

THÈSE DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres
PSL Research University

Préparée à MINES ParisTech

Conception et évolution du régime français de régulation de la sûreté nucléaire (1945-2017) à la lumière de ses instruments : une approche par le travail de régulation

Ecole doctorale n°396

ECONOMIE, ORGANISATION ET SOCIÉTÉ

Spécialité SCIENCES DE GESTION

COMPOSITION DU JURY :

M. Franck AGGERI

Professeur, Ecole des Mines, PSL,
CNRS, Président

Mme Sophie BRETESCHÉ

Professeur, IMT Atlantique, Membre du jury

M. Olivier CHANTON

Chercheur, co-encadrant, IRSN, Membre du jury

M. David DEMORTAIN

Chargé de recherche, IFRIS, Université Paris-Est Marne-la-Vallée, Rapporteur

M. Benoit JOURNÉ

Professeur, Université de Nantes, Rapporteur

M. Emmanuel MARTINAIS

Chargé de recherche, ENTPE, Membre du jury

Mme Frédérique PALLEZ

Professeur, Ecole des Mines, PSL, CNRS, Membre du jury

Soutenue par Michaël MANGEON
Le 29 juin 2018

Dirigée par **Frédérique PALLEZ**



MINES ParisTech et PSL n'entendent donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à l'auteur.

Remerciements

Cette thèse doit énormément à Frédérique Pallez, ma directrice. Frédérique, s'il est de coutume de remercier son directeur ou sa directrice de thèse, j'estime que votre suivi a été tout à fait exceptionnel, à la fois de par votre disponibilité, vos retours et votre engagement à mes côtés. Vous avez parfaitement su me gérer et m'accompagner tout au long de mon travail en vous adaptant à mon mode de fonctionnement peu orthodoxe, en me laissant une grande autonomie et en pondérant mon côté trop optimiste, ce qui m'a permis de trouver un véritable équilibre à vos côtés.

Merci à Benoit Journée et à David Demortain pour avoir accepté la charge de rapporteurs et pour l'intérêt qu'ils ont manifesté pour ce travail. Merci à Franck Aggeri et Sophie Bretesché pour leur participation au jury.

Merci à tous les experts et décideurs qui ont accepté d'être interviewé et sans qui ce travail n'aurait pas pu voir le jour.

Merci à l'équipe du CGS et aux doctorants pour leurs retours qui m'ont permis de progresser tout au long de mon travail et d'appréhender une discipline nouvelle pour moi.

Merci à Marie Augendre et Emmanuel Martinais pour m'avoir accompagné il y a quelques années dans un projet de thèse qui n'a jamais abouti. Marie, je n'oublierai pas que c'est toi qui, malgré toutes mes maladresses, m'as gentiment guidé vers l'IRSN en 2014 quand je suis revenu vers toi.

Merci à Olivier Chanton pour son accompagnement sans faille pendant mon travail et son précieux suivi scientifique et technique. Tu as été bien plus qu'un simple « tuteur » pour moi.

Merci à François Jeffroy pour son suivi, ses retours sur mon travail et la confiance qu'il m'a toujours accordée.

Merci à Claire-Marie Duluc pour son suivi, ses relectures et pour l'intérêt qu'elle a porté à mon travail.

Merci à l'équipe du CRIS, Alain Pintran, Nathalie Doucin et Sandrine Clerc, pour le temps qu'ils ont passé à me dénicher des boîtes poussiéreuses et pour leur gentillesse malgré mes demandes (trop ?) nombreuses et ma passion un peu débordante.

Merci à l'équipe du SHOT de l'IRSN pour leurs retours et critiques constructifs et merci plus particulièrement aux doctorants du LSHS avec qui j'ai fait équipe : Sarah, Maël « Bourgeois », Mathias « Tanguy » et Gauthier « Cogné ». Je n'oublierai pas ces superbes moments de sûreté et de concernance avec vous, mais aussi ces instants mémorables entre Fessenheim, le Vésinet et Gérardmer.

Merci à Hélène pour les centaines d'heures de discussions, de relectures et de réflexions existentielles. Je suis réellement conscient d'avoir gagné de précieuses semaines (mois ?) grâce à toi et je t'en suis sincèrement redevable.

Merci à ma famille de ne m'avoir jamais bloqué à poursuivre de longues études. Maman, je suis persuadé que mon fort intérêt pour la question du nucléaire vient de toi et de tes questionnements sur le nuage de Tchernobyl, alors que tu étais enceinte de moi.

Merci à Justine de m'avoir suivi à Paris dans cette aventure et de m'avoir supporté jusqu'au bout...

A Léonard-Salvador

Table des matières

TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	9
GLOSSAIRE.....	15
INTRODUCTION GENERALE	23
1. Le contexte : Fukushima, Blayais, des événements qui questionnent la régulation des risques	25
2. La montée de la thématique de la gouvernance des risques dans les sociétés contemporaines	27
2.1. La notion de risque.....	27
2.2. La régulation des risques.....	28
2.3. Réguler les risques par les instruments.....	29
3. La sûreté nucléaire en France : un cas peu étudié mais particulièrement fécond	30
PARTIE I. CADRAGE THEORIQUE ET METHODOLOGIE	33
Cadrage théorique	35
1. La sûreté nucléaire analysée comme un régime de régulation des risques	35
1.1. La régulation des risques : éléments clés d’une politique publique	36
1.2. Représenter et analyser un régime de régulation des risques.....	45
2. Entrer dans le régime de régulation des risques par les instruments	57
2.1. Les instruments de régulation des risques.....	59
2.2. L’instrument comme entrée méthodologique pour comprendre le régime de régulation	65
3. Le choix des questions de recherche	66
3.1. Caractériser le régime de régulation et ses évolutions : un point de départ institutionnaliste.....	67
3.2. Contribution et effets des instruments sur le régime de régulation des risques : une approche interactionnelle	67
Méthodologie de la recherche	69
1. Un cas d’étude fécond : le risque d’inondation et ses instruments.....	71
1.1. L’inondation, un risque, plusieurs instruments.....	73
1.2. Des instruments scientifiques et techniques conçus collectivement.....	74
1.3. Un risque qui « déborde » les questions de sûreté nucléaire	74
2. Le choix du périmètre d’étude et des niveaux d’analyse.....	75
2.1. Une analyse sur le temps long : 1945-2017	75
2.2. L’articulation des échelles (macro-méso-micro) et des « espaces » (Blayais et Tricastin).....	75
2.3. Une démarche inductive et généalogique	76

3.	La récolte et le traitement des données : analyser l'instrument « dans tous ses états ».....	78
3.1.	Difficultés et opportunités méthodologiques	79
3.2.	Analyser les archives et mener des entretiens pour comprendre l'instrument « circulant » : une plongée dans le travail des experts et décideurs de la sûreté nucléaire.	80
3.3.	Un travail d'observation et d'entretiens sur deux sites nucléaires pour comprendre l'instrument « situé ».....	82
3.4.	Le traitement des données recueillies	83
4.	Présentation du plan de la thèse	84
PARTIE II. UN REGIME DE REGULATION DE LA SURETE NUCLEAIRE EN COURS		
D'HYBRIDATION ? 87		
Chapitre 1. « L'expérimentation du risque et l'autocontrôle » : le régime de régulation dans l'ère du développement scientifique et militaro-industriel du CEA (de 1945 à 1969) 93		
1.	La construction d'un embryon de régime de régulation de la sûreté nucléaire : internationalisation des questions de sûreté, internalisation de la régulation au sein du CEA	95
1.1.	Le contexte nucléaire en France dans l'après seconde guerre mondiale	96
1.2.	Évaluer la sûreté des installations dans le monde anglo-saxon : le choix des doctrines pour séparer l'acceptable de l'inacceptable	99
1.3.	La naissance d'une prise en charge de la sûreté nucléaire autogérée par le CEA : organisations et démarches	105
1.4.	Conclusion intermédiaire	110
2.	Le fonctionnement du petit monde de la sûreté : endogamie et fermeture du système d'acteurs	111
2.1.	La formation à la sûreté nucléaire par le CEA	112
2.2.	La recherche du consensus comme moteur des relations entre le CEA et EDF	115
2.3.	La fermeture des arènes de négociations : la défense du petit monde face à son environnement 124	
2.4.	Conclusion intermédiaire	128
3.	Conclusion du chapitre 1.....	129
Chapitre 2. La « raisonnable souplesse » : le régime de régulation dans l'ère du développement industriel d'EDF (de 1969 à 1986) 133		
1.	Restructurer l'architecture organisationnelle du régime comme réponse au passage au « tout nucléaire »	134
1.1.	Le contexte politique, industriel et sociétal au tournant des années 1960-1970 : du changement de filière au plan Messmer	135
1.2.	La réorganisation du régime sans rupture	139
1.3.	Conclusion intermédiaire	147

2.	Les logiques politiques, industrielles et commerciales de la « raisonnable souplesse »	148
2.1.	La construction paradoxale d'un régime de régulation en différenciation du modèle américain	148
2.2.	Logiques industrielles et commerciales de la souplesse réglementaire	156
2.3.	Souplesse et opacité réglementaire en réponse aux opposants	160
2.4.	Conclusion intermédiaire	161
3.	Conclusion du chapitre 2.....	162
Chapitre 3.	« A la recherche d'auditabilité » : la reconfiguration de l'expertise et du contrôle (de 1986 à 2017)	167
1.	Le régime de régulation en crise dans l'après-Tchernobyl (1986-1993).....	170
1.1.	Le régime en question dans l'après Tchernobyl : le choix de la continuité.....	172
1.2.	Les mouvements d'harmonisation internationale et transnationale de la sûreté de l'après Tchernobyl.....	176
1.3.	Fissures au sein du petit monde de la sûreté.....	180
1.4.	Conclusion intermédiaire	188
2.	Construire l'auditabilité technique des installations nucléaires : l'exemple des réévaluations de la sûreté (1986-1998)	189
2.1.	Le besoin de rationalisation à EDF : « La guerre des modifs » et la dé-standardisation du parc..	191
2.2.	La réévaluation de sûreté : une réponse au besoin de rationalisation	193
2.3.	La rationalisation en pratique : cadencement des réévaluations, indicateurs et procédures	197
2.4.	Conclusion intermédiaire	203
3.	L'expert et le contrôleur au centre de la construction de l'auditabilité du régime envers la société (1998-2011)	204
3.1.	La restructuration organisationnelle du régime de régulation	205
3.2.	Le processus de standardisation de l'expertise et de la décision	212
3.3.	Les nouveaux instruments de régulation : l'intégration progressive de la coercition	219
3.4.	Conclusion intermédiaire	222
4.	L'après-Fukushima : les limites d'une standardisation du régime de régulation ? (2011-2017)	222
4.1.	Un régime plus européen? L'exemple des stress-tests post Fukushima.....	224
4.2.	Un régime plus ouvert ? L'exemple du rôle des contre-experts de la sûreté nucléaire	229
4.3.	Un régime plus coercitif ? Quand l'ASN décide la fermeture provisoire de la centrale du Tricastin	231
4.4.	Conclusion intermédiaire	233
5.	Conclusion du chapitre 3.....	234
Conclusion de la partie II		237

PARTIE III. QUAND L'INSTRUMENT FABRIQUE ET STABILISE LE REGIME : LA CONCEPTION COLLECTIVE DES REGLES COMME TRAVAIL DE REGULATION 243

Chapitre 4. Une règle par et pour l'exploitant : EDF au centre de la production des savoirs sur l'inondation (1945-1984)	249
1. Le dilemme de l'eau sur les premières installations nucléaires : la phase de problématisation	250
1.1. L'eau : enjeu vital pour les installations nucléaires et source de tensions entre industriels	251
1.2. L'insertion de la thématique inondation dans les premiers rapports de sûreté : les problèmes de « sites »	254
1.3. Conclusion intermédiaire	257
2. Quantifier le risque : à EDF, les statistiques appliquées à l'hydrologie	258
2.1. Les statistiques et la recherche de l'optimum économique de l'hydroélectricité : la création d'une communauté scientifique et technique	259
2.2. L'utilisation des statistiques pour le calcul des crues de projet des barrages	260
2.3. Méthodes et machines : le temps de la statistique colonisatrice	265
2.4. Conclusion intermédiaire	271
3. L'inondation nucléarisée par EDF : développer de nouvelles organisations et de nouveaux savoirs lors du passage au « tout nucléaire »	272
3.1. Le rôle du Laboratoire National d'Hydraulique d'EDF dans l'évaluation de l'inondation pour les centrales nucléaires	272
3.2. Le SEPTEN : vers la standardisation et la rationalisation de l'activité nucléaire	279
3.3. L'héritage du CEA sur l'inondation : une expertise faible et dispersée à l'IPSN	286
3.4. Conclusion intermédiaire	288
4. Dans les coulisses de l'écriture de la première règle inondation : négociations et apprentissage au centre du travail de régulation (1978-1984)	289
4.1. Contexte et enjeux de l'écriture d'une règle inondation	290
4.2. L'inadéquation entre un objectif politique et les savoirs mobilisés : cadrage et contexte de la négociation	294
4.3. Négocier les marges : le rôle d'un « entrepreneur de méthodes » de l'IPSN	302
4.4. Le déploiement d'une stratégie « site par site » : urgence de l'expertise et urgence industrielle	307
4.5. L'instrument dans sa forme finalisée : 6 scénarios, 3 sites « types », un concept clé et une méthode	318
4.6. Conclusion intermédiaire	320
5. Conclusion du chapitre 4	321
Chapitre 5. L'inondation du Blayais déclencheur d'un travail de régulation autour du risque d'inondation (1999-2016) 325	
1. L'inondation du Blayais : le choix d'une réponse technique (1999-2000)	326

1.1.	L'inondation du Blayais : de l'ombre à la lumière	327
1.2.	Les luttes définitionnelles autour des causes de l'inondation du Blayais	332
1.2.4.	Derrière la dépolitisation apparente, la fin de la souplesse	338
1.3.	Conclusion intermédiaire	340
2.	La fabrication d'une réévaluation du risque d'inondation par et pour l'exploitant : la démarche Rex-Blayais (2000-2002)	341
2.1.	Proposition d'une approche probabiliste par l'IRSN et défense de la méthode statistique par EDF : le cadrage de la réévaluation du risque d'inondation	342
2.2.	La fabrique d'une réévaluation globale du risque d'inondation par EDF : le remplacement informel de la RFS de 1984	349
2.3.	La réunion du GP de 2001 : l'ancrage définitif de la démarche Rex-Blayais dans un processus de refonte de la RFS	359
2.4.	Conclusion intermédiaire	365
3.	Le processus de conception du guide inondation : ouvertures, négociations et compromis au centre du travail de régulation (2002-2013)	366
3.1.	Le passage de la démarche Rex-Blayais à la conception du guide inondation : la progressive reprise en main du processus par l'ASN et l'IRSN	367
3.2.	Un processus expérimental de conception d'un instrument de régulation	377
3.3.	Les invariants de la conception des instruments : la négociation de compromis au centre du travail de régulation	393
3.4.	Le processus continu de renouvellement des savoirs comme travail de régulation	403
3.5.	Conclusion intermédiaire	417
4.	L'inondation dans l'après Fukushima : la gestion des temporalités comme composante du travail de régulation (2011-2017)	418
4.1.	Un guide dans l'après-Fukushima : faire mieux à défaut de pouvoir faire plus	419
4.2.	Quels « futurs » pour le guide inondation ?	427
4.3.	Conclusion intermédiaire	429
5.	Conclusion du chapitre 5	430
	Conclusion de la partie III	433
	PARTIE IV. LES EFFETS SUR LE REGIME DE REGULATION DE LA MISE A L'EPREUVE DES INSTRUMENTS	443
	Chapitre 6. L'illustration d'une régulation par la souplesse : l'opérationnalisation de la RFS sur le site du Blayais (1974-1999)	449
1.	La problématisation du risque d'inondation absente des débats publics (1974-1976)	451
1.1.	Pour EDF : communiquer sur le choix du site et la connaissance de l'estuaire	452

1.2.	Pour les opposants : l'eau, enjeu principal de la mobilisation	455
1.3.	Conclusion intermédiaire	458
2.	Une période de « fabrication négociée » du risque d'inondation : le découplage entre construction de la centrale et évaluation du risque d'inondation (1975-1983).....	459
2.1.	La fabrique d'une méthode ad hoc autour de savoirs incomplets pour répondre aux impératifs du chantier des tranches 1 et 2.....	459
2.2.	Fabriquer l'inondation du Blayais : deux niveaux d'inondation pour un même site	464
2.3.	Construction d'une digue et publication de la RFS : la clôture de la négociation	474
2.4.	Conclusion intermédiaire	479
3.	La période de « routinisation » : l'inondation externe, un problème soldé (1984-1994).....	481
3.1.	La routinisation administrative du risque d'inondation	482
3.2.	L'inondation interne devient une priorité.....	485
3.3.	Conclusion intermédiaire	487
4.	Une digue à rehausser : l'épreuve de la réévaluation de l'inondation au centre d'un processus d'autorégulation à EDF (1994-1999).....	488
4.1.	Le risque inondation dans le réexamen de sûreté : une intégration partielle due aux événements 490	
4.2.	La réévaluation du risque chez EDF : la statistique au centre de la confrontation entre les scientifiques et les ingénieurs	493
4.3.	L'inspection de novembre 1999 : le changement de ton du contrôleur.....	498
4.4.	Conclusion intermédiaire	504
5.	Conclusion du chapitre 6.....	505
Chapitre 7.	Un processus de « dénucléarisation » du risque d'inondation : le cas du Tricastin (1947-2016)	
	507	
1.	La progressive « nucléarisation » de la vallée du Tricastin (1952-1999)	509
1.1.	La construction d'un territoire de l'hydraulique et du nucléaire	510
1.2.	Quand EDF fabrique le risque d'inondation pour le site du Tricastin : la CNR absente des débats 516	
1.3.	Conclusion intermédiaire	521
2.	L'intégration de la CNR au processus de réévaluation post-Blayais : élargir le cadrage, éviter le débordement (1999-2007)	522
2.1.	La réévaluation des scénarios du risque d'inondation dans la démarche Rex-Blayais	522
2.2.	La solution CNR : blocages et ouvertures techniques	526
2.3.	Conclusion intermédiaire	531
3.	La mise en œuvre d'une solution technique bloquée par des enjeux politico-industriels : le conflit EDF-CNR (2007-2011).....	532

3.1.	Une question de responsabilité juridique sur fond de concurrence industrielle entre la CNR et EDF 532	
3.2.	Le déblocage d'un processus par étapes, ponctué par l'accident de Fukushima : l'opportunité de la coercition.....	536
3.3.	Conclusion intermédiaire	541
4.	Elargissements, blocages et apprentissages : quand la sûreté nucléaire rencontre la gouvernance de l'eau (2011-2014).....	541
4.1.	Deux mondes qui vivent séparément : la sûreté nucléaire et la gouvernance de l'eau	542
4.2.	L'instruction d'un dossier LEMA pas comme les autres.....	547
4.3.	Une controverse autour de la cartographie du risque d'inondation	554
4.4.	Les ouvrages de la CNR et les sites nucléaires de la vallée du Rhône : le point de départ d'une collaboration ASN/DREAL.....	560
4.5.	Conclusion intermédiaire	563
5.	Conclusion du chapitre 7.....	564
Conclusion de la partie IV.....		567
CONCLUSION GENERALE		569
Synthèse		570
Apports théoriques		571
Contributions opérationnelles.....		573
Limites		574
Perspectives		575
REFERENCES		577
ANNEXES		591

Table des illustrations

Figure 1 : Stratégies de régulation (Baldwin & Cave, 1999).....	41
Figure 2 : Représentation d'un régime de régulation des risques	55
Figure 3 : Schéma conceptuel de notre cadre d'analyse théorique.....	62
Figure 4 : Fonctionnement simplifié de la sûreté nucléaire en France	72
Figure 5 : Chronologie des instruments étudiés	73
Figure 6 : Tableau synoptique de notre travail de thèse	85
Figure 7 : Processus d'hybridation entre deux idéaux type de régime.....	90
Figure 8 : Tableau analytique d'évolution des composants d'un régime de régulation	91
Figure 9: Liste des réacteurs Graphite-Gaz	93
Figure 10 : Vue de la pile G1 de Marcoule, côté chargement, CEA, 1956.....	97
Figure 11 : Principes de la démarche de l'AMC.....	101
Figure 12 : Diagramme du Docteur Farmer. Communication à l'AIEA (1967)	104
Figure 13: Les deux doctrines de sûreté à la fin des années 1960.....	105
Figure 14 : Le concept des barrières (IRSN, 2017)	107
Figure 15 : Présentations françaises à la conférence de l'AIEA de 1962, CEA, 1962	108
Figure 16 : Fiche incidents et avaries, EDF 1965	117
Figure 17 : La centrale nucléaire de Chinon en construction, Archive EDF, 1957.....	119
Figure 18 : Production de plutonium (Pu fissible) par filière (Lamiral, 1988)	124
Figure 19 : Eléments clés de la chronologie du chapitre 1.....	129
Figure 20 : Grille analytique du régime de régulation dans sa phase 1	131
Figure 21: Comparaison des coûts du kWh par filière issue du rapport de la commission PEON de 1969 (Lamiral, 1988).....	136
Figure 22 : La première visite décennale de Chooz A en 1976 (EDF, 1976).....	143
Figure 23 : Les membres du GP réacteurs en 1979, Note d'information n°24 du ministère de l'Industrie, janvier 1979.....	146
Figure 24 : La filière indépendante de sûreté d'EDF	156
Figure 25 : Eléments clés de la chronologie des chapitres 1 et 2.....	163
Figure 26 : Grille analytique du régime de régulation dans ses phases 1 et 2.....	165
Figure 27 : Réponses institutionnelles aux pressions de l'environnement d'après Hood et al, 2001	171
Figure 28 : Fonctionnement d'une centrale nucléaire de type REP, IRSN	182
Figure 29 : Remplacement d'un GV à Dampierre, Revue Générale Nucléaire, sept-oct. 1985.....	183

Figure 30 : Dessin du Canard enchaîné, journal du 14 février 1990	186
Figure 31 : Réévaluation des réacteurs UNGG, IPSN 1989.....	194
Figure 32 : Pyramide réglementaire des instruments de la sûreté nucléaire, ASN 2014	221
Figure 33 : Calendrier des ECS, IRSN, 2012	229
Figure 34 : Transformation de l'architecture organisationnelle- Eléments clés de la chronologie (chapitres 1, 2 et 3).	238
Figure 35 : Grille analytique du régime de régulation dans ses phases 1, 2 et 3.....	240
Figure 36 : Découpage chronologique des sections du chapitre 4	250
Figure 37 : Le calcul de la crue au CEA et à EDF pour les installations nucléaires au début des années 1960.....	257
Figure 38 : Evolution des effectifs de l'équipement à EDF entre 1948 et 1975 (Herblay, 1977).....	258
Figure 39 : Courbes de probabilités de déversement et d'investissement (Direction de l'Equipement d'EDF, 1956)	264
Figure 40 : Calcul manuel des corrélations précipitations-écoulement d'une rivière des Pyrénées, Archives personnelles D.Duband	269
Figure 41 : Un ICL 1904 utilisé ici à l'université de Swansea dans les années 1960. Archives de l'université de Swansea.....	270
Figure 42 : Parcours professionnel de Jacques Bernier.....	273
Figure 43 : Modèle réduit de la centrale nucléaire de Chinon et de la Loire, EDF/LNH, 1979	274
Figure 44 : Schéma tiré de l'article « 10 années d'hydrologie sur le Rhône », La houille blanche 1959	276
Figure 45 : Tableau issu de la note EDF « Service Études et Projets Thermiques et Nucléaires », 23 avril 1970.....	279
Figure 46 : Bilan des moyens du SESSN (CEA) en 1973	286
Figure 47 : Tableau des demandes d'anlyse du SCSIN à l'IPSN/DSN, issu d'une note de l'IPSN/SAER de décembre 1983	290
Figure 48 : Tableau de comparaison des méthodes, EDF/LNH, 1981	299
Figure 49: Comparaison entre le calcul DSN et EDF sur la surcote de la centrale de Gravelines, EDF 1981.....	301
Figure 50 : Réunions consacrées à l'inondation en 1982	305
Figure 51 : Place de la conception de la RFS dans la construction des centrales REP EDF par palier. 308	
Figure 52 : comparaison en cote entre une marge de 15% et 25% du débit millénal sur différentes centrales EDF, SEPTEN, 1982.....	310
Figure 53 : Extrait du compte-rendu de réunion sur l'inondation à Golfech du 6 mai 1982	311
Figure 54 : Extrait de la lettre SIN n° B 2986/82 du 23 Juin 1982	311

