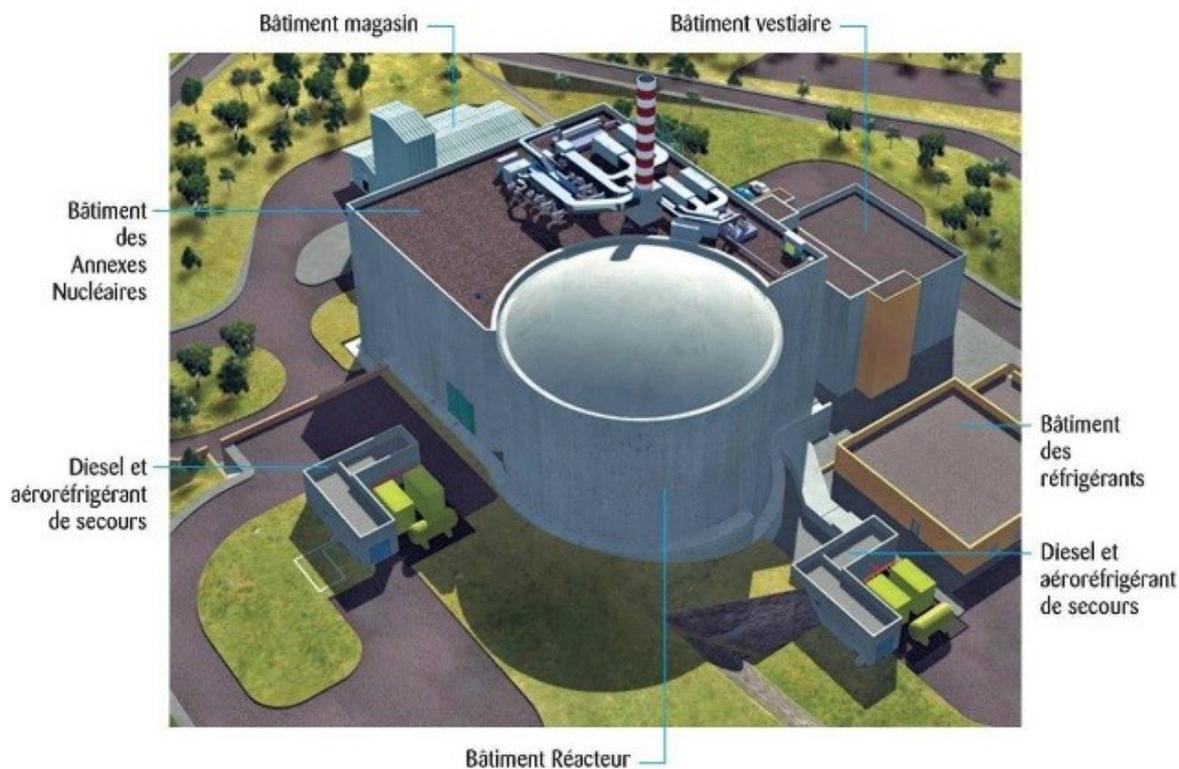


Figure 20 – Vue projet du RJH après construction (état projeté)



Figure 21 – Etat de construction en mai 2017

Le réacteur Jules Horowitz (RJH), qui constitue l'installation nucléaire de base n° 172, est en cours de construction sur le site de Cadarache, situé sur la commune de Saint-Paul-lez-Durance (Bouches du Rhône). Il a fait l'objet d'un décret d'autorisation de création du 12 octobre 2009.

Le RJH est un réacteur qui permettra de réaliser des irradiations à haut flux de neutrons, afin en particulier :

- d'effectuer des expériences visant à améliorer ou qualifier les matériaux et les combustibles des réacteurs actuels et à venir,
- de produire une quantité significative de radio-isotopes à usage médical, répondant ainsi à des enjeux pour la santé publique.

Ainsi, des emplacements (au sein du cœur ou en périphérie, dans le réflecteur) seront prévus pour permettre l'introduction de dispositifs expérimentaux et de dispositifs de production de radioisotopes à usage médical.

Le RJH sera constitué de deux bâtiments principaux (un bâtiment réacteur et un bâtiment annexes nucléaires) et d'un ensemble de bâtiments supports constituant l'INB n° 172.

Sa première divergence est prévue pour septembre 2021.