Figure 55 : Programme de la réunion du GP du 17 juin 1982, IPSN, 1982.....	313
Figure 56 : Le test d'un batardeau, EDF 1987	318
Figure 57 : Tableau tiré de l'ouvrage « Approche et analyse de la Sûreté des réacteurs à eau sous pression » (IRSN - Jacques Libmann, 1996).....	319
Figure 58 : Chronologie du chapitre 5.....	326
Figure 59 : Site du Blayais après l'inondation (IRSN, 2000).....	328
Figure 60 : Point d'entrée de l'eau dans les galeries techniques (IRSN, 2000)	328
Figure 61 : Passage de l'eau dans les galeries techniques (IRSN, 2000)	329
Figure 62 : Implantation schématique de la centrale du Blayais pendant l'inondation, IPSN	330
Figure 63 : Article paru dans Sud-ouest, édition du 6 janvier 2000.....	332
Figure 64 : Affiche de l'association Tchernoblaye (2000)	335
Figure 65 : Synthèse des analyses réalisées par l'IPSN et EDF du retour d'expérience de l'inondation du Blayais.....	337
Figure 66 : Surcote de la tempête du 27 décembre 1999, EDF, 2001.....	347
Figure 67 : Organisation d'EDF pour la réévaluation du risque d'inondation.....	354
Figure 68 : Méthode Rex-Blayais « Identification des phénomènes pouvant être à l'origine d'une inondation » (Document IRSN, 2011).....	357
Figure 69 : Phénomènes à considérer pour l'ensemble des sites nucléaires, EDF, 2000.....	357
Figure 70 : Méthode Rex -Blayais "Démarche générale" (IRSN, 2011)	359
Figure 71 : Représentation de la digue du Blayais avant et après les travaux, IRSN 2017	359
Figure 72 : Plan du rapport IRSN/DSR « Protections des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe » pour la réunion de GP de 2007	373
Figure 73 : Chronologie et fonctionnement général de la conception du guide inondations	378
Figure 74 : Fonctionnement des deux sous-groupes de travail sur la conception du guide inondation, ASN, 2006	379
Figure 75 : Les domaines d'activité du BEHRIG (IRSN-BEHRIG, 2013).....	380
Figure 76 : Exemple de l'architecture de l'élaboration de contributions, IRSN, 2007	384
Figure 77 : Contributions et contributeurs à l'état de l'art concernant le guide inondation ASN	385
Figure 78 : Tableau des réunions d'instruction du guide inondation (IRSN, 2012).....	391
Figure 79 : Etat des lieux des aléas et conjonctions retenus dans le Rex-Blayais, IRSN, 2007	397
Figure 80 : Chronologie des méthodes et débats sur le scénario de rupture de barrage	410
Figure 81 : Extrait d'une présentation de la Journée d'information pour le Guide Inondation (IRSN, 2012).....	411
Figure 82 : Stations de mesure mobilisées suivant les méthodes	413
Figure 83 : Évolution du scénario "niveau marin"	423

Figure 84 : Planning de Déploiement du guide inondation -900MW et N4 (EDF, 2013)	425
Figure 85 : Planning de déploiement du guide inondation -1300 MW (EDF, 2013)	425
Figure 86 : Tableau comparatif des trois instruments identifiés	435
Figure 87 : Tableau analytique des modalités du travail de régulation autour des trois instruments identifiés.....	439
Figure 88 : Chronologie du chapitre 6.....	451
Figure 89 : EDF défend le choix du site de la centrale, Journal Sud-Ouest, 23/12/1974.....	453
Figure 90 : Modèle réduit de l'estuaire de la Gironde, LNH informations, 1979.....	455
Figure 91 : Calcul de la cote de la plateforme de la centrale du Blayais, (Note interne IPSN, 1978) .	462
Figure 92 : Planning de construction de la centrale nucléaire du Blayais, EDF, 1987.....	463
Figure 93 : Dispositifs de protection envisagés par EDF en 1981	470
Figure 94 : Proposition de l'IPSN pour prolonger la « digue de fait » de la centrale du Blayais, 1981	472
Figure 95 : Projection de la digue du Blayais, Doc EDF 1983	476
Figure 96 : Calendrier de la réévaluation de sûreté du palier CPY par EDF en 1993	489
Figure 97 : Études EDF pour le calcul de la CMS du Blayais	496
Figure 98 : Schéma de la centrale du Blayais (en rouge postes d'accès principaux), IRSN.....	501
Figure 99 : Extrait du compte-rendu de l'inspection du 11 novembre 1999	502
Figure 100 : Chronologie du chapitre 7	509
Figure 101 : Plaine entre Donzère et Mondragon en 1944, CNR 2013	510
Figure 102 : Étapes de la constitution d'un territoire hydraulique et nucléaire sur la plaine du Tricastin	511
Figure 103 : Schéma type d'un aménagement le long du Rhône, CNR, 1990.....	513
Figure 104 : Débits caractéristiques du bas-Rhône, La houille blanche, 1962.....	514
Figure 105 : Plan en coupe de la centrale du Tricastin et du canal Donzère-Mondragon	519
Figure 106 : Évolution des débits liés à deux scénarios du risque d'inondation sur le site du Tricastin (1974-1984)	521
Figure 107 : Évolution des débits liés à deux scénarios du risque d'inondation sur le site du Tricastin	523
Figure 108 : Évolution des débits liés à deux scénarios du risque d'inondation sur le site du Tricastin (1974-2002)	526
Figure 109 : Présentation IRSN lors du GP des 21 et 22 mars 2007 (IRSN, 2007).....	529
Figure 110 : Représentation simplifiée des débats sur la responsabilité juridique dans le cas des travaux sur les ouvrages de la CNR	535
Figure 111: Principaux chantiers liés aux parades contre la crue millénale, EDF 2014	540

Figure 112 : Déroulement de la procédure LEMA pour le dossier EDF de modifications liées au risque d'inondation de la centrale du Tricastin	548
Figure 113 : Principaux volets d'un dossier LEMA et difficultés liées au dossier LEMA EDF.....	549
Figure 114 : Complexité administrative du territoire autour de la centrale nucléaire EDF du Tricastin	550
Figure 115 : Représentation simplifiée des lignes d'eaux EDF et DREAL concernant la crue du vieux Rhône selon différents référentiels.....	558
Figure 116 : Schéma des digues de la centrale nucléaire de Saint-Alban, ASN, 2016	562

Glossaire

AAI : Autorité administrative indépendante

AAR : Arrêt Automatique Réacteur

ACRS: *Advisory committee on reactor safeguards*

AE : Autorité environnementale

AERES : Agence d'évaluation de la recherche et de l'enseignement supérieur

AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique

AMC: Accident maximum crédible

ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs

ASLB: *Atomic safety licensing board*

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

ASND : Autorité de sûreté nucléaire de défense

BCOT : Base chaude opérationnelle du Tricastin

BEADS (IRSN) : Bureau d'évaluation des agressions et des démarches de sûreté

BEHRIG (IRSN) : Bureau d'expertise en hydrogéologie et sur les risques d'inondation et géotechnique

BEPS (IPSN) : Bureau d'études probabiliste de sûreté

BETCGB : Bureau d'études techniques et de contrôle des grands barrages

BRGM : Bureau de recherche géologique et minière

BRTS (IPSN) : Bureau de réglementation technique de la sûreté nucléaire

CBMH : Crue en bord de mer par effet houle

CBMS : Crue en bord de mer par surcote

CCSIN : Conseil supérieur de la sûreté et de l'information nucléaires

CCSN : Conseil supérieur de la sûreté nucléaire

CEA : Commissariat à l'énergie atomique

CEMAGREF : Centre d'études du machinisme agricole, du génie rural, des eaux et forêts

CEPS (EDF) : Comité pour l'étude des problèmes de sécurité

CETMEF : Centre d'études techniques maritimes et fluviales

CIG (EDF) : Centre d'ingénierie générale

CIINB : Commission interministérielle des installations nucléaires de base

CLI : Commission locale d'Information

CMM : Crue millénale majorée

CMS : Cote majorée de sécurité

CNEPE (EDF) : Centre national d'équipement et de production d'électricité

CNPE : Centre nucléaire de production d'électricité

CNR : Compagnie nationale du Rhône

COB : Centre océanologique de Bretagne

CODERST : Conseils départementaux de l'environnement, des risques sanitaires et technologiques

CP0 : Premier type de réacteurs 900 MW (Fessenheim et Bugey)

CPY (CP1 + CP2) : second type de réacteurs 900 MW (Blayais, Chinon, Cruas-Meysse, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Saint-Laurent-des-Eaux et Tricastin)

CRA (IRSN) : Commission de réflexion pour les analyses

CRIIRAD : Commission de recherche et d'information indépendante sur la radioactivité

CSIA (CEA) : Commission de sûreté des installations atomiques

CSSIN : Conseil supérieur de la sûreté et de l'information nucléaires

CTC (IPSN) : Centre technique de crise

CTPB : Comité technique permanent des barrages

DCE : Directive cadre de l'eau

DDE : Direction départementale de l'équipement

DDS : Dossier de site

DEI (IRSN) : Direction de l'environnement et de l'intervention

DER (EDF) : Direction des études et recherches

DES (IPSN) : Département d'évaluation de sûreté

DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat

DGSNR : Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection

DIDEME : Direction de la demande et des marchés énergétiques

DII : Directions interdépartementales de l'industrie

DIN (EDF) : Division Ingénierie nucléaire

DIS (EDF) : Division Ingénierie et système

DOC : Dégradation d'ouvrage ou de canalisation

DPN (EDF) : Division Production nucléaire

DPR (IPSN) : Département de protection

DPS (CEA) : Département de la protection sanitaire

DRD (EDF) : Direction Recherche Développement

DREAL : Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement

DRIRE : Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement

DSIN : Direction de la sûreté des installations nucléaires

DSN (IPSN) : Département de sûreté nucléaire

DSR (IRSN) : Direction de la sûreté des réacteurs

DTG (EDF) : Division technique générale

DUP : Déclaration d'utilité publique

EAS : Circuit d'aspersion de l'enceinte

ECS : Etudes complémentaires de sûreté

EDD : Etude de danger

EDF : Electricité de France

EIPS : Elément important pour la sûreté

ENSREG : *European nuclear safety regulators group*

EPR: *European pressurized reactor*

EPS : Etude probabiliste de sûreté

EPT (EDF) : Etude et projets thermiques

EURODIF : *European gaseous diffusion uranium enrichment consortium*

FIS (EDF) : Filière indépendante de sûreté

GPO : Groupe permanent d'orientation

GPR : Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires

GPU : Groupe permanent d'experts pour les laboratoires et usines

GRS : Gesellschaft für Anlagen-und Reaktorsicherheit (expert public allemand)

GSIEN : Groupement de scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire

GSNF : GDF Suez Nucléaire France

GT : Groupe de travail

GV : Générateur de vapeur

HCERES : Haut Conseil de l'évaluation de la recherche et de l'enseignement supérieur

HCTISN : Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire

ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement

IGSN (EDF) : Inspecteur général de la sûreté nucléaire

IN (EDF) : Inspection nucléaire

INB : Installation nucléaire de base

INES : *International nuclear event scale* - Échelle internationale des événements nucléaires

INPO : *Institute of nuclear power operations*

INSAG (AIEA) : *International nuclear safety (advisory) group*

INSTN : Institut national des sciences et techniques nucléaires

INT : Intumescence

IPSN : Institut de protection et de sûreté nucléaire

IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire

IRSTEA : Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture

ISR (EDF) : Ingénieur Sûreté Radioprotection

LEMA : Loi sur l'eau et les milieux aquatiques

LNH (EDF) : Laboratoire national d'hydraulique

LNHE (EDF) : Laboratoire national d'hydraulique et environnement

LUDD : Laboratoires, Usines, Déchets et Démantèlement

MEDDAT : Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire

MSQ (EDF) : Mission Sûreté Qualité

MW : MégaWatt

NGF : Nivellement général de la France

NP : Remontée de nappe phréatique

NRC : *Nuclear regulatory agency*

OPECST : Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

OPRI : Office de protection contre les rayonnements ionisants

OSART (AIEA): *Operational safety review team*

PAB : Port autonome de Bordeaux

PEON : Production d'énergie d'origine nucléaire (commission)

PFI : Pluie brève de forte intensité

PMF : *Probable maximum flood*

PMP : *Probable maximum precipitation*

PPI : Plan particulier d'intervention

PPR : Plan de prévention des risques naturels

PPRI : Plan de prévention du risque inondation

PRC : Pluie régulière et continue

PRP-DGE (IRSN) : Pôle Radioprotection – Déchets, Géosphère

PSN (IRSN) : Pôle Sûreté nucléaire

PSN-SRDS (IRSN) : Pôle Sûreté nucléaire – Systèmes, Nouveaux Réacteurs et Démarches de Sûreté

PUI : Plan d'urgence interne

RCC : Règle de conception et de construction

RCE : Rupture de circuit ou d'équipements

REB : Rupture ou effacement de barrage

REP : Réacteur à eau pressurisée

RFS : Règle fondamentale de sûreté

RG : *Regulatory guide*

RIS : Injection de sécurité

RNR : réacteur à neutrons rapides

ROR : Rupture d'ouvrage de retenue

RRA : Refroidissement du réacteur à l'arrêt

SAER (IPSN) : Service d'analyse de sûreté des réacteurs

SARG (IRSN) : Service d'analyse des risques liés à la géosphère

SASCEL (IPSN) : Service d'autorisation et de suivi des centrales à eau légère

SCAN (IRSN) : Service de caractérisation des sites et des aléas naturels

SCEPIAN (EDF) : Sous-comité d'études préliminaires des incidents et accidents

SCPRI : Service central de protection contre les rayonnements ionisants

SCSIN : Service central de sûreté des installations nucléaires

SDAGE : Schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux

SEC : Eau brute de sauvegarde

SEGN (EDF) : Service Etudes générales nucléaires

SEPANSO : Société pour l'étude, la protection et l'aménagement de la nature dans le Sud-Ouest

SEPTEN (EDF) : Service Etudes et projets thermiques et nucléaires

SERS (IPSN) : Service d'évaluation des risques et des systèmes

SESPRI (IRSN) : Service d'évaluation des systèmes et de protection des risques

SESRS (IPSN) : Service d'études et de sûreté radiologique et des sites

SESSN (CEA) : Section d'étude de sûreté des sites nucléaires

SHF : Société hydrotechnique de France

SHOM : Service hydrographique et océanographique de la marine

SMHV : Séisme majoré historiquement vraisemblable

SMS : Séisme majoré de sécurité

SPT (EDF) : Service de production thermique

SRI : Situation à prendre en compte pour le risque d'inondation

SSYR (IRSN) : Service des systèmes et des risques

STEL : Station de traitement des effluents liquides

SYDAM : Syndicat de défense des agriculteurs et structures agricoles menacées

TMI : Three-Mile Island

TSN : Transparence et sécurité nucléaire (loi)

VD : Visite décennale

UKAEA : *United Kingdom atomic energy authority*

UNGG : Uranium naturel graphite-gaz (réacteur)

USAEC : *United States atomic energy commission*

WANO : *World association of nuclear operators*

WENRA : *Western European nuclear regulators association*

ZNIEFF : Zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique et floristique

Introduction générale

1. Le contexte : Fukushima, Blayais, des événements qui questionnent la régulation des risques

Le 11 mars 2011, le plus gros séisme jamais enregistré au Japon secoue l'archipel et déclenche un tsunami qui s'abat sur la côte Est du pays. À la catastrophe naturelle qui a engendré plus 18 000 morts, s'est ajoutée une catastrophe nucléaire après que la vague ait submergé la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, endommageant les systèmes de refroidissement du cœur de plusieurs réacteurs et entraînant leur fusion. Au-delà des aspects techniques, l'accident nucléaire de Fukushima, en février 2011, a été identifié comme une défaillance globale de la régulation des risques. A la suite de réunion de la commission indépendante sur l'accident de Fukushima, qui a mis en évidence le caractère « humain » de la catastrophe¹, de nombreuses institutions et chercheurs ont alors tenté d'identifier les défaillances ayant conduit à l'accident. Ont été notamment mis en cause les méthodes d'analyse des risques (Downer, 2013) ou encore le modèle de gouvernance² (Delamotte, 2013). Sur ce dernier point, ce sont notamment des défaillances dans la relation entre TEPCO (l'exploitant de la centrale de Fukushima Daiichi) et l'Agence de sûreté nucléaire et industrielle (NISA) qui sont pointées du doigt. En effet, le rattachement de la NISA au METI (Ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie) aurait fortement entaché son indépendance. En 2012, la NISA sera d'ailleurs remplacée par la Nuclear Regulatory Authority (NRA), qui sera alors chargée de mettre en place de nouvelles règles de sûreté des centrales nucléaires japonaises. On peut donc l'observer, c'est tout un système de gouvernance, allant de l'analyse des risques, à la communication, en passant par la relation contrôleur (l'autorité de sûreté/ contrôlé (l'exploitant nucléaire), qui est mis en cause par cet accident.

Si dans son histoire nucléaire, la France n'a pas connu d'accidents d'ampleur et nature similaire à celui de Fukushima³, l'inondation du site du Blayais en décembre 1999, semble toutefois être l'événement marquant qui s'en rapproche le plus. Dans la nuit du 27 au 28 décembre 1999, des vagues remontant la Gironde, issues de la conjonction de la marée et d'un vent d'une force

¹ Voir le rapport « The Fukushima nuclear accident » de la National Diet of Japan Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission de 2012.

² Sur le retour d'expérience institutionnel de l'accident de Fukushima, on trouve l'INSAG 27 « Ensuring Robust National Nuclear Safety Systems - Institutional strength in depth », publié par l'AIEA en 2017.

³ La France a tout de même connu deux accidents de « fusion du cœur », avec peu de conséquences sur l'environnement. Voir la « Note d'information sur les accidents ayant affecté les réacteurs nucléaires du site de Saint-Laurent-des-Eaux en 1969 et en 1980 » publiée par l'IRSN en 2015.

exceptionnelle, submergent en partie le site du Blayais comprenant quatre réacteurs nucléaires. Cette inondation a entraîné la perte de plusieurs systèmes essentiels pour la sûreté de l'installation sans toutefois déboucher sur un accident. Le 17 janvier 2000, à la suite des critiques formulées par le député écologiste Noël Mamère, l'Assemblée Nationale met en place une commission d'enquête. L'Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques (OPECST)⁴ publiera ensuite un rapport sur l'incident. Comme à Fukushima, le rapport de l'OPECST pointe un problème technique « à la conception » concernant la prise en compte des risques naturels (ici l'inondation) et un problème de communication sur la période de crise. De leur côté, Noël Mamère et les Verts, s'inscrivant dans une critique de longue date du système de régulation lui-même (Simmonot, 1978), (Roqueplo, 1997), se montrent particulièrement acerbes, en mettant en cause son opacité et l'absence de frontière entre le contrôleur et le contrôlé. D'autres critiques seront également formulées, qui rejoignent celles qui ont été énoncées après l'accident de Fukushima (défaut de prise en compte d'évènements climatiques, mauvaise communication...).

Ces deux évènements, d'ampleur évidemment très différente, ont en commun d'avoir induit tous deux un questionnement sur les systèmes de gouvernance, suivi, dans le cas japonais, de modifications institutionnelles. Sans qu'il y ait de lien direct avec l'incident du Blayais, il est à noter que dans les années 2000, la France a également modifié son système de gouvernance de la sûreté nucléaire, avec la création d'une autorité de sûreté indépendante et d'un expert public autonome, détaché des exploitants. Le système français est actuellement organisé autour d'un « tripode » comprenant les exploitants, responsables de la sûreté de leurs installations, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), en charge du contrôle des installations et de la réglementation et l'expert public, l'Institut de Radioprotection et de sûreté Nucléaire (IRSN), qui rend des avis d'expertise.

Au-delà de ces deux exemples, nous pouvons constater que, dans les différents pays concernés par l'industrie nucléaire, l'évaluation des risques, l'organisation institutionnelle ou encore la réglementation en matière de sûreté nucléaire sont régulièrement questionnées, et que, en tout état de cause, des réponses différentes selon les pays ont été apportées au fil du temps. Aucune réponse univoque et stabilisée n'existe sur ces questions. A travers ces différentes dimensions, on peut donc se demander comment les systèmes de gouvernance des risques nucléaires se constituent dans un pays et comment ils évoluent. Cette question est à l'origine de notre travail de thèse qui a cherché à l'instruire sur le cas français.

⁴ Rapport du Sénat n°316 (1999-2000) : Analyse des incidents survenus à la centrale nucléaire du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999 : enseignements sur le risque d'inondation des installations nucléaires.

2. La montée de la thématique de la gouvernance des risques dans les sociétés contemporaines

Au XVII^{ème} siècle, la notion de risque est étroitement liée aux assurances maritimes. Le risque est alors « *un potentiel, une virtualité négative (menace, péril et danger) ou positive (richesse, fortune et opportunité), un espoir dont chacun veut sa part, un potentiel lié à notre connaissance de l'avenir (hasard, sort et aléa) ou à son absence (inconnu, aventure et incertitude). La nature du risque est donc celle d'un potentiel à évaluer, transformer et partager, relativement à une intention* » (Magne, 2010). Suite à la révolution industrielle au XIX^{ème} siècle, on observe alors diverses tentatives de « régulations » des nuisances industrielles, sous forme de normes techniques (Fressoz, 2014) et d'expertise scientifique (Loison & Ouriemmi, 2017). Ces nuisances font alors déjà l'objet de contestations des populations environnantes de ces installations industrielles (Fressoz & Pestre, 2013). La manière de réguler les risques va alors fortement évoluer dans le contexte du développement industriel et technologique de l'après seconde guerre mondiale. Le risque va devenir un sujet central d'action publique, où se mêlent science, technique et politique.

2.1. La notion de risque

« *L'émergence du thème du risque dans l'espace public est indissociable de mobilisations, crises et controverses qui se multiplient autour de problèmes environnementaux ou sanitaires, d'abord aux Etats-Unis (pesticides, substances cancérigènes, nucléaires) puis en Europe à partir de la décennie 1970 (avec les pluies acides en Allemagne, les débats sur le nucléaire à travers l'Europe et plus tard la sécurité alimentaire)* » (Borraz, 2008). Le lien entre le risque et nos sociétés « modernes » est particulièrement présent dans les travaux de sociologues comme Ulrich Beck ou Anthony Giddens, au milieu des années 1980. Publié la même année que l'accident nucléaire de Tchernobyl, l'ouvrage « la société du risque » (Beck, 1992) connaît un grand succès, décryptant comment les risques contemporains ne viennent plus seulement de catastrophes naturelles, mais ont été supplantés par les risques produits par la société elle-même. Ce ne serait plus l'individu mais la société tout entière qui serait menacée par aux dangers et aux insécurités induits et introduits par la modernisation elle-même (Beck, 1992). Même si la vision de Giddens semble moins sombre que celle de Beck, ces auteurs s'accordent sur l'idée que la gestion des risques est entre les mains de « systèmes experts » (Giddens, 1990) qui entretiennent le mythe de la maîtrise totale des risques (Beck, 1992). Giddens s'interroge alors sur la valeur de l'expertise et la confiance à lui accorder, l'importance du danger et la possibilité du contrôle (Giddens, 1990). En somme, en mettant en avant l'existence d'une société

« moderne » du risque, ces auteurs s'interrogent également sur la manière dont une société fait face aux risques, les gère, les gouverne, les régule.

2.2. La régulation des risques

Si les pollutions liées à la révolution industrielle entraînent déjà des formes de régulation des risques dès le XIX^{ème} siècle (Fressoz, 2007, 2012), le phénomène prend un tournant majeur dans les décennies qui suivent la seconde guerre mondiale.

Dans les années 70, la question de la critique et la contestation des technologies occupent une place importante du côté des experts et des décideurs publics. Ceux-ci se fixent deux axes prioritaires : rendre les risques « acceptables » et mettre en œuvre des méthodes quantitatives pour les analyser (analyse coût-bénéfice, objectifs chiffrés, ...) (Boudia, 2013). Ces approches se développent d'abord aux Etats-Unis, où sont définis les principes d'évaluation scientifique et de gestion politique des risques (Boudia & Demortain, 2014) au début des années 1980. A partir des années 80, la notion de risque colonise de nouveaux domaines et de nouvelles sphères d'activités (Gaskell, Huber, & Rothstein, 2006). L'émergence d'événements que Patrick Lagadec appelle « risques majeurs » (1981) entraîne le déplacement du paradigme de sécurité vers celui de gestion des risques. De l'accident nucléaire de Tchernobyl, aux crises sanitaires des années 90 (vaches folles, sang contaminé, ...), ces événements exposent les vulnérabilités de l'État face à des phénomènes nouveaux. Le risque devient ainsi « *une notion centrale dans l'activité de régulation publique* » (Borraz, 2008). Devant les effets de déstabilisation de ces crises, l'État se voit obligé de mettre en place des dispositifs de régulation des risques, comme par exemple des agences d'expertise et de contrôle, des principes de gestion (principe de précaution par exemple) ou encore des instruments d'action publique spécifiques comme, en France, les plans d'exposition aux risques, au début des années 1980. Certains auteurs ont alors mis en avant la naissance d'un « Etat-régulateur » qui aurait remplacé l'Etat dirigiste, planificateur et centralisé (Majone, 1994).

Suivant Olivier Borraz, nous définirons la régulation publique des risques comme recouvrant « *l'ensemble des institutions, règles et normes qui contribuent à l'encadrement d'activités présentant un danger potentiel ou avéré pour la santé ou le bien-être des populations* » (Borraz, 2015). Selon certains auteurs (Hood, Rothstein, & Baldwin, 2001), la régulation des risques s'appuierait sur un système constitués d'éléments hétérogènes (l'organisation institutionnelle, les règles, les pratiques de régulation et les idées associées à la régulation d'un risque particulier) que les auteurs nomment « régime de régulation des risques ». Ces auteurs s'emploient à spécifier ces différents éléments, et à chercher en particulier à y déceler des corrélations. Ces régimes bénéficieraient d'une certaine

stabilité dans le temps, et évolueraient donc plutôt sur le temps long. Même s'ils ne reprennent pas tous ces analyses, la plupart des chercheurs s'accordent sur le fait qu'il existe une variété de régimes de régulation des risques, qui diffèrent selon diverses variables, notamment le type de risque ou encore le pays (Galland, 2011). Pour encadrer les activités à risque, les organisations en charge de la régulation s'appuient sur des savoirs et des techniques particuliers, issus des travaux de scientifiques et d'experts. Ces savoirs et techniques sont parfois incorporés dans des instruments, qui constituent un élément essentiel pour comprendre comment les risques sont « gouvernés ».

2.3. Réguler les risques par les instruments

Pour étudier comment les hommes sont « gouvernés », Foucault s'est focalisé sur l'idée de « *reconstituer l'ensemble des règles, qui, à une époque particulière, définissent à la fois les limites et les formes d'un savoir spécifique* » (Foucault, 1969; Malette, 2006). L'auteur va ensuite tenter de considérer des dispositifs de gouvernement qui mêlent « savoirs et pouvoirs » (Foucault, 1994b). Si Foucault n'a pas travaillé sur les questions de risques naturels ou technologiques, son concept de « gouvernementalité » (Foucault, 1994a), qui « *s'appuie sur deux éléments fondamentaux : une série d'appareils spécifiques de gouvernement, et un ensemble de savoirs, plus précisément de systèmes de connaissance* » (Lascombes, 2004) a imprégné de nombreux domaines de recherche. En effet, gouverner les hommes reposerait sur l'existence d'instruments de gouvernement mais aussi de savoirs. On retrouve également le binôme « savoir-pouvoir » au centre des travaux en *Science and Technology Studies (STS)* qui ont, dans les années 1980, montré comment la frontière entre science et politique (Latour, 1991) était remise en cause. L'idée d'un « gouvernement des technosciences », défini comme la gestion du progrès technique et de ses effets sociaux et environnementaux (Pestre, 2014) apparaît également intéressante car elle met au centre de son analyse les instruments, les normes ou des dispositifs qui permettent de déployer ce gouvernement. Cette notion d'instrument apparaît comme utile pour comprendre comment se déroule concrètement la régulation des risques.

D'autres approches, politiques et gestionnaires, concernant les instruments ont suivi des trajectoires parallèles (Aggeri & Labatut, 2014) et partent d'un postulat similaire : les outils et instruments ne sont pas « neutres » et possèdent des effets propres. En France, les sciences de gestion, la sociologie ou la science politique ont contribué à légitimer des analyses sociales sur les outils et les instruments. Pour Lascombes (Lascombes & Le Galès, 2004) et les chercheurs en sciences politiques qui ont étudié les instruments d'action publique, l'instrument est en effet « *un dispositif technique à vocation générique porteur d'une conception concrète du rapport politique/société et soutenu par une conception de la régulation* ». Il apparaît donc que les instruments seraient donc révélateurs d'un rapport particulier entre gouvernants et gouvernés, et pourraient constituer des indicateurs efficaces

pour analyser la régulation des risques. C'est sur ces hypothèses que nous nous sommes appuyé en choisissant de mettre les instruments au centre de nos investigations.

Les instruments que nous allons étudier prennent la forme de guides de bonnes pratiques que les acteurs de terrain appellent des guides et/ou des règles. Ces guides et règles sont nombreux et variés dans le cas de la sûreté nucléaire. Ils peuvent traiter de risques naturels (séismes, inondations, ...) ou humains (chutes d'avions, projectiles, ...) et des conséquences à en tirer notamment en matière de conception d'une installation nucléaire, de la manière de traiter les déchets ou effluents radioactifs, de la manière pour un exploitant de déclarer un incident ou un rapport public, ou encore des principes de management d'une organisation à risque. Ces guides sont destinés à encadrer et guider les décisions des exploitants des sites nucléaires, tant en matière de conception qu'en matière d'exploitation. La vie de ces guides connaît des parcours variés : certains guides ont fait l'objet de multiples modifications sur le temps long, d'autres sont des créations plus récentes, d'autres ont été abandonnés sans être remplacés directement.

Nous développerons plus loin le concept d' « instruments de régulation des risques ».

3. La sûreté nucléaire en France : un cas peu étudié mais particulièrement fécond

Dans ce travail de thèse, nous avons choisi de traiter du cas de la « sûreté nucléaire », entendue, dans sa définition institutionnelle, comme « *l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets* »⁵. La sûreté nucléaire est donc un problème de politique publique, faisant l'objet d'un traitement par des organismes publics, notamment l'IRSN et l'ASN que nous avons présentés succinctement ci-dessus.

On observe que la sûreté nucléaire française constitue un cas empirique relativement peu analysé. Il convient toutefois de mentionner les différentes recherches qui ont abordé, plus ou moins frontalement, cette thématique. On notera tout d'abord que certains travaux sur le nucléaire français constituent des bases solides pour comprendre l'environnement dans lequel s'est

⁵ Article L591-1 du Code de l'Environnement.

historiquement développée la sûreté nucléaire en France (Hecht, 2014), sans que les risques soient au centre de ces études.

On peut ensuite citer les travaux centrés sur les installations nucléaires, analysées comme des organisations. En France, on peut notamment citer les travaux de Benoît Journée (Journée, 1999, 2003) ou de Mathilde Bourrier (1999) autour de la fiabilité organisationnelle. On peut également observer, dans un travail récent (Bieder & Bourrier, 2013), la mise en évidence des limites de la « procéduralisation » de la sûreté dans différents domaines dont le nucléaire, ou encore un travail de thèse qui met en avant l'autonomie des exploitants de centrales nucléaires face aux procédures (Stoessel, 2010). L'ensemble de ces travaux, qui concernent la fiabilité organisationnelle, sont intéressants pour décrire le fonctionnement interne d'une organisation à risque mais ne nous permettent pas d'observer, en amont, les fonctionnements institutionnels de la sûreté nucléaire, de l'expertise et de la décision, ou encore les analyses de risque.

D'autres travaux de disciplines variées apparaissent plus proches de notre cas d'étude car ils mettent la régulation des risques au centre de leurs analyses.

Dans un premier temps, la sûreté nucléaire en France a fait l'objet de travaux qui ont mis en évidence l'existence d'un « dialogue technique » entre experts, qui serait une spécificité historique de la régulation de la sûreté nucléaire française (Foasso, 2003, 2007, 2012), dont un des fondements serait la négociation (Rolina, 2009, 2010). Un travail récent met en évidence que ce dialogue technique peut s'interpréter comme un échange de croyances (le contrôlé expose ses croyances en matière de sûreté) et de doutes (le contrôleur émet des doutes sur les croyances du contrôlé) (Eydieux, 2017). Ces travaux sur la sûreté nucléaire en France mettent notamment en évidence une spécificité française dans la régulation de la sûreté nucléaire, considérée comme plus souple, plus dialogique et plus « fermée » que dans d'autres pays (aux Etats-Unis par exemple).

Des travaux sur la démonstration en matière de sûreté nucléaire mais également sur les organisations en charge de cette démonstration ont montré le caractère évolutif de la prise en charge de la sûreté nucléaire. Lenny Patinaux montre notamment comment l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) va progressivement abandonner une démonstration de sûreté de son installation basée sur la prétention à produire une preuve formelle sur le modèle d'une démonstration mathématique pour une approche visant à convaincre de la maîtrise du stockage sur la base d'un « faisceau d'arguments » (Patinaux, 2017). Également sur le cas de l'ANDRA, un autre travail analyse la flexibilité organisationnelle et institutionnelle qui permet d'expliquer le maintien de solutions contestées d'enfouissement des déchets sur le temps long (Blanck, 2017).

C'est dans le monde anglo-saxon qu'on trouve le plus de travaux sur le nucléaire et la sûreté, notamment les liens de dépendance entre la régulation du risque nucléaire et contexte politique (Meehan, 1986; Rip, 1986b; Wynne, 1982). Baumgartner et Jones montrent, à partir du cas de la sûreté nucléaire aux Etats-Unis, comment un sous-système politique, favorable aux industriels s'est créée, altéré, puis radicalement transformé dans les années 1970 (Baumgartner & Jones, 1991). Après l'accident de Fukushima, de nombreux travaux concernant la sûreté nucléaire (Sagan & Blanford, 2016) et les défaillances dans l'analyse des risques (Downer, 2013) ont également vu le jour.

Nous retiendrons de l'ensemble de ces travaux que l'intérêt d'étudier la régulation de la sûreté nucléaire française réside dans trois éléments importants :

- La régulation de la sûreté nucléaire a été pensée et institutionnalisée « en avance » (années 1960-1970) par rapport à d'autres types de risques (dont les principes et les pratiques de régulation émergent plutôt dans les années 1970 et 1980). Malgré ce constat, la régulation de la sûreté nucléaire a une histoire « jeune », qui débute dans l'après seconde guerre mondiale, ce qui peut faciliter son analyse.
- Des auteurs ont observé des spécificités françaises dans la régulation de la sûreté nucléaire, autant d'un point de vue institutionnel, qu'au niveau des règles et des pratiques.
- Des évènements ont remis en cause et potentiellement transformé les régimes de régulation, ce qui permet d'observer des évolutions avec des marqueurs temporels forts.

Suite à cette courte introduction, nous tenterons alors de répondre à la problématique suivante :

Comment se constituent et évoluent les régimes de régulation de la sûreté nucléaire en France ?

Nous allons maintenant développer notre propos, en proposant une démarche théorique, basée sur le concept de « régime de régulation des risques » (Hood et al., 2001) et un de ses composants, les instruments de régulation des risques.

Partie I.

Cadrage théorique et méthodologie

Cadrage théorique

Pour ce travail de thèse, nous avons fait le choix d'analyser la conception et les évolutions du régime français de régulation de la sûreté nucléaire. Dans une première sous-section de cadrage théorique, nous mettrons en évidence différentes manières d'analyser la régulation des risques et nous développerons ensuite la notion de régime de régulation des risques. Dans une seconde sous-section, nous traiterons la thématique des instruments, qui constitue une entrée pertinente pour analyser le régime de régulation, autant d'un point de vue théorique que méthodologique. Enfin, nous développerons les questions de recherche associées à ce cadrage théorique.

1. La sûreté nucléaire analysée comme un régime de régulation des risques

Une première remarque concernant la terminologie utilisée s'impose. En effet, suivant les auteurs, les disciplines ou les focales retenues, les dispositifs de prise en charge du risque, qui marient des aspects techniques, juridiques, institutionnels, politiques, sont appelés gouvernance des risques, gouvernement des risques ou encore régulation des risques. En sciences politiques et sociologie de l'action publique, la notion de gouvernance, définie comme « un processus de coordination d'acteurs, de groupes sociaux et d'institutions, en vue d'atteindre des objectifs définis et discutés collectivement » (Le Galès, 2010), désignerait une forme plus souple et moins centralisée de pouvoir, que le « gouvernement », ce dernier décrivant un type d'exercice du pouvoir plus concentré, hiérarchique et contraignant. La gouvernance résulterait de « l'interaction d'acteurs « gouvernants » qui ne sont pas tous étatiques ni même publics » (Leca, 1996). Toutefois, le terme de gouvernement peut être utilisé dans des acceptions différentes. Ainsi, dans des travaux récents, Dominique Pestre (Pestre, 2014) présente la notion de « gouvernement des technosciences » en partant notamment des travaux de Michel Foucault sur la gouvernementalité (Foucault, 2004). L'analyse de Pestre repose sur l'idée de « *penser l'intrication et la hiérarchie des dispositifs matériels et sociaux, réglementaires, discursifs à travers lesquels des personnes ou des institutions orientent et administrent, régulent ou contrôlent des savoirs, des innovations, des produits et des personnes, comme les effets sanitaires ou environnementaux qui en découlent* » (Pestre, 2014).

Pour notre part, sans ignorer les approches qui utilisent un autre vocabulaire, nous avons fait le choix d'utiliser le concept de « régulation », notamment parce qu'il permet de nous positionner par rapport à certains auteurs (Borraz, 2008; Hood et al., 2001) que nous allons utiliser dans nos travaux. Le terme de régulation est néanmoins assez polysémique. Il existe par exemple une école française de la régulation, inspirée de la pensée marxiste dont les travaux visent à analyser les mécanismes de

reproduction du système capitaliste. En sociologie, Jean Daniel Reynaud (Reynaud, 1997), dans la continuité des travaux fondateurs de la sociologie des organisations (Crozier & Friedberg, 1977) a théorisé la « régulation sociale », c'est-à-dire les mécanismes par lesquels les règles sont produites et renouvelées dans les organisations et plus généralement dans la société. Il convient également de mentionner que le terme anglais de « regulation » correspond en français à celui de « réglementation », ce qui pointe vers les approches juridiques. Mais des approches économistes et plus anglo-saxonnes de la régulation renvoient, elles, plus généralement, à l'analyse des formes d'intervention et de contrôle de l'Etat vers les marchés.

Nous nous intéressons à une forme de régulation particulière, la régulation (ou gouvernance) des risques (Detsyk, 2010) en anglais « risk regulation » (Hood et al., 2001), qui part du constat qu'un certain nombre d'activités à risques pour les populations font l'objet, de la part des autorités publiques, d'un encadrement visant à les maîtriser. Nous rappelons une définition possible de cette régulation des risques, déjà mentionnée ci-avant : « *l'ensemble des institutions, règles et normes qui contribuent à l'encadrement d'activités présentant un danger potentiel ou avéré pour la santé ou le bien-être des populations* » (Borraz, 2015).

Nous reviendrons d'abord sur la notion de régulation des risques en mettant en avant plusieurs thématiques essentielles qui y sont rattachées, et qui ont été largement investies par la littérature. Puis, en adoptant une vision plus transversale et systémique, à travers le concept de régime de régulation, nous présenterons les constructions théoriques qu'en ont faites certains chercheurs et tenterons de mettre en avant notre propre modèle de régime de régulation, qui constituera le cadre d'analyse permettant de formuler nos questions de recherche et d'organiser une part de nos investigations empiriques.

1.1. La régulation des risques : éléments clés d'une politique publique

La prise en compte des risques dans les politiques publiques fait apparaître toute une série d'organisations, de pratiques, de discours, de règles...

Nous avons tenté d'opérer, un peu conventionnellement, une classification entre différentes thématiques centrales pour la régulation des risques, dont certains auteurs ont montré qu'elles constituaient un « succession d'étapes » (Borraz, 2008) dans une politique de gestion des risques.

Nous traiterons successivement de

- la construction d'un cadre pour les activités à risques, autour des questions de formulation des problèmes et de mise à l'agenda ;

- le fonctionnement et les relations de l'expertise scientifique et de la décision politique ;
- les différents modèles de contrôle et de pratiques associées au contrôle ;
- l'élaboration des règles et normes.

1.1.1. Construire le cadre d'une activité à risque : problématisation et mise sur agenda des risques

Il est maintenant largement admis que l'on ne peut « naturaliser » le risque mais que sa problématisation, son périmètre ou la temporalité de son traitement sont largement construits par des mécanismes que différents auteurs se sont employés à théoriser.

Dans un premier temps, nous allons revenir sur une notion créée par Cobb et Elder (1971) et largement reprise depuis dans le champ de l'analyse des politiques publiques, notamment pour rendre compte des transformations ou des évolutions subies par ces dernières : la notion de *mise à l'agenda*.

Cette notion désigne à l'origine l'étude et la mise en évidence de l'ensemble des processus qui conduisent des faits sociaux à acquérir un statut de « problème public » étant entendu que la mise à l'agenda d'un problème appelle et justifie généralement une intervention d'une autorité publique légitime. Il est important de souligner, à la suite de Garraud (1990), que « *l'émergence et la promotion d'un problème sont inséparables de processus cognitifs et normatifs de définition et de qualification qui donnent sens à ce problème et conditionnent les termes des débats, du mode de traitement et des éventuelles décisions* ». De plus, l'attention des pouvoirs publics ne peut pas se focaliser sur tous les problèmes, il s'agit donc d'en sélectionner certains, au détriment d'autres : « *l'attention publique est une ressource rare, dont l'allocation dépend de la compétition au sein d'un système d'arènes publiques (...). Les problèmes doivent lutter pour occuper un espace dans les arènes publiques. Cette compétition est permanente ; [ils] doivent à la fois lutter pour entrer et pour rester sur l'agenda public* » (Garraud, 1990).

Pour John Kingdon (1984), ce mécanisme de sélection des problèmes est conceptualisé par l'idée de fenêtre d'opportunité, qui permet d'expliquer pourquoi un problème public est mis à l'agenda. Selon Kingdon, la fenêtre d'opportunité est constituée de trois flux qui se rencontrent : le flux des problèmes (la formulation d'un problème auxquels les autorités publiques prêtent attention), le flux des politiques -au sens de « polices »- (les stocks des solutions disponibles pouvant être mobilisés par les pouvoirs publics) et le flux de la politique (qui correspond au moment où les acteurs politiques sont disponibles).

Cobb et Elder (1971) distinguent deux types d'agendas : l'agenda général ou systémique qui renvoie aux agendas dans lesquels la trajectoire d'un problème et sa publicisation se développent pour une large part dans des espaces ouverts, notamment médiatiques ; et les agendas institutionnels ou gouvernementaux qui vont se définir et se négocier dans des espaces plus « discrets » pour reprendre l'expression de Gilbert et Henry (2012). En effet, certains auteurs ont mis en évidence un modèle « silencieux » où la controverse publique est quasi-inexistante, la médiatisation très faible et les actions visibles très limitées. Les espaces de négociations sont alors discrets (Gilbert & Henry, 2009) et le « *huis clos est recherché par les acteurs concernés* » (Hassenteufel, 2010). Baumgartner et Jones (1991) parlent en effet (à propos du nucléaire américain, mais cela pourrait être transposé au cas français) de monopole de politique publique et soulignent le nombre extrêmement restreint des acteurs qui règnent sur ce monopole.

Gilbert et Henry (2012), par ailleurs, s'intéressent à la question de la mise à l'agenda des risques, en mettant l'accent sur le fait que les problèmes publics, loin d'émerger spontanément, font l'objet d'une construction, à travers un processus « définitionnel », qui met en jeu un travail à la fois cognitif, social et politique des différents acteurs. Ils montrent comment se transforment les périmètres et les positions des acteurs dans de véritables « luttes définitionnelles », selon qu'elles prennent place dans des espaces « publics » ou « discrets ». Ils avancent que ces luttes peuvent se développer au point d'aboutir à la mise en œuvre par certains acteurs de stratégies de « *déconfinement* » d'un problème depuis les espaces discrets où ils seraient confinés vers des espaces publics. Cette mise en tension de logiques (logiques de publicisation et logiques de confinement) et d'espaces (publics vs discrets) provoquerait des reconfigurations dans les relations entre acteurs et, par suite, des transformations dans la manière de problématiser la question en cours. Les auteurs évoquent également la question des instruments et leur rôle dans les processus de problématisation et de fabrication du compromis. Ces derniers peuvent en effet imposer un cadre durable de définition des problèmes. Nous reviendrons sur cet aspect plus loin.

A ce stade, nous retiendrons que pour devenir public, un problème doit faire l'objet d'une mise à l'agenda, mais que cette dernière est conditionnée par l'apparition d'une fenêtre d'opportunité. En outre la qualification d'un problème public est l'objet d'un processus définitionnel, résultant de luttes entre acteurs, qui cherchent à s'assurer ainsi une emprise sur le problème. Cette qualification peut se faire dans des espaces de négociations publics ou discrets, qui font intervenir des acteurs différents. Ces idées seront importantes pour notre travail, car les problèmes de sûreté nucléaire que nous allons analyser dans notre thèse, ont fait l'objet d'une mise à l'agenda spécifique, et de

passages dans des arènes de négociations discrètes et publiques, ce qui va avoir des conséquences importantes sur les choix effectués en matière de régulation.

1.1.2. Expertise scientifique et décision politique

La démarche d'analyse des risques, développée et formalisée aux États-Unis depuis les années 1980, est « *la procédure qui consiste à fonder les mesures de gestion des risques sur une évaluation scientifique des risques, en s'assurant que les actions d'évaluation et de gestion soient simultanément distinguées les unes des autres et réalisées en interaction* » (Boudia & Demortain, 2014). Les mêmes auteurs précisent que « *la gestion des risques correspond au processus de décision et aux politiques mis en œuvre pour réduire et éradiquer un risque, sur la base de la caractérisation scientifique du risque* ». La distinction ainsi réalisée entre expertise et décision est au cœur de nombreux travaux de recherche. Elle interroge à la fois la nature et la spécificité de ces deux activités, mais surtout questionne leurs relations, et à travers cette question, les relations entre science et politique.