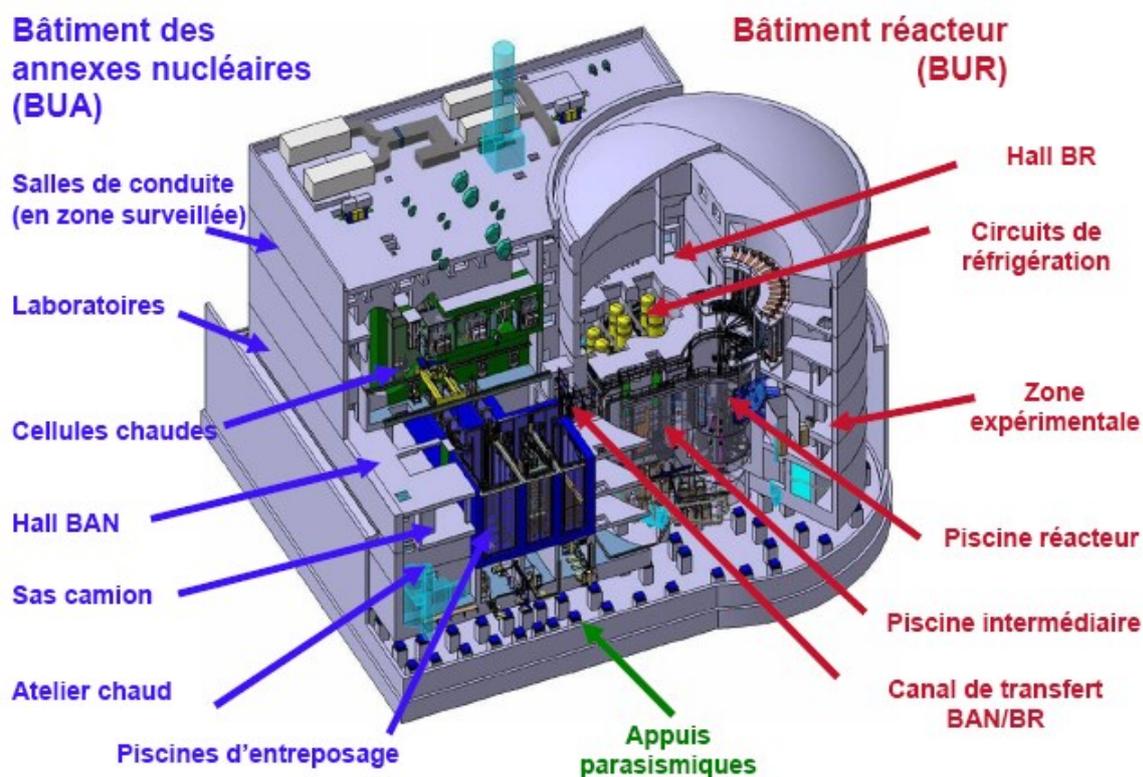


Figure 22 – Schéma du RJH

Le RJH est un réacteur de type pile piscine, modéré et refroidi par de l'eau, dont la puissance nucléaire nominale est limitée à 100 MWth.

Le cœur du réacteur comprend, en configuration de référence, 34 éléments combustibles cylindriques d'environ 10 cm de diamètre et 60 cm de hauteur fissile. Chaque élément combustible peut recevoir en son centre soit un dispositif expérimental, soit un absorbant de contrôle, soit un mandrin d'aluminium.

Les éléments combustibles ont une âme combustible en uranium enrichi composée de particules d' $U_3Si_2$  dispersées dans une matrice d'aluminium, et une gaine en alliage d'aluminium de type AlFeNi. Il est

également considéré la possibilité d'emploi d'un combustible de UMo-Al (à âme uranium-molybdène dispersée dans une matrice d'aluminium).

Le cœur est contenu dans un caisson raccordé au circuit primaire, immergé en piscine et obturé en partie supérieure par un couvercle amovible supportant des dispositifs expérimentaux irradiés en cœur. Un réflecteur en béryllium, situé en périphérie du caisson, permet également d'accueillir des dispositifs expérimentaux.