Tout au long de la seconde moitié du siècle dernier, les politiques des risques dans plusieurs pays européens ont été légitimées par le discours technocratique et incorporées dans un mode de fonctionnement qui lui correspondait (Zwanenberg & Millstone, 2005). Dans ce mode de fonctionnement de la régulation du risque, les conseillers scientifiques, aux États-Unis, jouaient le rôle de puissants co-décideurs (Jasanoff, 1999) alors qu'en France, l'expertise était intégrée dans l'administration par l'intermédiaire de corps techniques (Corps des Mines et des Ponts notamment) (Garçon & Belhoste, 2012). En ce sens, l'expertise et la décision était fortement imbriquées.

Dans les années 1980-1990 ce modèle technique commença à être largement remis en question suite à une série d'échecs politiques majeurs. D'une part, les expériences négatives associées à la gestion des crises sanitaires, telles que la gestion de la crise de la vache folle et les affirmations trop confiantes des experts au sujet de la contamination post-Tchernobyl ont contribué à une érosion de l'autorité et de la crédibilité de l'approche scientifique, ainsi que des institutions qui l'incarnaient. L'idée va naître, d'abord aux États-Unis, que de nouvelles structures et de nouveaux processus devraient être en mesure de fournir une plus grande légitimité scientifique et démocratique. Suite à ces crises, et depuis les années 1980, on observe un mouvement de séparation fonctionnelle entre l'évaluation scientifique et la gestion politique des risques (Boudia & Demortain, 2014; Demortain, 2006). Le point de départ de cette séparation est symbolisé par la publication, aux États-Unis, en 1983, par le *National Research Council*, du Red Book (intitulé « *Risk Assessment in the Federal Government : Managing the Process* »), analysé par certains auteurs comme un instrument de régulation des risques générique (Boudia & Demortain, 2014). Cet instrument aurait théorisé à la fois

la séparation plus claire mais aussi l'articulation plus construite entre, d'une part, l'évaluation des risques, liée aux travaux scientifiques et, d'autre part, la gestion du risque, liée à la prise de décision politique. Cet instrument aurait donné lieu à une généralité des pratiques en matière d'analyse des risques, dans de nombreux domaines d'activités, l'idée directrice étant qu'une bonne gouvernance des risques résiderait dans l'articulation et le découplage entre une expertise scientifique indépendante et une décision politique transparente, même si de nombreux travaux ont montré en pratique l'imbrication de ces deux processus (Borraz, 2008; Boudia & Demortain, 2014; Roqueplo, 1997).

Sur le plan institutionnel, ce mouvement, qui apparaît plus lent à se mettre en place en France qu'aux Etats-Unis, donne naissance à des agences qui, souvent en interne, séparent évaluation et gestion des risques (Borraz, 2008). David Demortain parle de « Regulatory agency »⁶ pour définir ces agences dont une partie du travail réside dans la production d'une science réglementaire (Borraz & Demortain, 2015; Jasanoff, 1990; Joly, 2016), « présentée comme un régime d'activité scientifique produisant des connaissances qui ne visent ni l'élucidation de phénomènes fondamentaux ni même l'innovation mais l'identification des dangers et l'évaluation des risques et des bénéfices, que ceux-ci soient liés à des phénomènes naturels ou à l'action de l'homme » (Joly, 2016). Cette science réglementaire aurait pour fonction de légitimer l'adoption de mesures politiques de gestion des risques (autorisation de mise sur le marché, étiquetage, retrait, définition des seuils exposition, conditions d'utilisation ...) (Demortain, 2017). La production d'expertise serait alors au centre de cette science réglementaire. Certains auteurs ont montré que cette expertise serait de plus en plus standardisée à l'international, où des collègues et des communautés d'experts élaborent des normes (Demortain, 2011) mais que l'expertise porte encore la marque des histoires nationales ce qui entrave les efforts d'harmonisation internationale (Joly, 2016). Cette standardisation serait également marquée par une bureaucratisation de l'expertise avec des processus d'expertise de plus en plus standardisés qui reproduiraient des caractéristiques formelles de l'administration, mais également par une scientification de l'expertise qui exclurait du champ de l'expertise les autres dimensions de l'activité expertisée (et notamment les dimensions politiques) (Borraz, 2008).

⁶ Par exemple, La « Food and Drug Administration » (FDA) aux États-Unis, compétente en matière de sécurité sanitaire des aliments et des produits de santé, se reconnaît elle-même comme une « Regulatory agency » produisant de la science réglementaire.

1.1.3. Les modèles de contrôle

Dans une perspective de régulation des risques, la thématique du contrôle des activités à risques est évidemment centrale, ce qui ne préjuge pas de la forme de contrôle adoptée, car les modèles de contrôle et les pratiques qui en découlent sont divers. Dans la littérature, nous identifions plusieurs modèles de contrôle, basés sur des oppositions variées entre leviers sous-jacents (contrainte ou incitation ; objectif ou moyen ; origine culturelle, économique ou réglementaire), que nous présentons succinctement. Nous évoquerons ensuite un modèle particulier de contrôle, l'audit.

Une première opposition générale entre deux idéaux types de régulation apparaît, notamment en sciences politiques : un modèle plutôt basé sur l'incitation, et un modèle plutôt basé sur la contrainte par le régulateur. On la retrouve dans des travaux sur la régulation des risques qui opposent les stratégies basées sur le « command and control », par l'intermédiaire de règles imposées par les régulateurs aux régulés, à des techniques plus incitatives et plus souples (Baldwin, Cave, & Lodge, 2012). Ces deux idéaux types ont été ensuite complétés et nuancés par une vision présentant une gradation de la coercition. (Figure 1).



Figure 1 : Stratégies de régulation (Baldwin & Cave, 1999)

Les sciences de gestion, mais aussi les économistes, mettent volontiers l'accent sur l'opposition entre une régulation par objectifs ou par orientations, et une régulation par les règles et les normes (Wilpert, 2008). Le contrôle de la conformité aux règles et normes suppose une capacité à énoncer des prescriptions et à en vérifier l'application, ce qui peut être problématique. D'où le développement d'une régulation par objectifs, fixant des critères de performance, mais laissant au régulé la responsabilité du choix des modalités de réalisation des objectifs. On retrouve cette

problématique dans le domaine de la sécurité industrielle au travail, par exemple, des auteurs comme (Hale & Borys, 2013a, 2013b; Weichbrodt, 2015) ont bien identifié les différences entre un modèle top down basé sur un contrôle strict imposé aux opérateurs, et une approche bottom-up, où l'opérateur, apte à s'adapter aux situations rencontrées, est aussi vu comme un expert.

Proche de notre sujet et pour étudier l'expertise sur les questions de sûreté nucléaire, Grégory Rolina (2009) utilise pour sa part les modèles de contrôle de Ouchi (1979) qui identifie trois modes de contrôle dans les organisations : par les règles qui prescrivent le comportement, par les indicateurs, et par les traditions (le clan). Si les deux premières formes de contrôle peuvent être associées aux deux modèles fondés respectivement sur la contrainte et l'incitation, déjà évoqués, la troisième forme, par les traditions, est basée sur l'idée que l'organisation compte fortement sur des formes de contrôle ritualisées, cérémoniales, reflets des valeurs intériorisées par les individus (Ouchi, 1979). Rolina postule que c'est bien ce mode de contrôle qui correspond au modèle de contrôle français en matière de sûreté nucléaire et qui sert de base à ce que l'auteur nomme le « dialogue technique ». Nous y reviendrons.

Enfin, une autre forme que peut prendre le contrôle serait celle de l'audit, qui correspond « *à la vérification qu'une activité a été effectuée d'une manière efficace et qu'elle a bien atteint ses objectifs* » (Power, 2005). Mais le modèle de l'audit, tel qu'il est développé par Power, va bien au-delà des modèles de contrôle que nous venons d'évoquer car il ne se contente pas de spécifier la nature du contrôle. Il s'appuie notamment sur le principe d'une indépendance du contrôleur (auditeur) par rapport au sujet contrôlé (audité), sur la mise en place d'une technologie de contrôle, et sur l'idée que l'auditeur doit déclarer une opinion fondée sur des preuves. D'après Power, on assisterait à une « explosion de l'audit » (Power, 2005) depuis les années 1980, l'audit financier constituant un mode de référence, notamment à travers l'utilisation des indicateurs de performance quantifiables, ceci influençant la vision même de la performance. Pour Power, l'audit est bien plus qu'une pratique, c'est avant tout une conception du contrôle et de l'exercice des responsabilités. Le développement de l'audit reposerait alors plus sur le contrôle des systèmes que sur le contrôle des activités. Par ailleurs, selon Power, l'audit s'appuie sur un certain nombre d'outils et de dispositifs qui le rendent légitime socialement. Il s'agit notamment de méthode d'échantillonnage, du choix d'experts « crédibles » ou encore du choix du cadrage de l'audit. Sur ce dernier point, Power met en évidence que l'audit est un contrôle de second ordre. Dans l'impossibilité de tout contrôler, on audite le système de contrôle interne d'une organisation. En ce sens, l'autocontrôle exercé par l'organisation sur elle-même devient une clé pour mener l'audit externe. Ainsi la portée de l'audit dépend de la qualité du contrôle mené en interne et l'audité devient un acteur actif de son propre

audit. L'audit constituerait une forme de contrôle du contrôle dans un mécanisme beaucoup plus vaste où l'autorégulation serait la règle. Comme l'explique Power : « *L'explosion de l'audit est liée au besoin de créer une entité d'auto-vérification susceptible d'être auditée, qui tente d'associer l'idéal de responsabilité à celui d'auto-apprentissage* » (Power, 2005).

A partir de cette vision de l'audit, Power théorise un processus de construction de l'auditabilité qui répond à la « *nécessité de rendre les entreprises et leurs pratiques routinières auditables* » (Power, 2005). Plus qu'un mode de contrôle, Power met en évidence que l'auditabilité est devenue une norme de fonctionnement des organisations publiques et privées, qui mettent en place des systèmes de contrôles internes eux-mêmes auditables, sources de légitimité pour ces organisations. Pour Power, la recherche d'auditabilité devient une clé d'interprétation de l'action de « l'audité » qui doit « rendre l'audit possible », même si celui-ci n'est pas nécessairement réalisé.

Nous retiendrons d'abord de cette section que les activités de contrôle peuvent prendre des formes multiples plus complexes qu'une simple opposition entre l'incitation et la contrainte. Nous avons également noté que l'audit semble associé à un changement dans le style et la philosophie du contrôle, plutôt qu'une simple forme que peut prendre le contrôle. Ce modèle, et le concept d'auditabilité qui y est associé, nous semblent particulièrement féconds pour interpréter l'histoire de la régulation des risques nucléaires que nous avons étudiée.

Cela dit, quel que soit le modèle de contrôle, la question des règles et des normes joue un rôle essentiel. En matière de régulation des risques, de nombreux travaux ont donc cherché à théoriser le processus de leur élaboration.

1.1.4. La production de règles et de normes

Cette thématique est centrale dans la littérature, et l'accent est mis généralement sur la variété des modalités de production des normes. Certains (Hood, 1983) opposent par exemple un processus technocratique (appuyé par exemple sur des études techniques, ou empruntant par mimétisme à d'autres pays ou d'autres domaines), à un processus de négociation. Selon d'autres auteurs, la production de ces règles et normes serait, en France, déléguée aux acteurs de terrain eux-mêmes et notamment aux industriels (Borraz, 2008), sous couvert des pouvoirs publics. Sans aller jusqu'à la thèse de la délégation de cette production, de nombreux chercheurs notent que l'élaboration de ces

règles et normes donne lieu à des compromis et des négociations⁷ : « *que l'on se situe au plan des opérateurs ou de l'ensemble des organisations (des « systèmes d'action ») en charge d'un domaine à risques, des contraintes et des impératifs multiples se conjuguent, donnent lieu à chaque fois à des compromis* » (Gilbert, 2001). C'est ce que notent différents auteurs, qui mettent en avant le caractère négocié des règles et normes environnementales par les acteurs de terrain qui doivent les appliquer (Lascoumes, 1993; Lascoumes & Le Bourhis, 1996; Martinais, 2010). Lascoumes met en évidence l'existence d'un droit environnemental négocié (Lascoumes, 1993; Lascoumes & Le Bourhis, 1996), peu contraignant, et qui ne comporte pas d'objectifs quantitatifs précis (Lascoumes, 1995). Les travaux d'Emmanuel Martinais sur l'écriture des règlements, et notamment les Plans de Prévention des Risques Industriels (PPRI) (Martinais, 2010) fournissent une analyse qui, si elle n'est pas contradictoire avec cette thèse de la négociation, mettent en évidence des mécanismes un peu différents. Ce travail montre en effet que si les plans de prévention sont le prolongement de la loi, ils sont surtout issus du travail d'une « sous-administration » très autonome, en dépit d'une forte pression politique. Les jeux de pouvoir à cette échelle micro participent alors activement à la production des règlements, dont les résultats ne sont pas prédéterminés par le cadrage initial. Pour l'auteur, « *cela illustre le caractère non planifié et plus ou moins aléatoire de la fabrication des règlements administratifs* » (Martinais, 2010).

Enfin, même dans le domaine juridique, on peut également citer quelques travaux en droit qui ont notamment mis en évidence un certaine flexibilité du droit environnemental (Carbonnier, 2001), et la prolifération du « droit souple ». Quelques chercheurs ont notamment mis l'accent sur un recours important au « droit souple » concernant la sûreté nucléaire au niveau européen et international (Ahoulouma & Chapotet, 2014; Boustany, 1998).

Par ailleurs, la production des règles et des normes a une dimension matérielle sur laquelle certains chercheurs attirent l'attention. Le Bourhis montre par exemple comment la cartographie des risques d'inondation est devenue en quelques décennies un instrument central dans le « *gouvernement des conduites collectives en France* » (Le Bourhis, 2007). Ce travail est le prolongement de sa thèse qui montre comment la gestion de l'eau a, dans un objectif de rationalisation, fait l'objet d'une « publicisation » entendue comme la « *production et la diffusion de catégories permettant d'agir collectivement sur un objet d'intervention publique (l'« eau » ou les phénomènes liés : inondations, pollutions, pénuries)* » (Le Bourhis, 2009). Cette thèse souligne, par exemple, les limitations des

⁷ Cette négociation aurait également lieu au stade de la mise en œuvre des règles et normes (Lascoumes, 1993; Lascoumes & Le Bourhis, 1996)

grilles ordinaires d'analyse des politiques publiques, où une forme de naturalisation tend à effacer les données matérielles, entités et phénomènes physiques. Pour l'auteur, « *Faire de la cartographie des inondations un des outils pivots de la politique du risque suppose une reconfiguration de l'ensemble du dispositif cartographique, des positions et pratiques des fabricants de cartes et des autorités qui certifient leur valeur et leur statut officiel* » (Le Bourhis, 2007).

Ces différents travaux mettent en évidence que la production de normes est négociée, notamment avec les acteurs de terrain (industriels et agents de l'administration décentralisée), ce que nous allons tenter de nourrir avec notre travail. On note aussi que certains de ces instruments ont une inscription matérielle forte, (par exemple les cartes de zonage), qui peut influencer les organisations et les pratiques.

En mettant en évidence quelques-unes des thématiques centrales pour l'analyse de la régulation des risques : la problématisation du risque, les relations entre expertise et décision, les modèles de contrôle et la production de règles et normes, nous avons cherché à faire ressortir les thèses défendues par un certain nombre de chercheurs ayant investi ces sujets, et nous pourrions positionner certains de nos matériaux empiriques par rapport à elles. Toutefois, certains auteurs ont adopté une perspective différente : ils ont plutôt choisi de construire une vision analytique plus transversale de la régulation des risques, en introduisant le concept de « régime », dans le but de comparer, dans l'espace et le temps, différents types de régulation des risques. Ces travaux nous intéressent particulièrement, dans la mesure où nous cherchons nous-même à caractériser l'évolution de la régulation des risques nucléaires sur plusieurs dizaines d'années.

1.2. Représenter et analyser un régime de régulation des risques

Les travaux que nous allons évoquer cherchent notamment à expliquer la variété des régimes de régulation des risques (entre les pays, ou entre les risques dans un même pays), et leur caractère évolutif (Hood et al., 2001; Vogel, 1986). A travers l'utilisation du concept de « régime », ces chercheurs proposent une analyse systémique de la régulation des risques, vue comme un ensemble d'éléments hétérogènes mais interconnectés (une architecture organisationnelle, des règles, des doctrines, des pratiques, etc.), « faisant système ». Deux remarques préalables s'imposent sur ce parti théorique. D'abord, à notre sens, cette vision systémique s'oppose frontalement à une vision plus rationnelle et plus séquentielle, qui analyserait la régulation des risques comme une politique publique, dont la conception procéderait de la définition d'objectifs préalables, puis du choix des dispositifs organisationnels adéquats, et des moyens nécessaires (notamment en termes de règles),

le tout induisant les pratiques recherchées. Cette vision rationnelle et séquentielle de la conception des politiques publiques est, cela dit, depuis longtemps critiquée (Lindblom, 1959).

La deuxième remarque est que la notion de régime est mobilisée par des auteurs certes variés, mais qui cherchent tous à caractériser et comparer les différentes formes que prend un système dans l'espace et le temps (Hood et al., 2001). En effet, comme nous allons le voir, au-delà de la volonté de caractérisation d'un système observé, ces auteurs ont en général deux perspectives : une perspective comparatiste qui les pousse à interroger la variété des systèmes rencontrés, par exemple d'un pays à l'autre ; ou une perspective plus longitudinale cherchant à comprendre, pour un régime donné, les mécanismes d'évolution constatés au fil du temps et les facteurs qui influent sur eux. Les deux perspectives se rejoignent souvent pour interroger la possible convergence entre des régimes différents, par exemple selon les pays, dans un même secteur d'activité.

Nous analyserons dans un premier temps quelques exemples très différents d'auteurs qui ont mobilisé le concept de régime, en relation avec la thématique des risques ou du nucléaire. Nous montrerons ensuite comment a été construit le concept de « régime de régulation des risques » en pointant les intérêts de ce type d'approche pour notre travail. Sur la base de cette exploration des acceptions données au concept de régime de régulation, nous chercherons enfin à proposer un modèle d'analyse pour observer et caractériser les évolutions du régime français de régulation des risques nucléaires, sur longue période.

1.2.1. Les régimes, les risques et le nucléaire : variété des utilisations

Plusieurs auteurs ont mobilisé, dans l'acception que nous venons d'indiquer, le concept de régime, en lien avec les risques ou le nucléaire, en cherchant à caractériser les différentes formes que prenaient, dans l'espace ou dans le temps, le système dont ils avaient défini auparavant les composantes.

Une première utilisation du terme « régime » dans le domaine des risques, et plus particulièrement sur la question du nucléaire, a été proposée par Mathilde Bourrier (1999). Elle repose sur une analyse systémique du fonctionnement de quatre centrales nucléaires (deux en France et deux aux Etats-Unis), elle-même basée sur les théories de la fiabilité organisationnelle. Pour l'auteure, le régime de fiabilité organisationnelle comprend plusieurs composantes telles que les fondements organisationnels des quatre centrales (organisation de la centrales, ressources des acteurs...), la nature et le climat des relations d'autorité, ou encore le comportement face aux règles et aux normes. On remarquera que, dans ce cas, la notion de régime ne renvoie pas ici à un ensemble de

composantes institutionnelles, techniques ou politiques, nationales⁸, mais à des caractéristiques organisationnelles et sociologiques des univers étudiés. Cette approche montre son intérêt, notamment parce qu'elle produit une analyse intermédiaire entre une focale micro tournée vers les pratiques des acteurs et une focale plus macro centrée sur le contexte politique, social, culturel et économique de l'organisation. Elle est toutefois assez distincte de la nôtre car basée sur les théories de la fiabilité organisationnelle, qui interrogent la performance de l'organisation dans l'action quotidienne, alors que nous nous intéressons davantage à la conception du système de régulation des risques *ex ante* et à une échelle plus large que celle de l'organisation de l'exploitant. En outre, elle se situe résolument dans une approche comparatiste alors que notre intérêt porte davantage sur l'évolution historique d'un régime et ses facteurs.

Une autre utilisation de la notion de régime est également liée au nucléaire. Il s'agit des régimes technopolitiques théorisés par Gabrielle Hecht (Hecht, 2014). En considérant un régime technopolitique comme « *un ensemble d'individus, de pratiques d'ingénierie et de pratiques industrielles, d'objets techniques et d'idéologies institutionnelles* », l'auteure montre comment la France, dans le domaine de l'énergie nucléaire, a conçu des régimes technopolitiques qui ont construit une « identité nationale » et une exception technologique au niveau mondial. Elle met ainsi en évidence la persistance de l'imbrication entre politique et technique, entre organisations et idées. L'auteure montre à travers son analyse, le passage d'un régime « nationaliste » du CEA, défenseur des technologies françaises, à celui, « nationalisé », d'EDF, qui pense le rapport à la nation dans une perspective pragmatique et de rentabilité économique. L'utilisation du concept de régime technopolitique permet de donner à voir le passage progressif d'un régime à un autre, par l'intermédiaire d'un changement de l'acteur prépondérant du système et de la technologie qu'il porte. Nous nous servirons de cette approche à diverses reprises dans notre travail pour replacer certains processus que nous analyserons dans leur contexte technique et politique.

Enfin, une autre littérature *a priori* pertinente pour notre sujet se place explicitement dans la deuxième perspective évoquée plus haut, celle de la caractérisation d'une évolution chronologique, puisqu'elle traite du cas des régimes temporels dans l'élaboration de la réglementation ((Newman & Howlett, 2014). Sur la base des travaux de Berstein (1995), ces auteurs considèrent que les régimes

⁸ En effet, si l'une des centrales nucléaires françaises étudiées repose sur un mode de fonctionnement basé sur une forte autonomie et des formes d'improvisation et d'adaptation, relativement opaques, ce n'est pas le cas de l'autre centrale française étudiée. De même, une des centrales américaines présente un mode de fonctionnement basé sur les règles formelles, offrant peu de liberté aux acteurs, mais ce type de régime ne correspond pas non plus à l'autre centrale nucléaire américaine étudiée.

réglementaires, qu'ils associent à la prise en compte d'un risque dans la réglementation, par l'Etat ou par des agences réglementaires, ont un cycle de vie. Ce cycle de vie, calqué sur celui d'un être humain, va de la gestation (l'apparition d'un problème considéré comme une menace, un danger ou risque), au décès (la modification ou la mort de la question initiale). Ces différentes étapes⁹ du cycle de vie d'un régime réglementaire sont découpées en trois composants : les questions posées, les tâches réalisées et les techniques administratives mises en œuvre. Les auteurs proposent donc un processus de développement linéaire et progressif des régimes réglementaires dont le passage d'une étape à une autre est « *déterminée par l'apparition de facteurs exogènes sous forme de crises périodiques, qui obligent les autorités à réagir en prenant des mesures stratégiques sur le fond* » (Newman & Howlett, 2014). Pour ces auteurs, les facteurs d'évolution de ces régimes seraient donc exogènes. Ces travaux ont l'intérêt de penser les évolutions des régimes réglementaires mais, outre le fait que la vision très normée de l'évolution d'un régime, proposée par ces auteurs, ne nous semble pas pertinente par rapport à notre matériau empirique, notre perspective en différera, notamment parce que nous ne nous limiterons pas à l'examen de facteurs exogènes pour expliquer les évolutions d'un régime.

A travers ces différentes utilisations de la notion de régime, nous constatons d'abord la diversité des niveaux d'analyse, ainsi que la variété et l'hétérogénéité des composants du régime, tels qu'ils sont mobilisés par les divers auteurs : organisationnels, techniques et politiques. Les facteurs d'explication de l'évolution des régimes sont également divers : changements organisationnels, changements technologiques, transformation du système d'acteurs, ou encore apparition de crises, considérées comme « exogènes » au régime. Comme nous allons maintenant le voir, d'autres auteurs ont tenté de représenter et d'analyser un régime de régulation des risques, d'une manière plus formalisée qui combine une vision systématique du régime et une possibilité d'analyser les évolutions dans le temps.

1.2.2. Des tentatives de définition d'un modèle analytique pour les régimes de régulation des risques

Le concept de régime de régulation des risques

L'approche par les « régimes de régulation » a été théorisée par des chercheurs anglais au tournant des années 2000 (Hood & Rothstein, 2001; Hood et al., 2001; Hood, Rothstein, Spackman, Rees, & Baldwin, 1999). L'idée des auteurs est de constituer une grille analytique permettant de caractériser

⁹ Les auteurs parlent de sept étapes : gestation, petite enfance, enfance, jeunesse, maturité, vieillesse et décès.

et comparer des régimes de régulation des risques, applicable à des cas aussi variés que la pollution de l'air, l'usage des pesticides, les chiens dangereux ou encore la sécurité routière au Royaume-Uni. Ces régimes sont constitués d'éléments hétérogènes que ces auteurs s'emploient à spécifier, et entre lesquels ils cherchent, en particulier, à déceler des corrélations. Ces auteurs définissent donc les « régimes de régulation » comme « *la géographie institutionnelle, les idées animatrices, les règles et les pratiques associées à la régulation d'un risque ou d'un danger particulier* » ((Hood et al., 2001) traduit par nos soins). Les auteurs de ce courant (Detsyk, 2010; Hood et al., 2001) considèrent, conformément à l'approche commune aux utilisateurs du concept de régime, que les constituants du régime de régulation sont des variables interdépendantes, « faisant système ». Ils se réclament explicitement d'une approche systémique, voire « cyberbétique » puisqu'ils s'intéressent à la dynamique du système qu'ils ont défini. Par ailleurs, ces auteurs revendiquent une approche dont le point de départ est « institutionnel », mais ils s'en distancient explicitement en convenant que l'analyse doit aller au-delà de composants comme la géographie institutionnelle et les règles formelles, et explorer également « *les approches en matière de techniques d'évaluation des risques et d'élaboration des politiques, pour distinguer les pratiques, techniques ou cultures bureaucratiques et scientifiques et les cultures incorporées dans différents types de régulation des risques* » ((Hood et al., 2001) traduit par nos soins). Ils notent que les pratiques et les idées peuvent être influencées par des biais professionnels et culturels. Ils souhaitent également combiner l'analyse d'un échelon national où se conçoivent des règles et normes et des politiques publiques, et celui d'un échelon local, où des acteurs de terrain tels que des « street bureaucrates » participent également à ces processus. La notion de régime de régulation qu'ils proposent est donc volontairement large et explicitement construite sur des emprunts à diverses approches et disciplines.

Ce parti étant explicité, les auteurs s'emploient à construire une grille d'analyse précise qui ne reprend pas explicitement les quatre constituants indiqués plus haut, mais les distribue dans diverses rubriques plus fines. Nous ne présenterons pas ici en détail cette grille que nous n'avons pas souhaité utiliser, notamment parce qu'elle est très orientée vers la comparaison de régimes de régulation de risques très divers, alors que nous nous intéressons à un seul risque, de manière diachronique. En outre, le type de risques analysés par les auteurs (chiens dangereux, accidents de la route, pédophilie, ...) et le pays au centre de l'analyse (le Royaume-Uni) semblent orienter la grille d'analyse vers des dimensions qui ne semblent pas complètement pertinentes pour notre cas d'étude. En particulier, l'analyse oppose nettement un régulateur public, agissant au sein d'une géographie institutionnelle, et des acteurs « extérieurs » variés, plus ou moins organisés en lobbys, souvent très morcelés, incluant les industriels à l'origine du risque, ce qui nous semble très loin de la configuration que nous allons étudier.

Toutefois, un point nous semble important à mentionner, car il structure les modes d'explication de l'évolution des régimes présentés par Hood et ses co-auteurs : la grille qu'ils proposent distingue deux éléments constitutifs d'un régime de régulation, le « contenu » du régime de régulation (ses caractéristiques internes) et le « contexte » du régime (son environnement). Le contenu du régime est défini notamment par sa structure et son style. La structure du régime correspondrait à la façon dont est organisé institutionnellement le régime, par exemple à travers le choix du degré d'ouverture du système d'acteurs. Enfin le style correspondrait aux degrés de formalisation des procédures, ou aux conventions et attitudes des acteurs du régime, les auteurs opposant par exemple des idéaux types tels que le dialogue et le « command and control ».

Le contexte du régime comprend notamment l'attitude du public envers le risque considéré mais aussi les intérêts dits « organisés » des parties prenantes (industriels producteurs du risque, lobbies, organisations professionnelles, organisations de consommateurs...).

Nous verrons plus loin que cette dichotomie entre « contexte » et contenu » est essentielle, aux yeux des auteurs, pour expliquer l'évolution des régimes, et qu'elle est pertinente par rapport à leur idée que les facteurs exogènes sont les moteurs essentiels de cette évolution. En revanche, comme nous l'avons dit, elle ne rend pas bien compte de la configuration du système d'acteurs que nous considérerons.

Nous ne poursuivrons donc pas plus avant la présentation de la grille analytique mise au point¹⁰ par Christopher Hood et ses collègues, tout en en conservant néanmoins les hypothèses de base de leur modélisation. Notons que quelques travaux ont repris explicitement cette grille d'analyse des régimes de régulation. On trouve notamment des études de cas concernant les incidents chimiques au Canada (Quigley, 2014) , la préparation à un accident nucléaire au Royaume-Uni (Detsyk, 2010) ou encore la comparaison entre la régulation des risques industriels entre France et le Royaume-Uni (Galland, 2011).

Les forces motrices de l'évolution d'un régime de régulation

La question des facteurs d'évolution des régimes est, on l'a dit, importante pour les tenants de ce type de démarche qui cherche précisément à se doter d'outils d'interprétation des évolutions constatées. En effet, les chercheurs de ce courant constatent tous que, si les régimes de régulation

¹⁰ L'étude des deux dimensions, contenu et contexte, et de leurs différents constituants, est ensuite croisée avec les trois éléments caractérisant aux yeux des auteurs un « système de contrôle » (Hood et al., 2001): la collecte d'information, l'établissement des normes, et le modèle de modification des comportements.

qu'ils caractérisent ont une certaine continuité temporelle, ils évoluent toutefois, sur des échelles de temps longues, sous l'effet de facteurs qu'ils tentent de caractériser. Nous nous centrerons sur trois facteurs explicatifs qui nous paraissent pertinents par rapport à notre cas d'étude et qui sont repris dans des travaux ultérieurs (Detsyk, 2010) : la pression de l'opinion publique, les intérêts « organisés » et les événements dits « focalisants », ces trois facteurs n'étant d'ailleurs pas forcément indépendants.

La société exprime une sensibilité, des attentes et des demandes vis-à-vis du risque et de sa régulation. Cette pression sociétale est donc vue comme facteur d'évolution des régimes. Cette pression, poussant par exemple à une ouverture ou une transparence accrue, peut entraîner la mise en place de dispositifs de participation du public et d'organisation de « l'accountability » (Hood & Rothstein, 2001).

Les « intérêts organisés » correspondent aux intérêts scientifiques, techniques, politiques ou économiques des acteurs et organisations concernés par la régulation (régulateurs, experts, industriels, politiques, associations...). Hood met notamment en évidence les intérêts des régulés (« producers or business regulatees »), des consommateurs ou victimes mais aussi des bureaucrates et régulateurs. Ces groupes d'intérêts agiraient sur les décideurs politiques pour exercer une influence. Des auteurs comme Arie Rip ont notamment montré la relation de dépendance entre la manière d'évaluer le risque nucléaire avec les intérêts politiques des acteurs (Rip, 1986b).

Les événements focalisants correspondent en politique publique à des crises ou des événements (dans le cas d'Ala Detsyk, il s'agit d'accidents nucléaires). Pour l'auteur qui a proposé le concept : « *Un événement focalisant est un événement soudain, relativement rare, nocif ou révélateur de la possibilité de dommages futurs importants. Cet événement produit des dommages concentrés dans une zone géographique ou sur une communauté d'intérêt particulière. Il est connu des décideurs et du public simultanément* » ((Thomas A. Birkland, 1998), traduit par nos soins). Pour Kingdon par exemple, l'évènement pourrait ouvrir une fenêtre d'opportunité pour le changement (Kingdon, 1984)). Birkland et Warnement (2007) soutiennent notamment qu'un événement focalisant peut attirer l'attention et jeter un regard neuf sur des politiques publiques précédemment jugées inopportunes ou inutiles. Dans le cas de la sûreté nucléaire, Cyrille Foasso a mis en avant les mécanismes d'apprentissages déclenchés par des accidents nucléaires pour les acteurs de la sûreté nucléaire (Foasso, 2012).

Nous retiendrons de l'approche sur les régimes de régulation quelques points importants pour notre travail :

- L'approche par le régime de régulation des risques, en prônant une approche systémique, promeut la vision d'une régulation des risques qui n'est pas conçue comme la simple mise en application d'une doctrine préalablement conçue. Elle ouvre la voie à une conception différente, que nous qualifierons plus loin de constructiviste, au sens où le régime de régulation se construit progressivement dans l'action, chacun de ses constituants pouvant déclencher une dynamique propre ;
- Elle permet de questionner les liens entre les différents éléments du régime et donc de poser la question d'une supposée cohérence d'un régime de régulation, ou de son hybridation possible ;
- Elle permet d'explicitier des dynamiques dans la façon dont le risque a été traité au cours du temps en fournissant des éléments d'explication à ces évolutions.

Nous nous appuyerons donc sur le parti proposé par Hood et ses collègues, et sur la modélisation qu'ils proposent autour des quatre composantes, - l'organisation institutionnelle, les règles, les pratiques et les idées associées à la régulation d'un risque-, mais, plutôt que de la reprendre telle quelle, nous chercherons plutôt à nous en inspirer, en y rajoutant une cinquième composante.

En effet, notre perspective gestionnaire nous pousse à considérer plus explicitement le *système d'acteurs* directement impliqués dans la régulation du risque nucléaire, à savoir, en première analyse, les organisations en charge de la décision et du contrôle, celles qui assurent l'expertise, et les exploitants. Nous considérons en effet que ce système d'acteurs contribue à fabriquer le régime, dans toutes ses composantes, c'est-à-dire les dispositifs institutionnels, les règles, les pratiques, les idées..., et que ses caractéristiques propres (sa taille, sa composition, son ouverture ; les logiques, les relations et les savoirs des acteurs qui le constituent...) ont une influence sur cette fabrication.

Inversement les caractéristiques de ce système d'acteurs peuvent être influencées par ces différents éléments. Ce système d'acteurs nous semble devoir être considéré comme une composante à part entière du régime pour plusieurs raisons : il n'est pas réductible à la géographie institutionnelle du régime, et autorise à « déplier » les organisations en considérant l'action de leurs composantes internes avec leurs marges d'autonomie propre ; il permet d'accorder une attention particulière au rôle des savoirs mobilisés par ces acteurs ; il permet une approche plus sociologique de certains groupes d'acteurs expliquant la nature de leurs relations.

Le choix d'analyser le système d'acteurs s'oppose également à la proposition de répartir les acteurs en deux catégories ; l'une relevant du contexte (les producteurs du risque), l'autre du contenu (les

régulateurs). En effet, cette vision nous semble particulièrement peu adaptée au cas français de la sûreté nucléaire¹¹, où, au contraire, les interactions entre ces deux types d'acteurs sont centrales.

Pourtant, les auteurs du concept de régime de régulation eux-mêmes mentionnent l'intérêt d'analyser ce qu'ils appellent « l'inner life » du système organisationnel en charge de la régulation des risques. Pour eux, certains constats étonnants concernant la diversité des régimes de régulation ne peuvent être reliés à des variables de « contexte », alors que c'est le principe de leur modèle prédictif. Ils reconnaissent que *« certaines anomalies repérées dans les régimes de régulation ...peuvent disparaître quand nous nous penchons pas seulement sur le contexte mais aussi sur la vie institutionnelle des régimes de régulation, notamment l'organisation micro-politique et culturelle et les activités des bureaucrates et technocrates en charge de la régulation »* ((Hood et al., 2001), traduit par nos soins). Mais ils ne traduisent pas ce constat dans leur grille d'analyse. L'idée de compléter la modélisation des régimes avec une composante « système d'acteurs » (que l'on va distinguer de la géographie institutionnelle) semble alors pertinente.

Par ailleurs, pour les sciences de gestion, mais également pour les sociologues de l'action publique, les acteurs, dans les relations inter ou intra-organisationnelles, adoptent des comportements, prennent des décisions et organisent largement leurs interactions, autour de dispositifs variés (procédures et instruments notamment) qu'ils contribuent également à produire. Les règles « formelles » du modèle des auteurs du régime de régulation peuvent donc être analysées comme des instruments autant au sens des gestionnaires (Aggeri & Labatut, 2014; Moisdon, 1997) que des sociologues de l'action publique et des politistes (Halpern, Lascombes, & Le Galès, 2014; Hood, 1983) Nous verrons plus loin comment ce composant du régime sera au centre de notre analyse (voir 2).

1.2.3. Le choix d'un cadre d'analyse pour analyser le régime de régulation de la sûreté nucléaire

Nous avons donc tenté de créer notre propre modèle pour étudier le régime de régulation de la sûreté nucléaire. Nous avons choisi de mettre en évidence cinq composants, qui reprennent en partie les composants identifiés par les auteurs du modèle de régime de régulation présenté précédemment. Conformément aux justifications qui précèdent, nous ajoutons au modèle initial le système d'acteurs, élément que nous différencions de l'architecture organisationnelle, qui remplace et précise « la géographie institutionnelle ». De plus, comme nous l'explicitons plus loin, nous

¹¹ Les producteurs de risque, à savoir les exploitants (EDF, AREVA et le CEA) sont des parties prenantes de la régulation et sont des entités en partie publiques.

théoriserons les règles comme des « instruments de régulation », c'est pourquoi, dans le modèle que nous schématisons plus bas, nous remplaçons la notion de règles par celles d'instruments. Les cinq composants retenus sont donc les suivants : l'architecture organisationnelle, les pratiques de régulation, les instruments de régulation, le système d'acteurs, et la philosophie de la régulation. Nous les avons représentés sur la Figure 2. Explicitons maintenant la signification que nous donnons à chacun de ces éléments.

L'architecture organisationnelle correspond à l'architecture des organisations du régime de régulation telle qu'elle est institutionnalisée : la définition générique des organisations concernées (l'exploitant, le contrôleur et l'expert) et de leurs attributions, la répartition de leurs rôles, et la nature des relations formelles entre ces organisations. Par exemple, en France, l'exploitant est responsable de la sûreté, et à ce titre produit une démonstration de sûreté, soumise à une expertise, et donnant lieu à une décision de la part du contrôleur.

Les instruments de régulation peuvent recouvrir des règles aux statuts variés : règles internes aux exploitants, notes de doctrine du contrôleur, ou encore le cadre réglementaire et législatif de la sûreté nucléaire. Ces instruments peuvent être formels ou informels, réglementaires ou non, coercitifs ou incitatifs. Ils incorporent des savoirs, scientifiques et techniques, mobilisés par les différents acteurs.

Les pratiques de régulation correspondent aux différentes formes que peut prendre l'activité de régulation dont nous avons mis en lumière certaines modalités dans la partie I : cadrage du risque, évaluation des risques, processus de conception des règles, modalités de contrôle, d'inspection, de décision, Certaines de ces pratiques sont cadrées institutionnellement et renvoient à ce que nous avons appelé ci-avant les relations formelles entre les organisations, mais elles ne se résument pas à ce cadrage institutionnel et peuvent en déborder largement.

Le système d'acteurs, comme on l'a déjà dit, renvoie à la fois à la composition du groupe d'acteurs considérés, éventuellement déclinés à différents niveaux des organisations (pouvant aller, le cas échéant, jusqu'aux individus), à leurs logiques d'action, à leurs savoirs et leurs relations.

Enfin, la philosophie de la régulation correspond aux « *conventions qui gèrent les pratiques de régulation et les attitudes des acteurs de la régulation* » (Detsyk, 2010). Elle peut inclure par exemple des préférences pour un modèle de contrôle (cf. 1.1.3), une position sur la place de la science, une vision politique du rôle de la société dans le modèle de régulation, etc.

Nous avons représenté ces cinq composants dans le schéma ci-dessous, en mettant en lumière leurs degrés variables d'observabilité et d'objectivation. En effet, nous considérons que certains éléments (l'architecture organisationnelle et les instruments de régulation) sont plus facilement appréhendables que d'autres, qui demandent une analyse beaucoup empirique plus poussée, ou même (c'est le cas de la philosophie de la régulation), qui sont davantage le reflet d'une reconstitution et d'une interprétation du chercheur à partir des autres composants, même si on peut en détecter certaines traces empiriques.

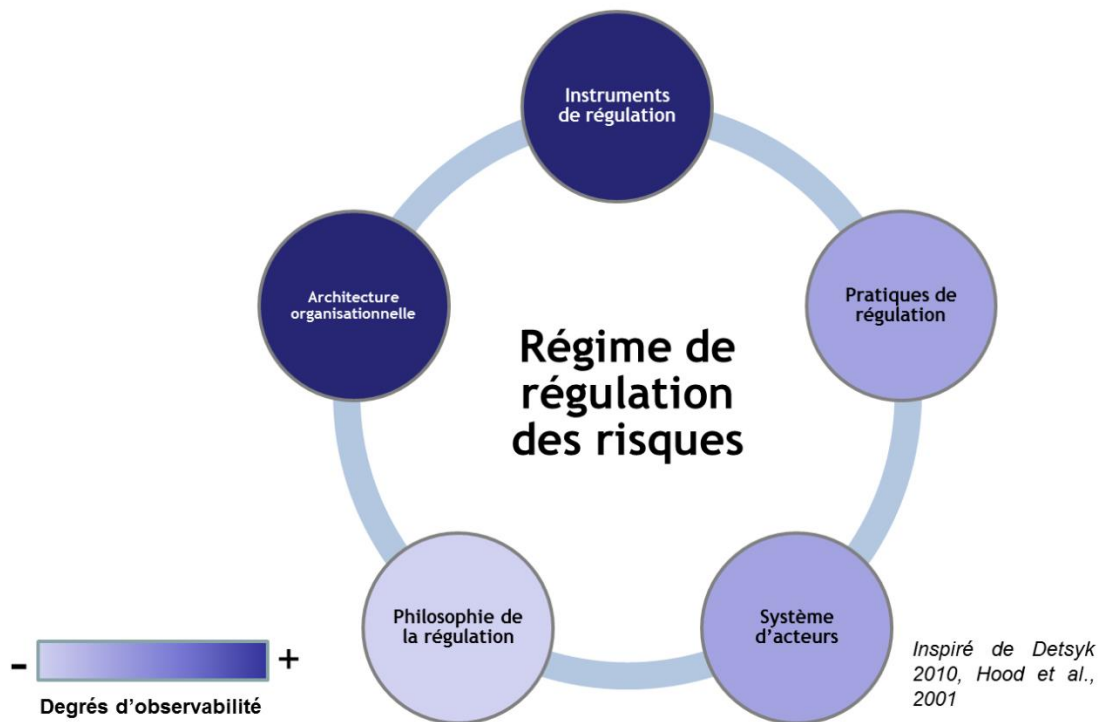


Figure 2 : Représentation d'un régime de régulation des risques

A l'aide de cette modélisation, nous avons pour objectif de caractériser le régime français de régulation des risques nucléaires et d'analyser son évolution, sur une cinquantaine d'années. Les cinq composantes identifiées nous fournissent un guide pour nos investigations empiriques, et une grille pour juger de l'évolution du régime. En effet, la considération des cinq composantes, de la perte d'homogénéité intrinsèque de certaines d'entre elles, ou des éventuelles divergences qu'on observe entre elles au fil du temps, peut nous fournir des indices d'une évolution du régime. Sur cette base, nous serons amenés à proposer la notion d'hybridation d'un régime, que nous définirons comme la coexistence, à des degrés variés, de composants d'un régime A avec ceux d'un régime B. Nous partons de l'idée que le changement d'une composante a de fortes chances d'aboutir à des changements de l'ensemble des parties du système (après un temps suffisamment long) dans la

mesure où ces composantes sont interdépendantes. Pour parler d'hybridation il faut que chaque régime de départ ait une identité c'est-à-dire une forme d'équilibre ou de cohérence qui lui est propre.

Ce processus d'hybridation peut s'analyser à deux niveaux. D'une part, on peut imaginer que les cinq composants d'un régime n'évoluent pas tous simultanément : l'architecture organisationnelle peut par exemple évoluer, sans que le système d'acteurs ne semble modifié. D'autre part, l'hybridation peut s'effectuer au sein même d'un des composants du régime. Par exemple, un instrument de régulation correspondant au régime de type A pourrait coexister avec un instrument correspondant au régime de type B. Faire l'hypothèse d'une hybridation possible questionne donc également la cohérence d'un régime de régulation.

A l'aide de cette modélisation d'un régime de régulation, et de la notion d'hybridation, nous ambitionnons de fournir une vision du régime français de régulation des risques nucléaires et de son évolution sur une cinquantaine d'années, c'est-à-dire depuis sa naissance. Toutefois, nous pensons qu'il est possible d'aller plus finement dans l'analyse de la constitution et de l'évolution d'un tel régime, en entrant par un de ses composants : les règles. Pourquoi cette démarche ?

Si les auteurs considèrent que le concept de régime de régulation permet d'analyser des évolutions (Hood & Rothstein, 2001; Hood et al., 2001), le concept a surtout été utilisé dans une optique comparative. Nous considérons qu'avec cette approche, nous pouvons, comme nous l'avons dit, caractériser globalement l'évolution d'un régime sur un demi-siècle, mais qu'elle ne permet pas d'observer des dynamiques d'une manière fine, et notamment d'analyser des facteurs d'évolution en lien avec les pratiques des acteurs. Or la vision d'un régime de régulation des risques comme la forme prise, à une période donnée, par un système composé de constituants interdépendants, autorise à faire l'hypothèse que l'étude de la dynamique d'un de ces constituants peut être une démarche féconde. En effet, cette vision postule une forme d'autonomie de chacun des constituants du système. A ce titre, l'entrée par les règles, que nous avons choisi de théoriser comme des instruments, pourrait fournir des éléments de compréhension de la conception et de l'évolution du régime, non observables à un niveau plus global.

Un premier intérêt de ce choix est méthodologique : comme cela apparaît sur notre schéma, tous les éléments du régime ne sont pas également observables. A la différence, notamment, de la philosophie du régime, l'instrument apparaît comme un élément observable, dans un monde (la sûreté nucléaire) où l'activité se traduit massivement par des écrits (règles, procédures, rapports,

notes d'études, comptes rendus de réunions...), ce qui assure une précieuse traçabilité de la production ou de l'évolution des instruments qui nous intéressent.

Le deuxième intérêt est théorique. Comme nous allons le voir dans la section suivante, en concentrant notre intérêt sur la règle, théorisée comme un instrument, nous pouvons nous appuyer sur les courants de recherche qui ont étudié les instruments de gestion et les instruments d'action publique.