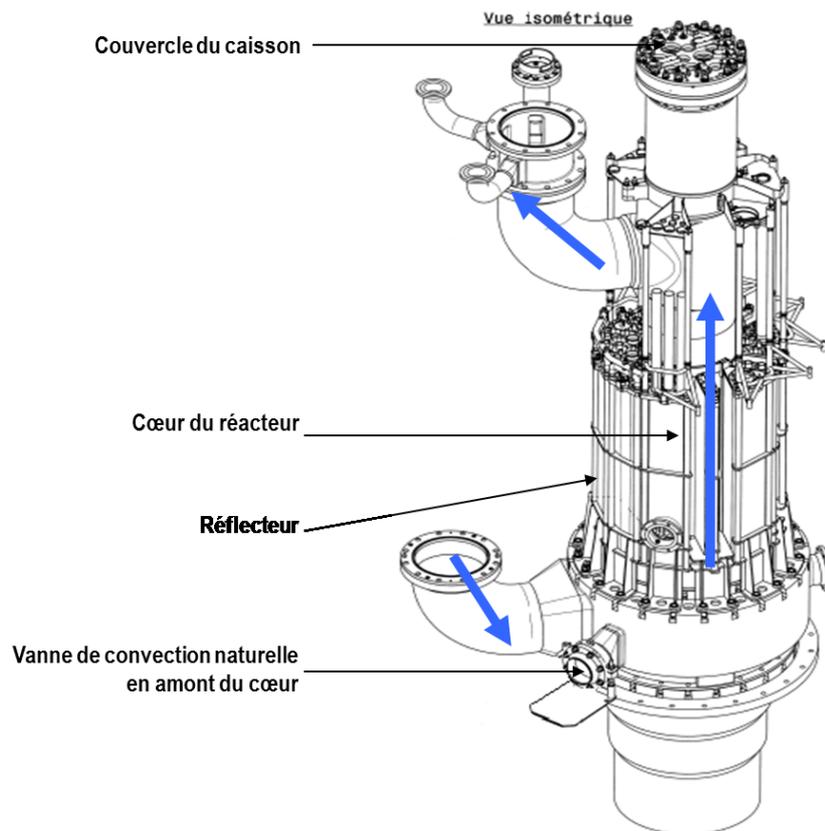


Figure 23 – Schéma du bloc-pile du RJH

La circulation de l'eau de réfrigération se fera :

- du bas vers le haut dans le cœur,
- du haut vers le bas dans le réflecteur.

## 10.11 DESCRIPTION DU RÉACTEUR DE RECHERCHE RHF

Le réacteur à haut flux (RHF) de l'ILL permet de fournir une source intense de neutrons thermiques pour des expériences dans les domaines de la physique du solide, de l'étude de la matière molle, de la physique nucléaire et de la physique du neutron. La première divergence a eu lieu le 31 août 1971.



Vue de l'ILL et du réacteur RHF

Le RHF fonctionne en continu durant des cycles de 50 jours. Son cœur est constitué d'un élément combustible unique d'uranium très enrichi refroidi à l'eau lourde et permet ainsi de produire le flux de neutrons le plus intense du monde soit  $1,5 \times 10^{15}$  neutrons par seconde et par  $\text{cm}^2$ . La puissance thermique, de 58 MW est évacuée par un circuit secondaire alimenté par l'eau du Drac (cours d'eau situé à proximité de l'installation).