2. Entrer dans le régime de régulation des risques par les instruments

Théoriser la règle comme un instrument est un choix à expliciter, d'abord parce que la notion de règle a fait l'objet de multiples développements théoriques. Le courant de l'analyse stratégique, notamment, créé par Michel Crozier, met la règle « sociale » au cœur de l'action collective et traite des jeux de pouvoir entre les acteurs. Les travaux de Crozier et Friedberg (Crozier & Friedberg, 1977) proposent de comprendre comment les acteurs, dotés d'autonomie et d'une rationalité limitée (Cyert & March, 1963; Simon, 1957), entrent en interaction dans un système. La métaphore du jeu, largement utilisée par ces auteurs, évoque la conciliation de la liberté et de la contrainte. Les « règles du jeu » renvoient au corps de règles de toute nature qui encadrent les interactions entre les acteurs, qui « règlent » leur coopération. Mais c'est surtout Jean Daniel Reynaud (Reynaud, 1997), avec sa théorie de la régulation sociale, qui a prolongé ces approches en cherchant à comprendre comment les règles se construisent dans les organisations. Pour Reynaud, « *la règle est un principe organisateur. Elle peut prendre la forme d'une injonction ou d'une interdiction visant à déterminer strictement un comportement. Mais elle est plus souvent un guide d'action, un étalon qui permet de porter un jugement, un modèle qui oriente l'action* » (Reynaud, 1997). Nous retiendrons d'abord de cette approche qu'elle met en évidence que les règles sont au centre d'une action collective et que leur élaboration ne s'effectue pas *ex nihilo* (elles sont dépendantes d'une histoire et de l'environnement). Le deuxième point intéressant est la mise en évidence qu'il existe, au sein d'une organisation, plusieurs sources de régulation, « de contrôle » (règles émises par les dirigeants en direction des exécutants) et autonome (règles que se donnent les exécutants, en fonction de leur stratégie). Le compromis entre ces deux sources de règles produit une régulation « conjointe », les « règles du jeu » social (Reynaud, 1988).

Ces approches ont en commun l'idée que les règles sont produites par des jeux d'acteurs (Chiapello & Gilbert, 2013) et lient la notion de règle à celle de négociation, vision que nous retrouverons dans nos analyses. Néanmoins elles analysent des situations très différentes de celles qui vont nous intéresser. En effet, les règles qui sont au centre de notre analyse ne sont pas des règles sociales

(« des règles du jeu ») qui encadrent et produisent les interactions permanentes entre acteurs dans une organisation, ni des règles de gestion « *guides de conduite censés assurer la performance de l'organisation, grâce à la conformation des comportements humains qu'elles obtiennent* » (Moisdon, 2007). D'une part, les règles qui nous intéressent formalisent une doctrine en matière de gestion des risques qui s'inscrit dans une relation institutionnelle entre deux organisations différentes, un régulateur et un régulé. D'autre part, elles ont pour objectif essentiel de guider des choix et des pratiques qui concernent la conception des installations nucléaires, et non la gestion quotidienne. Enfin elles ont la particularité d'incorporer des formalisations quantifiées, appuyées sur des savoirs scientifiques, aspect qui semble relativement absent des approches sociologiques que nous avons évoquées. Cette dernière caractéristique les rapproche des « outils » théorisés par la recherche en gestion, qui définit ces outils comme un ensemble de raisonnements et de connaissances reliant de façon formelle un certain nombre de variables issues de l'organisation (Moisdon, 1997). Moisdon fait toutefois la distinction entre les règles et les outils (ou instruments), ces derniers n'étant pas nécessairement prescriptifs mais « *censés principalement instruire les choix, les orienter, les évaluer* » (Moisdon, 1997). Il existerait d'ailleurs des règles sans instruments et des instruments sans règles (Moisdon, 2007), même si les instruments peuvent alimenter des règles. Dans le cas qui nous occupe, l'imbrication entre les deux notions est forte.

Il nous apparaît dès lors essentiel de considérer d'autres types d'approches, qui mettent l'accent sur la capacité de la règle à transformer les stratégies et les comportements des acteurs, celle-ci devenant ainsi un outil ou un instrument. Pour les gestionnaires (Hatchuel & Moisdon, 1993), ce sont les activités auxquelles contribue l'instrumentation, quelle qu'en soit la nature, qui permettent de qualifier celle-ci de gestionnaire. Pour être dit « de gestion », un instrument doit participer à trois acte élémentaire de la gestion : déléguer, évaluer, coordonner (Hatchuel & Moisdon, 1993). Ces activités acquièrent une dimension gestionnaire dès lors qu'elles transforment effectivement les relations et les apprentissages entre acteurs. Une approche généalogique des outils et instruments¹² menée par (Aggeri & Labatut, 2014) a tenté d'analyser les filiations en les replaçant dans « *les débats théoriques et pratiques dans lesquels ils ont été conçus et ont été diffusés* » (Acquier & Aggeri, 2007). Nous ne prétendons pas donner une vision exhaustive de ces approches théoriques et de leur généalogie, mais nous pouvons mentionner qu'elles s'inscrivent dans une critique de la raison instrumentale : « *la question de recherche n'est pas celle de la conception d'outils efficaces,*

¹² Nous reviendrons sur l'intérêt de l'approche généalogique pour notre travail dans la section consacrée à la méthodologie.

axiologiquement neutres, censés manifester l'expression de volontés » mais, au contraire, de s'interroger sur les effets induits – et souvent inattendus - des instruments sur les dynamiques d'action collective » (Acquier & Aggeri, 2007). Dans cette perspective, l'instrument n'est plus seulement un médiateur mais il participe à la transformation des activités et des organisations.

Nous considérons donc qu'il est possible d'adopter cette perspective pour comprendre le fonctionnement d'un régime de régulation en théorisant la règle comme outil ou instrument de gestion¹³ ou encore comme instrument d'action publique. En nous appuyant sur les travaux des gestionnaires, politistes et sociologues qui ont adopté une approche par les instruments, nous tenterons de construire notre grille d'analyse de ce que nous appellerons l'« instrument de régulation des risques ». Ensuite nous développerons l'intérêt méthodologique d'étudier les instruments.

2.1. Les instruments de régulation des risques

L'intérêt croissant marqué par différentes disciplines pour une approche par les instruments a conduit à une multiplication des travaux sur ce thème. Quelques auteurs ont donc cherché à proposer des synthèses. Ainsi, en 2007, Christopher Hood (Hood, 2007) a cherché à synthétiser les travaux sur les instruments et repère notamment une approche que l'auteur considère comme « sociologique », (qui est en fait, comme nous allons le voir, traitée à travers plusieurs disciplines, notamment les sciences politiques et les sciences de gestion). Cette approche se propose d'analyser « *les dynamiques de construction permanente des instruments et l'appropriation par les acteurs* » (Lascoumes & Simard, 2011).

Dans un autre ouvrage de synthèse, Eve Chiapello et Patrick Gilbert (Chiapello & Gilbert, 2013) ont défini trois grandes familles liées au courant des outils ou instruments : des approches critiques, des approches institutionnalistes et des approches interactionnistes. Pour ces auteurs, il s'agit de faire dialoguer les différentes approches, multiplier les angles d'analyse et combiner les focales micro, méso et macro. Nous allons tenter de construire une approche combinant majoritairement les travaux en sciences politiques et en sciences de gestion pour créer une grille d'analyse pertinente pour notre travail.

¹³ Si certains auteurs en gestion ne différencient pas l'outil de l'instrument de gestion, d'autres, comme Franck Aggeri (Aggeri & Labatut, 2014) considèrent que l'instrument est « le produit d'une opération de pensée supérieure ». L'outil serait alors un « auxiliaire du manager ».

2.1.1. Les outils et instruments des gestionnaires et politistes : le pouvoir aux outils et instruments

Les approches politiques et gestionnaires concernant les instruments ont suivi des trajectoires parallèles (Aggeri & Labatut, 2014) et partent d'un postulat similaire : les outils et instruments ne sont pas « neutres » et possèdent des effets propres. En France, les sciences de gestion, la sociologie ou la science politique ont contribué à légitimer des analyses sociales sur les outils et les instruments. Dès les années 1980, Michel Berry mettait en lumière l'intérêt de travailler sur les instruments de gestion qu'il considérait comme « *des éléments décisifs de la structuration du réel, engendrant des choix et des comportements échappant aux prises des hommes, parfois à leur conscience* » (Berry, 1983). Ces premières analyses ont débouché sur toute une série de travaux qui ont développé le rôle central des outils de gestion dans l'apprentissage, la transformation ou l'exploration de nouveaux fonctionnements pour les organisations (Moisdon, 1997).

D'autres travaux mettent en avant la notion de « technique managériale » (Hatchuel & Weil, 1992) qui intègre celle d'outils de gestion. Montrant comment les outils de gestion peuvent porter des dynamique de rationalisation managériale, Hatchuel et Weil (1992) ont tenté de caractériser « une technique managériale » par trois éléments en interaction :

- un substrat technique, qui correspond à la formalisation qui permet à l'instrument de fonctionner,
- une philosophie gestionnaire qui concerne « *le système de concepts qui désigne les objets et les objectifs formant les cibles d'une rationalisation* » (Hatchuel & Weil, 1992),
- une vision simplifiée de l'organisation, c'est à dire une vision « *des rôles que doivent tenir un petit nombre d'acteurs sommairement, voir caricaturalement définis* » (Hatchuel & Weil, 1992).

La vision des instruments de gestion proposée par Aggeri nous semble emprunter à la fois aux sciences de gestion et aux sciences politiques : les instruments de gestion « *comportent une dimension politique implicite ou explicite, susceptible d'être révélée dans le cadre d'actions organisées et finalisées* » (Aggeri & Labatut, 2014). L'instrument peut également être analysé comme le résultat d'un « projet stratégique » au niveau de l'organisation (Chiapello & Gilbert, 2013) mais aussi, dans un cadre plus large, être « *porteur d'une conception concrète du rapport politique/société et soutenu par une conception de la régulation* » (Lascoumes & Le Galès, 2004).

Si Foucault ne développe que très peu la question des instruments, il a néanmoins fortement inspiré des auteurs comme Pierre Lascoumes et Patrick Le Galès, qui ont poussé, en France, le développement de l'étude de l'instrumentation de l'action publique. Pour cela, ils se sont appuyés sur des auteurs anglo-saxons pionniers, comme Hood, inspirateur du régime de régulation des

risques, et qui avait notamment développé une typologie des instruments de gouvernement dans des travaux antérieurs (Hood, 1983). L'instrument d'action publique est défini comme « *un dispositif à la fois technique et social qui organise des rapports sociaux spécifiques entre la puissance publique et ses destinataires en fonction des représentations et des significations dont il est porteur* » (Lascoumes & Le Galès, 2004) (...) « *Cette instrumentation prend classiquement les formes de directives plus ou moins sanctionnées (lois, règlements), de rapports financiers (prélèvements fiscaux/aides économiques directes et indirectes) et de connaissance et comparaison des populations (observations statistiques)* » (Lascoumes, 2004). Nous le verrons plus tard, ces instruments sont porteurs d'une vision de la relation régulateur/régulé et traceurs du changement (Halpern et al., 2014; Lascoumes, 2007). De plus, l'instrument aurait des effets propres, en créant des effets d'inertie (dus à la robustesse des instruments préexistants et à des routines institutionnelles), en étant producteur d'une représentation spécifique de l'enjeu qu'il traite et en induisant une problématisation particulière de ce même enjeu. Enfin, la mise en œuvre de l'instrument serait une occasion de saisir les effets de résistances, de blocages mais également des effets originaux ou inattendus (Halpern et al., 2014).

Les approches des politistes et sociologues de l'action publique dialoguent donc celle des sciences de gestion, au-delà de la différence des univers explorés.

En nous appuyant sur ces travaux pour traiter de la régulation des risques, nous poserons donc comme hypothèses que :

- L'instrument possède un substrat technique, vu comme un agencement de savoirs scientifiques et techniques au sein d'une doctrine de régulation ;
- L'instrument est conçu et mis en œuvre par un système d'acteurs autour de jeux stratégiques ;
- L'instrument est porteur d'une vision politique de la relation régulateur/régulé ;
- L'instrument n'est pas neutre et est en capacité de produire des effets multiples.

En choisissant d'étudier les règles du régime de régulation comme des instruments, nous disposons ainsi d'un cadre qui affirme le caractère central des savoirs scientifiques incorporés dans ces règles, qui met l'accent sur certaines des interactions entre les règles et les autres constituants du régime (système d'acteurs, philosophie), qui postule l'autonomie des effets de l'instrument sur l'ensemble du régime.

Enfin, considérer les règles comme des instruments revêt pour nous une signification forte : nous nous éloignons ainsi d'une problématique à connotation juridique, celle de la vérification de la

conformité des comportements à une règle, pour nous intéresser davantage à la règle comme support de l'action et productrice d'effets, et ainsi étudier comment un système transforme l'instrument et est transformé par ce dernier, en cohérence avec le schéma du régime de régulation présenté plus en amont.

En reprenant la définition de Borraz (2015) sur la régulation des risques, nous parlerons dans notre travail « d'instruments de régulation des risques » et considérerons qu'ils ont pour objectif d'évaluer et/ou de contrôler et/ou d'organiser les activités à risques. Nous partons donc du double postulat que l'instrument est un puissant analyseur du régime de régulation, mais qu'il peut aussi participer à sa fabrication. Nous allons maintenant analyser comment, par l'analyse fine de deux processus : la conception et la mise à l'épreuve des instruments sur les sites nucléaires, nous pouvons enrichir notre compréhension du modèle de régime de régulation des risques, et notamment de sa dynamique (cf. Figure 3).

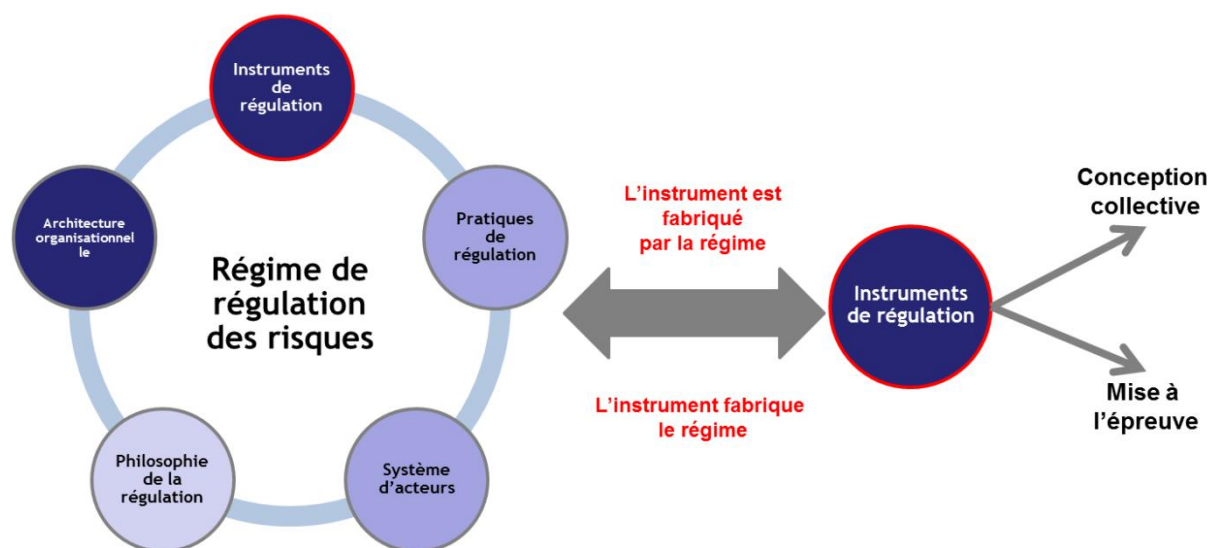


Figure 3 : Schéma conceptuel de notre cadre d'analyse théorique

2.1.2. L'étude de deux processus : la conception collective et la mise à l'épreuve des instruments

Pour apporter une vision complémentaire à l'approche inspirée par le modèle de Hood (Hood et al., 2001), nous nous attacherons à regarder les rôles et les effets des instruments sur le régime de régulation. Ce type d'approche est plus « interactionnelle » qu'institutionnaliste (Chiapello & Gilbert, 2013). L'accent est « mis sur l'autonomie des acteurs qui disposent des moyens (construction de sens, pouvoir d'agir, capacité stratégique...) qui leur confèrent des espaces de liberté qu'ils savent exploiter » (Chiapello & Gilbert, 2013).

Dans un premier volet, nous tenterons d'analyser le processus de conception collective d'un instrument en cherchant à mettre en évidence comment il contribue à fabriquer le régime de régulation des risques.

Pour ce faire, nous faisons le choix de nous intéresser au processus de conception collective de l'instrument comme un travail, en nous inspirant librement du concept de « travail d'organisation », proposé par Gilbert de Terssac au début des années 2000, qui proposait d'appréhender l'organisation « comme action, non comme entité ». Le « travail d'organisation » était alors conceptualisé comme le processus qui produit l'organisation à travers des échanges dans lesquels les sujets « *se constituent comme collectif ; en même temps, ils construisent le cadre de leurs actions et de leurs interactions par apprentissages et négociations* » (de Terssac, 2011). Il nous semble donc intéressant de transposer cette vision à la question de la régulation des risques, en partant d'une hypothèse identique, c'est-à-dire en appréhendant la régulation comme action, et non comme système stabilisé, et en retenant l'idée qu'il s'agit d'un processus d'échanges négociés, construisant un collectif, ici transversal à plusieurs organisations, mais aussi fabriquant les actions et les interactions. Ce travail est dans notre cas le travail autour d'un objectif commun : réguler le risque nucléaire et, par ce biais, assurer la sûreté des installations nucléaires. C'est pourquoi nous faisons ici le choix de nommer « travail de régulation », ce travail inter-organisationnel autour de cet objectif commun.

La vision, que nous venons de présenter, de la conception collective de l'instrument comme « travail de régulation », braque le projecteur sur les relations entre acteurs, et leur rôle dans la fabrication de l'action. Toutefois, si nous mobilisons parallèlement des travaux de recherche en gestion qui postulent que « *le principe fondamental d'une théorie de l'action collective est l'inséparabilité des savoirs et des relations* » (David, Hatchuel, & Laufer, 2012), nous sommes conduit à accorder une importance égale aux savoirs mobilisés, transformés, partagés, et finalement construits collectivement dans les relations entre les acteurs qui conduisent le processus de conception des instruments de régulation. S'agissant d'instruments appuyés sur des connaissances scientifiques, ce qui leur confère aussi une légitimité, l'attention à cette composante du travail de régulation est importante, et nous essaierons de l'analyser le plus finement possible.

L'intérêt d'utiliser la notion de travail de régulation est finalement pour nous une manière de mettre l'accent sur le rôle essentiel, dans la production du régime de régulation, de cette action collective dans la durée, qui, si elle est bien sûr cadrée par un certain nombre de dispositifs institutionnels, n'est pas complètement pré-déterminée par ces dispositifs. En effet, en analysant le déroulement du « travail de régulation » portant sur deux instruments, nous découvrirons que ses résultats sont en partie imprévisibles ou, pour être plus précis, qu'ils ne résultent pas mécaniquement d'une doctrine

qui aurait été fixée en amont, ni même d'un processus exclusivement politique de négociation entre les grands acteurs de la sûreté nucléaire. Pour notre travail, nous ne nous intéresserons finalement assez peu à la question du choix des instruments (Hood, 2007; Varone, 1998) au sens de la recherche « *de l'adéquation entre un objectif politique publique et les moyens possibles de l'atteindre* » (Lascoumes & Simard, 2011), qui constitue plutôt une vision *ex ante* et macroscopique des instruments mais au processus de conception par les acteurs.

Différents travaux ont déjà mis l'accent sur les facteurs influant sur la conception d'un instrument, processus qu'ils assimilent aussi à un « travail ». Par exemple, la conception d'un instrument comme le Red Book (Boudia & Demortain, 2014) résulte, aux yeux de ces auteurs, d'un « important travail politique et cognitif ». Les travaux d'Emmanuel Martinais sur l'écriture des règlements, et notamment les Plans de Prévention des Risques Industriels (PPRI) (Martinais, 2010), mettent en évidence, nous l'avons dit, que si les PPRI sont le prolongement de la loi, ils sont surtout issus du travail d'une « sous-administration » très autonome, en dépit d'une forte pression politique. Les jeux de pouvoir à cette échelle micro participent alors activement à la production des règlements. Mais l'auteur souligne également la capacité des acteurs à inventer des réponses aux problèmes qui leur sont soumis, leurs stratégies changeantes, et, *in fine*, la maîtrise partielle qu'ils ont de leurs productions. Nous confronterons cette vision du travail de régulation à celle d'autres auteurs qui ont souligné un autre phénomène, qui, s'il n'est pas nécessairement contradictoire avec la thèse précédemment évoquée, semble la tempérer fortement : il s'agit de la forte dépendance au sentier (Palier, 2014; Palier & Surel, 2010) qui peut exister autour des savoirs, des pratiques et des instruments existants, constituant des formes de « verrous » contraignants pour les choix futurs (Pierson, 2000, 2004)

Dans un second volet, nous nous efforcerons de suivre la mise à l'épreuve sur les sites nucléaires d'instruments génériques, conçus au niveau central, en partant du postulat qu'elle est créatrice d'effets attendus ou inattendus (Halpern et al., 2014; Moisdon, 1997) pour le régime de régulation, à travers un processus de contextualisation situé dans le temps et dans l'espace. Nous utiliserons également le concept de travail de régulation en montrant que celui-ci peut être analysé travers une série d'épreuves, génératrices de controverses, qui poussent les acteurs à interpréter, ajuster, transformer la règle générique pour lui donner un contenu opérationnel sur le site, mais qui parfois, simultanément, transforment le cadrage initial de la problématisation du risque, le périmètre et les relations des acteurs concernés, l'espace des solutions explorées. Ce faisant, ces opérations contribuent à une transformation du régime de régulation. Ces épreuves sont aussi des situations privilégiées pour la compréhension du système, comme l'explique Madeleine Akrich (Akrich, Callon,

& Latour, 2006) : « *les moments d'épreuve, de conflit, de controverse constituent un outil d'analyse majeur, car la lisse ordonnance des choses et des gens se trouve défaite, livrant du même coup la composition de ce qui est engagé dans les situations pacifiées et montrant l'ampleur du travail nécessaire pour faire tenir ensemble ces éléments* ».

2.2. L'instrument comme entrée méthodologique pour comprendre le régime de régulation

Les développements théoriques successifs en gestion et en sciences politiques nous ont également permis de mentionner l'intérêt méthodologique d'une entrée par les instruments, pour étudier l'action collective, et donc pour notre cas, la régulation des risques. De plus, dans un domaine où la mémoire est un enjeu important (Bretesché & Ponnet, 2013), les instruments constituent une trace matérielle, laissée par les organisations, donnant ainsi à voir les trajectoires de cette action collective.

2.2.1. L'instrument comme outil d'investigation des organisations en charge de la régulation

Jean-Claude Moisdon (2005) explique que l'étude des instruments revient à poursuivre le précepte de Foucault : « *Plutôt que de pourchasser le pouvoir dans sa substance, continuellement indéfinie, le cerner par les modalités concrètes et souvent modestes par lesquelles il s'exprime* » (Foucault, 1994a). Les travaux de Moisdon (Moisdon, 1997, 2005) ont mis en évidence que l'instrument pouvait être considéré comme un outil d'investigation des fonctionnements organisationnels. La confrontation entre l'instrument et l'organisation conduirait alors à l'explicitation des lois de cette dernière et permettrait donc au chercheur de dévoiler les fonctionnements des organisations. De multiples études de cas illustrent ce phénomène, par exemple celle qui traite de l'analyse de risques dans le secteur pétrolier (Hatchuel & Moisdon, 1984; Moisdon, 1997). Ces travaux nous montrent comment une nouvelle méthode d'analyse de risque intégrant une vision de l'organisation particulière (fortement intégrée, transverse...), a révélé, sur le terrain des fonctionnements organisationnels à l'opposé de cette vision, ce qui a mis à mal l'implémentation de ce nouvel outil de gestion.

Or l'instrument, conçu au niveau central, intériorise une vision particulière de l'organisation qui, lors sa contextualisation sur un site d'exploitation, peut se révéler décalée, ou incomplète. Cette problématique rejoint l'opposition entre la notion d'instrument « générique et circulant » et celle d'instrument « inscrit et situé » que certains auteurs appellent à regarder conjointement, pour une analyse des instruments « dans tous leurs états » (Chiapello & Gilbert, 2013). L'état circulant et générique peut se présenter sous formes de règles, de prescriptions professionnelles, ou encore

de « best practices ». Ces formes sont conçues pour voyager, être adoptées ou implémentées dans un grand nombre de situations. L'instrument existe alors « *indépendamment de ses usages et du contexte d'application* » (Chiapello & Gilbert, 2013). Mais l'instrument existe aussi sous une forme inscrite et située. Il est alors importé, adopté, ajusté, traduit ou édité. Dans cette forme contextualisée, l'instrument ne se définit vraiment que « *dans ses usages situés* » (Chiapello & Gilbert, 2013) qui, en outre, peuvent impliquer des catégories d'acteurs différentes.

On peut donc considérer que l'instrument est un outil intéressant d'investigation des organisations, et ce, sous ses différentes formes et à différentes échelles d'analyse.

2.2.2. L'instrument comme traceur des changements et révélateur du régime de régulation

De même que, pour les sciences de gestion, les techniques managériales incorporent une philosophie gestionnaire et une vision de l'organisation, pour les sciences politiques, l'instrument serait porteur d'une théorisation politique implicite. L'instrument est alors un marqueur concret de l'action publique permettant d'étudier le rapport « gouvernant/gouverné » ou « régulateur/régulé » (Halpern et al., 2014; Lascoumes & Simard, 2011). En ce sens, l'instrument constitue une excellente entrée pour étudier un régime de régulation car il permettrait de saisir cette relation et de « tracer » ses transformations : « *l'approche par les instruments constitue un excellent traceur de changement au-delà du volontarisme des acteurs et des rhétoriques politiques. Dans ce sens, elle constitue une nouvelle perspective méthodologique pour l'étude de l'action publique et privilégie une entrée par l'observation et l'analyse de dimensions aussi discrètes que significatives. Elle incite à saisir l'action publique dans sa matérialité* » (Lascoumes & Simard, 2011). Comme ces auteurs, nous mettrons à profit le fait que l'instrument laisse une trace, que nous nous efforcerons de suivre sur le temps long, en en établissant une généalogie.

L'ensemble de ces développements théoriques nous amène maintenant à préciser les questions de recherche qui vont organiser notre travail, nous permettant en particulier de faire le lien entre l'étude du régime de régulation et l'entrée par les instruments.

3. Le choix des questions de recherche

A l'aide de ce cadrage, nous sommes maintenant en mesure de préciser notre problématique générale : **Comment se constituent et évoluent les régimes de régulation de la sûreté nucléaire en France ?** Nous la déclinons en trois questions de recherche.

3.1. Caractériser le régime de régulation et ses évolutions : un point de départ institutionnaliste

Dans un premier temps, notre objectif sera, en partant de la modélisation que nous avons proposée à partir des travaux sur le régime de régulation (Detsyk, 2010; Hood et al., 2001) de caractériser le régime français de régulation des risques nucléaires et d'en analyser les évolutions. Nous le ferons sur plusieurs périodes distinctes (années 1945-1969 ; 1969-1986 ; 1986-2017) Cette première étape nous conduira notamment à mener une analyse des éléments du régime de régulation tels que nous l'avons modélisé précédemment (Figure 2). Cette approche, comme Hood et ses collègues l'expliquent eux-mêmes (voir ci-avant), a une base de départ institutionnaliste, mais elle s'affranchit de ce courant en modélisant un régime de régulation selon des dimensions qui empruntent librement à d'autres points de vue. Cette première analyse permettra de faire une photographie macroscopique caractérisant, à plusieurs moments, le régime de régulation, et de poser l'hypothèse d'une hybridation de ce régime sur le long terme.

La question de recherche 1 est donc la suivante : **Comment caractériser le régime de régulation de la sûreté nucléaire et son évolution ?**

3.2. Contribution et effets des instruments sur le régime de régulation des risques : une approche interactionnelle

Dans un second temps et pour enrichir le modèle de Hood (Hood et al., 2001), nous nous attacherons à regarder les rôles et les effets des instruments sur le régime de régulation dans une approche plus interactionnelle (Chiapello & Gilbert, 2013). Dans un premier volet, nous tenterons d'analyser le processus de conception collective de trois instruments en cherchant à savoir comment il contribue à fabriquer le régime de régulation des risques. Nous utiliserons notamment le concept de travail de régulation pour analyser la manière dont les acteurs conçoivent des instruments, dans le cadre d'un processus d'échanges négociés, et construisent simultanément le collectif et les connaissances qu'il partage. En ce sens, nous montrerons comment ce travail de régulation fabrique le régime de régulation.

La question de recherche 2 est donc la suivante : **Comment le processus de conception des instruments contribue-t-il à la fabrication du régime de régulation des risques ?**

Dans un second volet, nous nous efforcerons de suivre la mise à l'épreuve d'instruments génériques, quand ils sont opérationnalisés sur un site, en partant du postulat qu'elle est créatrice d'effets attendus ou inattendus (Halpern et al., 2014; Moisdon, 1997) pour le régime de régulation. Nous utiliserons également le concept de travail de régulation pour analyser la manière dont les

instruments sont mis à l'épreuve. En effet, l'instrument passerait alors par une série d'épreuves aux effets multiples et parfois imprévus qui entraînent des ajustements permettant de le contextualiser, mais qui contribuent en même temps à la consolidation ou à l'ébranlement du régime de régulation en vigueur. La question de recherche 3 est donc la suivante : **Quels sont les effets de la mise à l'épreuve des instruments sur le régime de régulation ?**

Méthodologie de la recherche

Ce travail de thèse s'inscrit dans le cadre d'un programme ANR intitulé AGORAS (Amélioration de la gouvernance des organisations et des réseaux d'acteurs pour la sûreté nucléaire) qui réunit différents partenaires (l'IMT Atlantique, SciencesPo Paris, Mines ParisTech, l'IRSN et AREVA) et qui vise à comprendre la gouvernance des risques nucléaires en France à travers le prisme des sciences humaines et sociales. Cette thèse bénéficie d'un double rattachement institutionnel : l'École des Mines ParisTech (et son laboratoire de gestion, le Centre de Gestion Scientifique (CGS)) et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) au sein du Laboratoire de recherche en Sciences Humaines et Sociales (LSHS), où nous disposons d'un bureau en tant que salarié.

Nous avons donc bénéficié, en plus du suivi académique, -échanges avec la directrice de thèse et ateliers doctoraux du CGS -, d'une insertion au sein d'une équipe de recherche à l'IRSN où notre « maître de thèse » nous a permis une insertion technique dans les thématiques de l'institut. Ancien chargé d'affaire à l'ASN et expert de l'IRSN devenu chercheur au LSHS de l'IRSN, il nous a fortement facilité la compréhension du sujet et des enjeux techniques, notamment dans la première année de thèse, où le coût d'entrée est particulièrement élevé pour acquérir le minimum de base technique nécessaire à la compréhension du matériau empirique. Cette insertion dans un domaine technique qui nous était alors inconnu a été également facilitée par des relations poussées avec d'autres experts de l'IRSN et notamment des experts en charge de l'inondation.

Notre travail de thèse a également été restitué de nombreuses fois aux experts et responsables de l'institut, aux membres du programme AGORAS ou encore dans des séminaires techniques, notamment à l'Agence Internationale pour l'Énergie Atomique (AIEA) ou à l'Institut pour la Maîtrise des Risques (IMDR). Nous avons également fait plusieurs communications lors de conférences académiques (IDEP¹⁴ et AISLF¹⁵) et pu préparer un article et deux chapitres de livre (un article dans la revue *Gérer & Comprendre* paru en décembre 2017 (Mangeon & Pallez, 2017) et deux chapitres qui seront publiés dans un ouvrage à paraître aux presses du CNRS). Notre participation au programme AGORAS depuis son origine, et aux différentes réunions et colloques organisés dans ce cadre, nous ont également permis de bénéficier d'échanges avec d'autres chercheurs travaillant, sous des angles différents, sur la sûreté nucléaire.

¹⁴ Interdisciplinarité dans les études du politique

¹⁵ Association Internationale des Sociologues de Langue Française.

Cette insertion dans divers collectifs de chercheurs, ces différentes interactions, et les retours dont nous avons bénéficié sur notre travail, ont participé, tout au long de la thèse, à la mise en discussion de nos choix théoriques et de notre démarche, ainsi qu'à l'élaboration de notre recherche dans son état final.

Ce point est d'autant plus important à signaler qu'il a aussi constitué un moyen de contrecarrer un biais possible de notre approche, lié à notre position au sein d'un des acteurs prépondérants de la régulation du risque nucléaire, l'IRSN. On peut en effet craindre que cette position favorise une vision « IRSN centrée » de notre analyse, nourrie par notre quotidien et notre environnement de travail, avec les chercheurs et experts de l'IRSN. Ce danger n'est jamais écarté. Mais, outre le fait que la « neutralité » du chercheur en sciences économiques et sociales est une fiction, et que seuls des dispositifs collectifs permettant une réflexivité, comme ceux que nous avons mentionnés, permettent d'interroger explicitement des interprétations issues d'une position institutionnelle du chercheur, nous souhaitons aussi mettre en avant les avantages que représentait cette position. En effet, comme nous le verrons, notre statut de salarié de l'IRSN nous a ouvert de nombreuses portes, notamment pour collecter des données. Autant du point de vue des données papiers (archives) récoltées, que des entretiens effectués, l'IRSN a été le plus grand pourvoyeur de notre matériau empirique.

Pour revenir de manière plus formelle à notre méthodologie, nous choisissons de procéder par une démarche compréhensive (Dumez, 2013) et généalogique. Celle-ci devrait nous « *permettre de donner à voir (description, narration) et d'analyser les acteurs pensant, éprouvant, agissant et interagissant* » (Dumez, 2013) mais également leurs interactions au cours du temps. Nous prenons le parti de mettre la « description » au cœur du travail de recherche, tout en admettant qu'elle ne peut être neutre, exhaustive et objective (Dumez, 2013). En faisant le pari d'étudier la fabrication d'un régime de régulation comme un mécanisme social, nous considérons qu'« *en aucune manière, les propositions théoriques ne devraient être considérées en sciences sociales avec le formalisme de la grande théorie. Elles devraient juste suggérer un jeu de relations, « une histoire » (hypothétique) portant sur le pourquoi des actions, des événements, des structures et des pensées, qui se sont produits* » (Depeyre & Dumez, 2007).

Dans cette section méthodologique, nous justifierons d'abord l'intérêt de notre choix empirique, celui d'étudier les régimes de régulation du risque nucléaire à partir d'un risque particulier, celui de l'inondation. Nous préciserons ensuite le choix du périmètre d'étude, les spécificités de notre approche, et nous présenterons le travail de recueil et de traitement des données. Nous terminerons par une présentation de la structuration de notre thèse.

1. Un cas d'étude fécond : le risque d'inondation et ses instruments

Cette thèse en sciences de gestion a pour objet d'analyser un régime de régulation des risques, sur le temps long (1945-2017), au regard de certains de ses instruments (règles, guides, ...). Comme nous l'avons vu en introduction, la sûreté nucléaire, dans sa définition institutionnelle, est décrite comme « *l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets* »¹⁶.

En nous appuyant sur cette définition, nous excluons de notre périmètre d'étude les questions de radioprotection, correspondant à « *l'exemple de mesures techniques destinées à assurer la protection de la population et des travailleurs face aux rayonnements ionisants* »¹⁷. En effet, la radioprotection est un domaine traité différemment d'un point de vue de l'expertise mobilisée ou de la réglementation. Nous nous intéresserons donc seulement à la sûreté nucléaire. Par ailleurs, pour des raisons analogues, tenant à l'homogénéité de l'objet que nous cherchons à étudier, nous laisserons également de côté le cas la sûreté des installations militaires, les problématiques liées à la radiothérapie médicale et celles liées au transport de matière radioactive, qui impliquent des règles et des acteurs différents. Nous nous concentrerons donc sur la sûreté des installations nucléaires civiles françaises, exploitées par EDF, le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies renouvelables (CEA) et AREVA, ou l'ANDRA.

Les organisations tenant une place centrale dans notre thématique seront donc les trois exploitants mentionnés, l'expert public (l'IRSN) et l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), qui est le régulateur du système. Il est utile, pour la compréhension de la suite, d'esquisser dès maintenant le fonctionnement formel de ce tripode qui est, actuellement, au cœur de la régulation du risque nucléaire : l'exploitant fournit un dossier sur la sûreté de son installation¹⁸ à l'ASN, qui saisit l'IRSN pour faire une expertise du dossier. Pour ce faire, l'IRSN engage un dialogue avec l'exploitant dans l'optique de rendre, *in fine*, un avis à l'ASN. Sur la base de cet avis, l'ASN prend position sur ce dossier

¹⁶ Article L591-1 du Code de l'Environnement.

¹⁷ Source : <http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Sante/radioprotection/radioprotection-travailleurs/Pages/La-radioprotection-des-travailleurs.aspx>, consulté le 12/09/2018.

¹⁸ Ce dossier peut être remis lors de la déclaration d'autorisation, la mise à l'arrêt ou la modification de l'installation, mais également en cas de demande de l'autorité de sûreté.

et transmet cette position à l'exploitant pour qu'il la prenne en compte. Nous avons résumé ce mode de fonctionnement sur le schéma suivant (Figure 4)

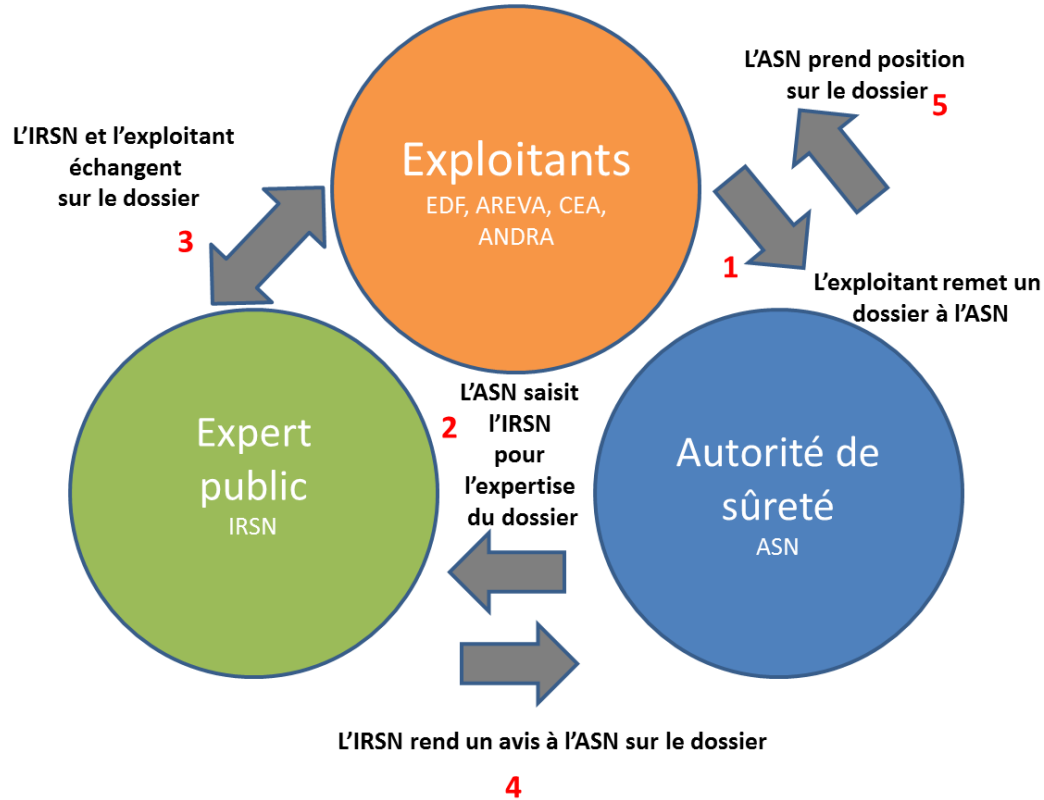


Figure 4 : Fonctionnement simplifié de la sûreté nucléaire en France

Ce sont également ces acteurs, dans un fonctionnement différent que nous analyserons, qui sont au centre du processus de conception et de mise à l'épreuve des instruments de régulation. Comme nous l'avons déjà mentionné en introduction générale, les instruments de régulation des risques que nous allons étudier prennent la forme de guides de bonnes pratiques de plusieurs dizaines de pages (que les acteurs de terrain appellent des guides et/ou des règles, ce qui ne facilite pas la compréhension de leur nature), et qui, dans les cas qui nous intéressent, ont pour but essentiel de fournir des méthodes d'évaluation du risque et les préconisations qui en découlent en matière de protection des installations nucléaires.

Les guides qui vont nous intéresser ont pour sujet le risque d'inondation, qui, comme nous allons le développer maintenant, apparaît particulièrement fécond pour « entrer » dans le régime de régulation de la sûreté nucléaire.

1.1. L'inondation, un risque, plusieurs instruments.

Dans un premier temps, il convient de mentionner que le risque inondation fait l'objet d'une attention particulière depuis les années 1970, période du début de la construction du parc nucléaire aujourd'hui en exploitation. En outre, il a une forte histoire « événementielle ». En effet, même si le principe de ces guides est antérieur à ces événements, l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais en 1999 et l'accident nucléaire de Fukushima suite à un tsunami en 2011, en ont été des exemples marquants, qui ont fortement questionné les systèmes de régulation en vigueur.

Pour la prévention du risque d'inondation sur les installations nucléaires, différents instruments se sont succédés du milieu des années 1970 jusqu'à aujourd'hui. On trouve la trace d'un premier guide, alors appelé « Règle Fondamentale de Sûreté », publié en 1984 par le contrôleur de l'époque. Suite à l'inondation de la centrale du Blayais en décembre 1999, ce guide sera remplacé en 2013 par un nouveau « Guide inondation ». La chronologie de ces instruments est résumée sur la Figure 5.

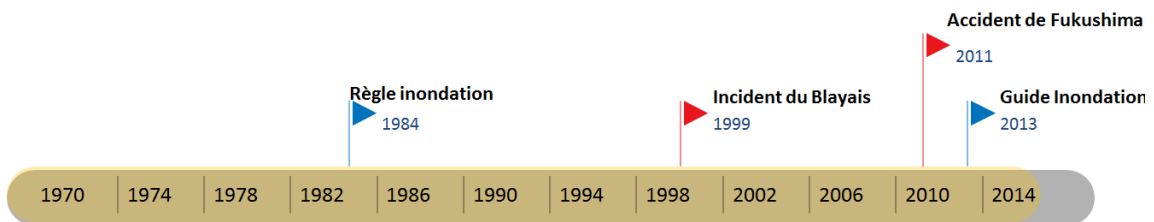


Figure 5 : Chronologie des instruments étudiés

Nous le verrons plus tard, ces guides entrent en relation avec d'autres types d'instruments (les instruments législatifs, les guides européens, les codes et normes des industriels, etc.) et peuvent être « déclinés » sur les installations nucléaires, sous différentes formes.

Nous pouvons d'ores et déjà signaler que ces guides, dont les publications sont séparées de 30 ans, sont conçus collectivement sur le temps long (quatre ans pour le guide 1984, presque dix ans pour le guide 2013). Le fait d'étudier plusieurs instruments, sur des temporalités longues, permet de tracer des changements du régime de régulation des risques qui, comme nous l'avons dit plus haut, jouit d'une certaine stabilité.

1.2. Des instruments scientifiques et techniques conçus collectivement

Les instruments que nous étudions incorporent des savoirs scientifiques et techniques particuliers. Ils traitent de « l'inondation externe », qui peut se définir comme une inondation d'origine extérieure aux ouvrages, aires ou bâtiments d'une installation nucléaire. Ces documents servent à définir des scénarios d'inondation, à proposer des méthodes pour caractériser ces risques et à lister des recommandations pour protéger les installations. Ils incorporent donc des savoirs multiples : hydrologie, météorologie, statistique, ingénierie nucléaire, génie civil ou encore management.

Ils sont conçus collectivement par des groupes d'acteurs, issus des organisations concernées par la régulation de la sûreté nucléaire (expert public, contrôleur, exploitants, ...), appuyées par des bureaux d'études spécialisés. Les savoirs scientifiques et techniques sont débattus, échangés et mobilisés, ce qui nous permet d'analyser les relations entre les acteurs et la nature des controverses à travers les traces laissées par ces échanges.

1.3. Un risque qui « déborde » les questions de sûreté nucléaire

S'intéresser au risque inondation pour les installations nucléaires permet également de « déborder » les questions de sûreté nucléaire, et ce, de deux façons :

- d'abord, le risque inondation est un enjeu de politiques publiques très important, en dehors des questions de sûreté nucléaire. Le risque d'inondation permet donc également d'analyser d'autres modalités de régulation de l'inondation et surtout d'étudier les interfaces entre le nucléaire et d'autres organisations publiques en charge du même risque. En particulier, ces interactions sont potentiellement autant d'ouvertures scientifiques et techniques entre les organisations en charge de la sûreté nucléaire et celles qui traitent de la gouvernance de l'eau.
- ensuite, les différentes catastrophes qui ont jalonné l'histoire nationale (en dehors du secteur nucléaire) tendent à rendre très visible le risque d'inondation dans l'espace public. L'entrée par l'inondation pourrait donc permettre de faire le lien entre le régime de régulation de la sûreté nucléaire et les attentes et représentations de la société civile.

Ces éléments, en apportant des points de comparaison par rapport à un risque identique, mais non nucléaire, permettent de préciser et de réinterroger l' « exceptionnalisme » supposé des modes de régulation du risque nucléaire.

2. Le choix du périmètre d'étude et des niveaux d'analyse

Une étape préalable de récolte de données nous a permis de définir les contours de notre périmètre d'étude, qui combine le temps long et l'articulation entre différentes échelles et espaces que nous allons maintenant présenter.

2.1. Une analyse sur le temps long : 1945-2017

Nous l'avons déjà mis en évidence, le risque d'inondation pour les installations nucléaires est une thématique qui a émergé au cours des années 1970. Il nous est donc apparu opportun de revenir sur ce qui a conduit à prendre explicitement ce risque en compte. Si comme nous le verrons, notre travail va parfois remonter jusqu'aux premières années de l'après-guerre, pour évoquer notamment les travaux d'EDF sur les barrages hydroélectriques, le début des années 1960 semble un point d'entrée pertinent puisque cette période correspond à la naissance de la « sûreté nucléaire » comme discipline technique. Elle fait suite directement à deux conférences du programme « *Atoms for peace* »¹⁹ à Genève en 1955 et 1957, où des communications font état des questions de sûreté concernant les premiers réacteurs nucléaires construits dans le monde.

Comme nous le verrons, cette analyse sur le temps long fera l'objet de nombreux allers-retours temporels entre les différents chapitres.

Notre travail s'arrête en 2017, ce qui correspond à notre dernière année de collecte de données, au moment où le retour d'expérience de l'accident de Fukushima n'a pas encore livré tous ses secrets.