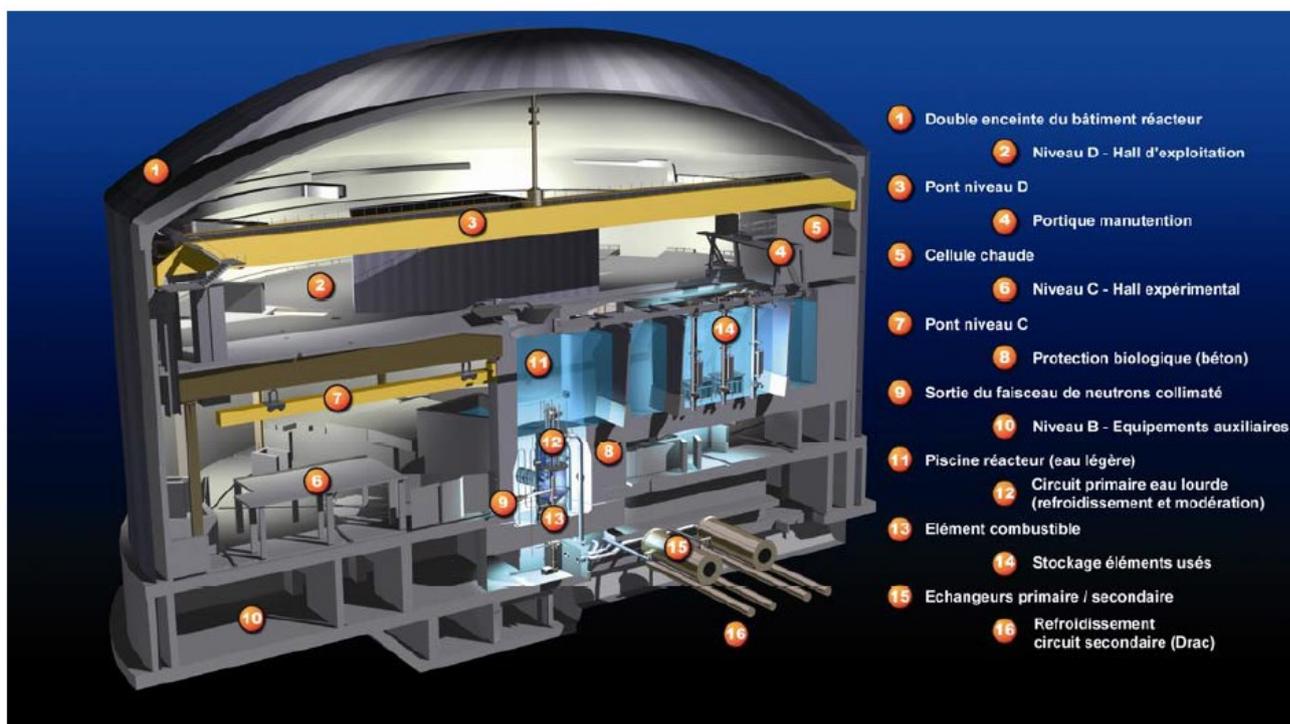


Figure 24 – Vue simplifiée en coupe du réacteur RHF

La cuve à eau lourde contenant le cœur est située dans une piscine remplie d'eau déminéralisée qui assure une protection vis-à-vis des rayonnements neutrons et gammas émis par le cœur. Le réacteur est piloté au moyen d'une barre absorbante de neutrons que l'on extrait au fur et à mesure de la consommation de l'uranium. Il possède, en outre, 5 barres de sécurité, également absorbantes de neutrons, dont la fonction est l'arrêt d'urgence du réacteur.

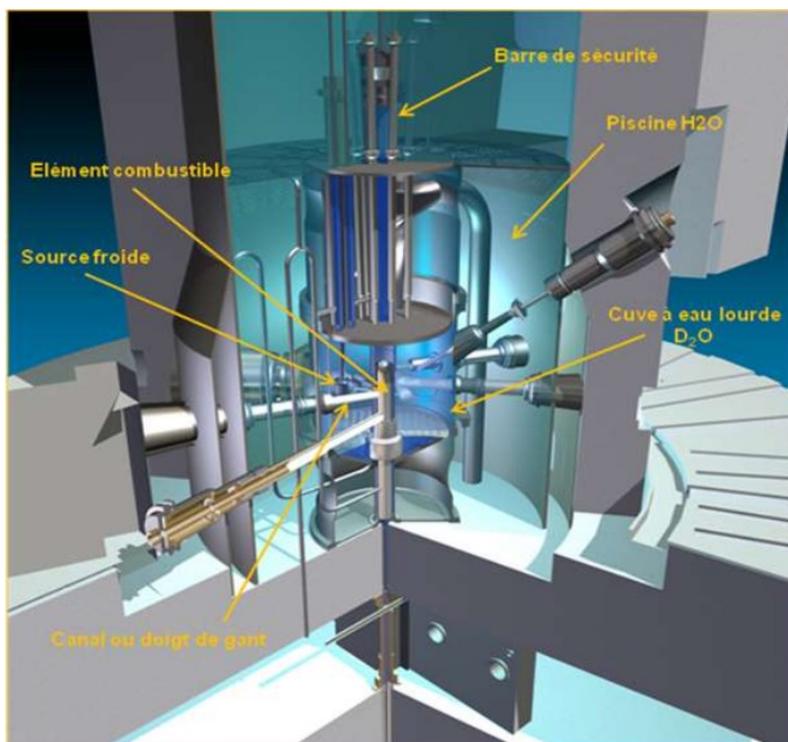


Figure 25 – Vue simplifiée du bloc-pile et de la piscine réacteur

Les neutrons produits dans le réacteur par la réaction de fission ont une très grande énergie (vitesse : 20 000 km/s). Ils sont ralentis par l'eau lourde afin de pouvoir à la fois provoquer de nouvelles fissions pour entretenir la réaction en chaîne (neutrons thermiques dont la vitesse est de 2,2 km/s) et alimenter les dispositifs expérimentaux des scientifiques. Trois dispositifs situés à proximité immédiate du cœur permettent également de produire des neutrons chauds (10 km/s) ainsi que les neutrons froids et ultra-froids (700 m/s et 10 m/s) : il s'agit d'une part de la source chaude, constituée d'une sphère de graphite maintenue à 2600°C et de deux sources froides, dont la plus importante est constituée d'une sphère contenant 20 litres de deutérium maintenue à l'état liquide à -248°C dans laquelle les neutrons, par une succession de collisions avec les atomes de deutérium sont ralentis à l'énergie recherchée.



Les neutrons sont alors prélevés au sein de la cuve par une vingtaine de canaux (doigts de gant), dont certains pointent sur l'une des sources froides ou chaude. Ces canaux, prolongés par des guides de neutrons alimentent ensuite une quarantaine d'aires expérimentales équipées d'une instrumentation de pointe situées jusqu'à 100 mètres du réacteur.

## 10.12 LISTE DES COMPOSANTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRE DU BLOC-PILE ORPHÉE

Nom du circuit	Nom de l'équipement	PS (bars rel)	TS (°C)	Fluides contenus
<b>Bloc pile</b>				
ED	Bloc tubulaire supérieur	2,25	70	eau lourde
ED	caisson cœur	2,25	70	eau lourde
EL	cuve EL	0,95	60	eau légère
SC	Compartiment interne	3	840	gaz (He)
SC	Compartiment lame de gaz	7	400	gaz (He/N2)
<b>Dispositifs expérimentaux</b>				
Doigt de gant	DdG 1T	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 2T	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 3T	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 4F	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 5C	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 6T	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 7C	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 8F	0,2		gaz (He)
Doigt de gant	DdG 9F	0,2		gaz (He)
Chaussette SF	Chaussette SF1	<0		gaz (He/N2)
Chaussette SF	Chaussette SF2	<0		gaz (He/N2)
REA	Tube I1	0		eau lourde
REA	Tube I2	0		eau lourde
REA	Tube R1	0		eau lourde
REA	Tube R2	0		eau lourde
REA	Tube R3	0		eau lourde
Canaux pneumatiques	Tube pneumatique P1	0		gaz (air)
Canaux pneumatiques	Tube pneumatique P2	0		gaz (air)
Canaux pneumatiques	Tube pneumatique P3	0		gaz (air)
Canaux pneumatiques	Tube pneumatique P4	0		gaz (air)

## 10.13 LISTE DES COMPOSANTS SOUS PRESSION NUCLÉAIRE DU BLOC-PILE DU RHF

Nom du compartiment	PS (bars rel)	TS (°C)	Fluides contenus
bloc pile HP	15,45	56,5	eau lourde
enceinte externe source chaude	9,2	35/300	hélium
enceinte interne source chaude	4	35/300	hélium
enceinte double enveloppe cellule SFV3	4	100	vide/D2 tritié
Cellule SFV3	3,5	100	D2 tritié
Tube TGV SFV3	2,3	100	Vide+hélium D2 tritié
Doigt de gant V4	1	56,5	hélium
Tube porte source V4	colonne 11 m d'eau	56,5	H2O
Doigt de gant V7	1	56,5	hélium
Tube porte source V7	colonne 11 m d'eau	56,5	H2O
Bloc pile BP	4,85	56,5	eau lourde
Soufflet manchette H1H2	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H3	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H4	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H5	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H6	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H7	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H8	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H9	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H10	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H11	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H12	1	56,5	hélium
Soufflet manchette H13	1	56,5	hélium
Soufflet manchette IH1	1	56,5	hélium
Soufflet manchette IH2	1	56,5	hélium
Soufflet manchette IH3	1	56,5	hélium
Soufflet manchette IH4	1	56,5	hélium
Doigt de gant H1H2, intérieur volume C	0,5	56,5	hélium/vide
Doigt de gant H1H2 nez H1, volume B	1,2	56,5	hélium/vide
Doigt de gant H1H2 nez H2, volume B	1,2	56,5	hélium/vide
Doigt de gant H1H2 obturateur liquide H1, volume D	0,5	56,5	hélium/vide/eau
Doigt de gant H1H2 obturateur liquide H2, volume D	0,5	56,5	hélium/vide/eau
Doigt de gant H1H2 fourrure H1H2, volume E	0,5	56,5	eau
Doigt de gant H1H2 plaque de guide H1, volume F	0,5	56,5	vide/hélium
Doigt de gant H1H2 plaque de guide H2, volume F	0,5	56,5	vide/hélium
Doigt de gant H3	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant H4	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant H6H7 (intérieur)	0,5	56,5	vide/hélium
Doigt de gant H6H7 (soufflets)	1	56,5	hélium
Doigt de gant H8	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant H9	0,5	56,5	hélium
Doigt de gant H10	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant H11	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant H12	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant H13	1,2	56,5	hélium
Doigt de gant IH13	1,2	56,5	hélium