2.2. L'articulation des échelles (macro-méso-micro) et des « espaces » (Blayais et Tricastin)

Pour ce travail de thèse, nous avons tenté de combiner des échelles macro, méso et micro. En effet, pour notre analyse, même si nous avons choisi une entrée par les instruments de régulation, il nous faut à la fois comprendre l'environnement politico-industriel, économique et social (macro) dans lequel est inséré le régime de régulation de la sûreté mais également son fonctionnement institutionnel (méso) ou encore les savoirs mobilisés et échangés par les acteurs (micro). Cette

¹⁹ A la sortie de la guerre et après le lancement des deux bombes nucléaires sur Hiroshima et Nagasaki en août 1945, le président américain Dwight D. Eisenhower propose, en 1953, la création de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA), qui verra le jour en 1956. L'AIEA est alors créée dans l'optique d'une utilisation des technologies nucléaires à des fins pacifiques, dans le domaine de la production d'électricité, de la médecine ou de l'agriculture.

articulation entre les échelles apparaît complexe mais indispensable à la compréhension du fonctionnement d'un régime de régulation.

Ces différentes dimensions d'analyse nous font voyager à travers des espaces aussi variés que le Parlement, des installations nucléaires ou encore des laboratoires de recherche au cœur des organisations en charge de la sûreté nucléaire, à l'intérieur desquels sont débattus des enjeux politiques, industriels, scientifiques. Les acteurs concernés par ces différentes échelles, que nous présenterons plus tard, sont multiples. Il peut s'agir de décideurs politiques, de représentants d'associations, d'experts, d'inspecteurs, de chercheurs et d'ingénieurs mais également d'employés d'installations nucléaires. En effet, nous avons tenté d'approcher au plus près des installations nucléaires pour comprendre les enjeux liés à la mise à l'épreuve des instruments. Pour cela, nous avons observé différentes installations nucléaires en tentant de combiner une approche incluant le périmètre de l'installation mais également l'environnement extérieur (collectivités, associations, exploitants d'installations hydroélectriques, ...).

En intégrant le temps long et une articulation des échelles et espaces, nous avons dû adapter notre démarche méthodologique pour répondre à ces deux défis.

2.3. Une démarche inductive et généalogique

Notre travail de thèse a débuté par un travail préliminaire pour comprendre les enjeux liés à notre thématique. La première année a été consacrée essentiellement à l'élaboration d'un récit historique empirique portant sur l'élaboration des règles inondation, qui a été valorisé par l'IRSN sous la forme d'un rapport interne (Mangeon, 2016). Comme l'explique Dumez, « *la description, la narration doit être construite de manière relativement indépendante des théories afin d'éviter le risque de circularité* » (Dumez, 2013). Pour gérer ce risque de circularité (le fait de chercher et donc de confirmer empiriquement une théorie définie en amont), la première étape de notre travail a été très empirique, notamment dans l'optique d'établir une chronologie, « *première étape dans la compréhension d'une dynamique* » (Dumez, 2013).

C'est à partir de cette première étape que nous avons mis en place une approche généalogique adaptée à nos choix empiriques et théoriques. Même si notre démarche semble très éloignée de celle de Michel Foucault, nous lui empruntons l'idée de démarche généalogique pour établir, notamment à partir de l'étude des archives, une généalogie d'un régime de régulation et de ses instruments. La méthode généalogique mise en avant par Michel Foucault, dans ses travaux tardifs, permet d'identifier « *la singularité des événements (...), d'être sensible aux récurrences, non pas afin*

de tracer une évolution graduelle, mais afin d'en isoler les différentes scènes (...) » (Foucault, 1994b). Cette méthode a été largement reprise en sciences de gestion (Aggeri & Labatut, 2014) et dans différents travaux concernant les instruments d'action publique (Halpern et al., 2014) qui en ont mentionné les intérêts pour étudier les instruments : « L'intérêt d'une approche généalogique est double. Premièrement, elle offre une occasion de distanciation et de recul critique que ne permet pas une approche naturalisée ou a-historique des concepts. Deuxièmement, en s'intéressant aux conditions d'émergence d'approches par les instruments, l'approche vise aussi à s'interroger sur la pertinence et la transposabilité de cadres théoriques en vogue dans des contextes managériaux différents de ceux dans lesquels ils ont été historiquement formés » (Aggeri & Labatut, 2010).

L'analyse généalogique d'un régime de régulation et de ses instruments pose au chercheur de véritables questions méthodologiques. Nous avons ainsi souhaité comprendre comment les acteurs ont appréhendé le risque nucléaire depuis l'époque de la conception des centrales en restituant la complexité des contextes des époques considérées ainsi que l'état et le rapport aux connaissances qui, comme nous l'avons vu précédemment, ont un rôle déterminant dans les choix techniques. Pour ce faire, nous nous sommes avant tout intéressé aux processus de fabrication des règles et donc aux pratiques de ces ingénieurs et experts, ainsi qu'aux débats parfois vifs qui ont animé ces communautés. Il ne s'agit pas d'appréhender le monde de la sûreté nucléaire comme un bloc homogène, mais bien au contraire de rendre compte du fonctionnement complexe des organisations en charge de la régulation d'expertise.

Au fur et à mesure de notre première récolte de données²⁰ sur la fabrication et la mise en œuvre des règles, nous nous sommes rendu compte de l'importance des contextes et de l'état des connaissances dans ces processus. C'est à partir de ce constat que nous avons élargi notre réflexion au régime de régulation en considérant l'évolution de l'ensemble du régime, par une entrée par les règles. En effet, la plupart des premières données recueillies, sur la période 2005-2014, faisaient référence à de nombreux travaux, analyses, règles, événements du passé, dont les interrelations ont nécessité d'élargir notre périmètre d'investigation. Il nous semblait alors impossible de ne pas réfléchir à l'insertion des règles dans un dispositif plus vaste. Des allers-retours entre le travail de terrain et le travail théorique nous ont donc progressivement amené à préciser le cadre dans lequel nous nous sommes inscrits. En effet, les premières récoltes de données que nous avons conduites

²⁰ Cette première récolte de données concernait essentiellement la fabrication et la mise en œuvre des règles. Il s'agissait avant tout de rapports internes, de notes, de compte-rendu d'inspection, de compte-rendu de réunions, accompagnés d'une petite dizaine d'entretiens préliminaires avec des acteurs concernés par ces sujets (experts et contrôleurs).

montrent que les méthodes d'évaluation des risques nucléaires en France sont héritées d'un ensemble de choix techniques dont les acteurs sont aujourd'hui dépendants. Ainsi les problèmes d'expertise tels qu'ils se posent aujourd'hui ne sont pas forcément radicalement nouveaux, mais s'ancrent à l'inverse dans une histoire longue du développement de l'énergie nucléaire et de l'avancée des connaissances. Les enjeux politiques, industriels et sociaux, bien loin d'être extérieurs aux questions techniques, les sous-tendent dans de nombreux cas, comme l'ont montré de nombreux auteurs précurseurs des STS (Akrich, 1987; Rip, 1986a). Les réacteurs du parc français actuel ont été conçus dans les années 1960 aux États-Unis et construits pour la majorité d'entre eux dans les années 1970 et 1980 dans un contexte sociotechnique différent.

Il reste à mentionner que notre démarche est intrinsèquement liée au sujet et au cas empirique que nous avons choisis, mais aussi à l'insertion de notre travail de thèse dans le programme AGORAS, et à notre ancrage institutionnel particulier.

En effet, outre les objectifs académiques poursuivis dans cette recherche, il est attendu, dans le cadre du programme AGORAS, que les résultats éclairent les acteurs impliqués dans la régulation du risque nucléaire. En particulier, l'IRSN est intéressé par la représentation de ses propres pratiques qui peut lui être renvoyée par ce travail, ce qui pourrait nourrir une réflexion sur son activité d'expert de la régulation et ses éventuelles transformations. En effet, en collaboration avec le régulateur, l'Autorité de Sûreté Nucléaire, et de manière collective avec les « exploitants » d'installations nucléaires (EDF, AREVA et le CEA), l'IRSN participe à l'élaboration de nombreux documents réglementaires ou para-réglementaires, qui forment un corpus de règles pour réguler les activités nucléaires. Dans ce contexte, notre démarche, qui s'appuie sur de nombreuses interactions avec les responsables de l'IRSN, en leur renvoyant une interprétation du fonctionnement global de la régulation mais aussi du rôle spécifique de l'Institut, emprunte certains traits à la recherche-intervention, même si nous ne participons pas directement à l'élaboration de règles.

Pour proposer une analyse généalogique, nos travaux se basent très largement sur l'analyse d'un corpus d'archives important et sur des entretiens semi-directifs avec des acteurs de la régulation de la sûreté nucléaire. Nous en donnerons le détail plus bas.

3. La récolte et le traitement des données : analyser l'instrument « dans tous ses états »

Pour notre récolte de données, nous avons dû nous adapter aux contraintes particulières qui pèsent sur tous les travaux menés dans le domaine du risque nucléaire (accès difficile aux archives et aux

installations, technicité du sujet) et entreprendre plusieurs types de collectes, en fonction des différents états (générique ou situé) des instruments étudiés.

3.1. Difficultés et opportunités méthodologiques

Récolter des données techniques et scientifiques sur le cas de la sûreté nucléaire se heurte à deux difficultés importantes. La première difficulté réside dans l'accès aux terrains et archives. De nombreux chercheurs ont mis en évidence un manque de transparence des organisations en charge de réguler les risques nucléaires (Hecht, 2014). Nous avons pu l'observer, l'accès à certaines archives a été extrêmement complexe et nous avons dû montrer « patte blanche » de nombreuses fois pour obtenir certaines données. Néanmoins, notre statut de salarié de l'IRSN a grandement facilité l'accès aux archives de l'Institut, par ailleurs très abondantes et peu exploitées, ce qui nous a permis de cibler ensuite plus facilement d'autres centres d'archives que nous présenterons plus loin. L'accès aux installations nucléaires est un autre sujet épineux car l'IRSN y mène de nombreux travaux d'expertise. Tout l'enjeu était de convaincre les exploitants de l'absence d'interférences entre nos travaux de recherche et les expertises en cours.

La seconde difficulté est celle de la technicité de notre sujet. En effet, un étudiant en sciences humaines et sociales peut rapidement se trouver noyé dans les innombrables sigles et termes techniques, utilisés sans parcimonie, dans les nombreuses archives. Pour pouvoir comprendre et analyser ces documents, il nous a donc fallu nous « auto-former » à la sûreté nucléaire, bien aidé par quelques modules de formation à l'École des Mines ParisTech et à l'IRSN. Cette auto-formation a même été poussée plus loin pour comprendre certains choix en matière d'évaluation des risques concernant l'inondation. En effet, nous avons dû nous plonger dans la compréhension du travail d'expertise et de recherche sur ces questions (démarche déterministe ou probabiliste, méthode statistique,...). Ce travail a été favorisé par des contacts réguliers avec le BEHIRG (Bureau d'expertise hydrogéologique et sur les risques d'inondation et géotechniques), en charge, à l'IRSN, de l'évaluation du risque d'inondation pour les installations nucléaires.

Ce processus de formation, mené tout au long de la première année de recherche, nous a ensuite permis de discuter les aspects techniques du sujet avec les experts, décideurs et exploitants. La volonté d'être pris au sérieux sur des sujets aussi techniques et complexes a été une priorité dès notre début de thèse et tout le long de notre travail.

3.2. Analyser les archives et mener des entretiens pour comprendre l'instrument « circulant » : une plongée dans le travail des experts et décideurs de la sûreté nucléaire.

Pour mettre en œuvre concrètement notre démarche généalogique dans la récolte de données, nous avons utilisé un nombre important²¹ de sources « primaires » d'information, qui nous permettent de retracer cet historique. Ces sources proviennent en majorité des archives de l'IRSN (qui, notons-le, ne comprennent pas uniquement les documents émis par l'Institut, mais sont également constituées de documents des exploitants et de l'autorité de sûreté), de l'AIEA (accessibles grâce au serveur d'archives publiques « INIS ») et de la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC, autorité de sûreté des Etats-Unis), dont certains documents sont en libre consultation sur le site internet de l'agence. Les sources proviennent également des documents des archives publiques d'EDF, du CEA ou encore de Framatome²². Toutefois, la majeure partie des archives techniques de ces organisations ne sont pas publiques, et celles qui sont publiques ne sont pas du tout de la même finesse technique que celles de l'IRSN.

Concernant plus particulièrement l'inondation, les archives de la revue « la Houille Blanche » de la Société Hydrotechnique de France ont constitué également une ressource importante pour pouvoir comprendre et resituer certains choix, en matière d'évaluation du risque d'inondation dans leur contexte scientifiques et techniques.

Enfin, nous nous appuyons également sur des coupures de presse, obtenues auprès de ces mêmes organismes ou recueillies dans les archives des journaux « Sud-ouest » et « Le Monde ».

Les sources primaires contiennent :

- Des textes législatifs ou réglementaires. On retrouvera notamment dans cette catégorie les lois, les décrets, les arrêtés, les notes d'informations et les directives. Ces textes émanent directement de la Présidence de la République ou de certains ministères. Nous retrouvons aussi dans cette catégorie des documents réglementaires ou para-réglementaires publiés par le régulateur. Il peut s'agir de règles, de guides ou encore de décisions de l'autorité de sûreté. Pour ce travail nous avons utilisé une majorité de documents français mais

²¹ Ce travail a nécessité la consultation de plus d'une centaine de boîtes d'archives dans différents centres d'archives en France. Près de 1000 documents ont été utilisés directement pour notre analyse.

²² Depuis 2006, Framatome a pris le nom d'AREVA NP. Des archives « générales » sur Framatome ont été consultées à l'Académie François Bourdon (Le Creusot).

également quelques documents de l'autorité de sûreté américaine, notamment des codes et des guides. Enfin des textes législatifs de l'état fédéral américain complètent ces sources.

- Des courriers échangés entre le régulateur, l'expert et les exploitants. Ces courriers prennent la forme de lettres de l'autorité de sûreté, d'avis de l'expert et de réponses des exploitants. Ces courriers sont souvent complétés par des annexes.
- Des documents à caractère technique ou scientifique, parfois annexés à des courriers. Il s'agit de rapports d'expertise, de notes d'études des exploitants, de travaux scientifiques de l'expert ou de l'exploitant. On trouve également dans cette catégorie des rapports de sûreté produits par l'exploitant et analysés par l'expert et l'autorité de sûreté.
- Des comptes rendus de réunions de groupes de travail. Il peut s'agir de réunions entre différents experts ou scientifiques d'un même service, de réunions interservices ou inter-organisationnelles entre l'autorité de sûreté, l'expert et les exploitants. Il existe également des comptes rendus de réunions avec des organisations externes au triptyque autorité de sûreté/expert/exploitants.
- Des « minutes » des réunions de Groupes Permanents d'Experts (GP). Ces groupes sont constitués de membres de différentes organisations et traitent spécifiquement de sujets de sûreté nucléaire. Les verbatim sont issus de comptes rendus qui constituent une retranscription fidèle des discussions entre les membres des GP.
- Des rapports ministériels ou parlementaires sur les questions de sûreté nucléaire.
- Des photographies d'installations nucléaires et d'acteurs de la régulation.

Enfin, ces analyses d'archives sont complétées par 42 entretiens, menés auprès d'acteurs en charge de la sûreté nucléaire, ou en relation avec ce domaine, entre 1975 et aujourd'hui. Il s'agit d'entretiens semi-directifs, enregistrés pour la grande majorité, ayant fait l'objet de retranscriptions²³. Il s'agit :

- D'anciens et d'actuels responsables et experts de la sûreté nucléaire à l'IRSN, à EDF, à AREVA, au CEA et à l'ASN ;
- D'anciens et d'actuels ingénieurs sur les questions d'inondation de ces mêmes organismes ;
- D'inspecteurs ASN ;
- De responsables de sociétés savantes (Société hydrotechnique de France) ;

²³ Nous avons également utilisé les enregistrements de six entretiens réalisés par Grégory Rolina, chercheur en gestion et membre du programme Agoras, et notre directrice de thèse, Frédérique Pallez, qui ont interviewé d'anciens experts et décideurs de la sûreté dans le cadre d'une étude sur le cas « Grands Froids », une autre agression climatique faisant l'objet d'une évaluation des risques par les experts de la sûreté.

- De responsables et d'experts d'institutions en charge des questions d'eau (Institut National de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (IRSTEA) et service hydrographique et océanographique de la Marine (SHOM)). Ces deux organismes sont en effet intervenus à divers titres dans l'histoire de la régulation ;
- De salariés d'EDF et d'AREVA sur site (Chef d'exploitation, ingénieurs conduite, référents inondations sur les centrales du Blayais et du Tricastin) ;
- De responsables et d'experts d'institutions publiques (DREAL, Autorité Environnementale) ;
- De membres de Commissions Locales d'Informations (CLI) du Blayais et du Tricastin.

On notera que certains des entretiens mentionnés dans cette liste (les derniers) concernent surtout le travail concernant l'instrument « situé » sur deux sites nucléaires particuliers, que nous traitons ci-dessous. Il était toutefois difficile de répartir strictement les entretiens entre ces deux sections, les sujets abordés dans un même entretien pouvant aborder plusieurs thématiques. On trouvera une liste des personnes interrogées en annexe.

3.3. Un travail d'observation et d'entretiens sur deux sites nucléaires pour comprendre l'instrument « situé ».

Pour analyser la mise à l'épreuve de l'instrument qui correspond à la façon dont l'instrument est décliné par les exploitants sur les installations et comment cette déclinaison est « contrôlée », deux sites nucléaires ont été sélectionnés. Il s'agit des sites nucléaires du Tricastin (AREVA et EDF) et de celui du Blayais (EDF), où nous avons mené 10 entretiens et où nous avons pu faire de nombreuses observations (visites de dispositifs de protection contre l'inondation, présentations du fonctionnement de procédures internes...). Ce travail d'observation et d'entretiens sur ces deux sites est combiné avec un travail d'archives concernant l'évaluation du risque d'inondation sur ces sites, et des entretiens avec des acteurs qui ont été en charge, au niveau de l'IRSN, de l'ASN et des exploitants, de ces dossiers.

Le site du Tricastin est particulièrement intéressant pour son histoire industrielle et l'importance de la thématique inondation. En effet, à la fin des années 50, le Commissariat Atomique (CEA) décide de faire construire sur la plaine de Pierrelatte une usine d'enrichissement d'uranium destinée à la fabrication de la bombe atomique. Au début des années 70, le lancement d'un vaste programme nucléaire civil amène la France à construire l'usine d'enrichissement d'uranium Eurodif qui sera mise en service en 1978 sur le site du Tricastin, mais également un certain nombre d'installations du cycle du combustible (Comurhex, Socatri, etc.). Enfin, en 1980, EDF met en service la centrale nucléaire du Tricastin, dont la construction a débuté en 1974. L'emplacement est choisi « *en raison de l'existence*

du canal de Donzère-Mondragon sur la rive droite duquel il est implanté »²⁴, étant donné les besoins en eau de refroidissement (ce qui explique la proximité des sites d'implantation des installations nucléaires avec la mer ou des cours d'eau importants). Ce site présente donc l'intérêt de regrouper sur un même territoire un ensemble d'installations nucléaires dépendant d'organisations différentes. Sa configuration géographique rendant en outre la question du risque inondation particulièrement prégnante.

Le site du Blayais a quant à lui été le théâtre d'un incident important lié à l'inondation de décembre 1999, incident qui a été largement médiatisé et politisé. Ce site a notamment fait l'objet d'études sur le risque d'inondation depuis les années 1970, puis a été le précurseur de modifications des installations liées au risque d'inondation dans les années 2000. Il constitue en ce sens un choix incontournable pour notre analyse.

D'autres visites ou immersions sur des installations nucléaires nous ont également permis de faire des analyses complémentaires. Nous avons notamment pu participer à une inspection ASN sur la centrale EDF de Saint-Alban relative au risque d'inondations, à une « immersion »²⁵ d'une semaine sur la centrale EDF de Fessenheim et à des visites d'installations de l'IRSN à Cadarache et du CEA à Saclay.

L'accès à ces différents terrains, qui a permis ce travail, a été facilité par l'appui d'acteurs industriels du programme AGORAS ou encore directement par les services de l'IRSN.

3.4. Le traitement des données recueillies

Il semble important de signaler que notre matériau n'a pas fait l'objet d'une analyse systématique des données, au sens des opérations de codage de la théorie ancrée (Glaser & Strauss, 2010) ou de la démarche inductive générale (Blais & Martineau, 2006). Contrairement à ce que préconisent ces approches, nous sommes parti sur le terrain « sans a priori » théorique, mais nous avons retenu un des principes de ce type de démarche : une description fine des données empiriques, que nous avons tenté de mettre en forme la première année de notre recherche, en l'ordonnant autour de

²⁴ Rapport du commissaire enquêteur sur l'enquête publique préalable à autorisation au titre de la loi sur l'eau sur le projet d'amélioration de la protection du site du Tricastin contre les crues du Rhône. Juillet 2013.

²⁵ Une immersion sur une centrale nucléaire permet de suivre le fonctionnement de différents services, de comprendre le fonctionnement organisationnel d'une installation. Cette immersion a notamment permis de visiter une grande partie des installations de la centrale, de pénétrer dans l'îlot nucléaire en zone dite « contrôlée » ou encore de passer plusieurs heures en salle de commande avec les opérateurs.

thématiques repérées empiriquement. La particularité de notre travail et sa complexité ont été de combiner cette finesse d'analyse avec une démarche longitudinale. Pour ce faire, nous avons d'abord opéré un classement des données en fonction des thématiques des documents d'archives recueillies et des entretiens réalisés. Nous avons choisi de nous focaliser sur certaines thématiques qui nous ont paru récurrentes (le choix des marges ou d'objectifs de sûreté chiffrés...) ou faisant l'objet de controverses (certains scénarios d'évaluation des risques). Ces points de focale empiriques nous ont servi à structurer notre analyse. C'est notamment à partir des premières données recueillies, d'abord sous formes d'entretiens, que nous avons ensuite couplées à une analyse des archives, que s'est affiné notre choix de retenir les sites du Blayais et Tricastin pour étudier l'opérationnalisation de l'instrument.

Nous avons également au maximum tenté de mettre en place une triangulation des données entre nos données issues des archives, nos entretiens et d'autres types de données (travaux académiques ou institutionnels sur l'histoire de la sûreté nucléaire notamment). Néanmoins pour les parties anciennes ou les plus techniques, ce processus s'est avéré complexe, notamment car les témoignages sur les années 1960-1970 sont rares, les experts et décideurs ayant travaillé à cette époque étant de moins en moins nombreux et l'obtention de détails rendue complexe par l'effet du temps.

4. Présentation du plan de la thèse

Notre texte est organisé en quatre parties. Après notre introduction générale, la première partie correspond au cadrage théorique et la méthodologie, que nous avons déjà présentés.

La seconde partie de notre travail de thèse propose une vision systémique et macroscopique du régime de régulation à travers trois chapitres, représentant trois phases de développement du régime de régulation, entre 1945 et 2017. Le premier chapitre (1945-1969) décrit la formation d'un embryon de régime de régulation au sein du CEA et est marquée, pour sa date de clôture par un changement technologique majeur. Dans le second chapitre, nous analyserons la période 1969-1986, qui voit l'institutionnalisation de la sûreté nucléaire et l'industrialisation massive du nucléaire. Cette période se clôture à la veille de l'accident de Tchernobyl. Enfin, un troisième chapitre traite de la période 1986-2017, caractérisée par un double mouvement, de rationalisation de la sûreté nucléaire et de légitimation des organisations en charge de la régulation. L'année 2017 correspond à la dernière année de notre récolte de données.

La troisième partie porte sur la conception collective des instruments à travers deux chapitres, le premier concernant la conception d'une règle sur l'inondation dans installations nucléaires publiée en 1984 et le second portant sur un guide qui a remplacé cette première règle en 2013.

Enfin, la quatrième partie porte sur les effets de la mise à l'épreuve des instruments sur les sites nucléaires à travers deux chapitres. Le premier concerne le site du Blayais, qui a été au centre d'un incident (une inondation) important en décembre 1999 et le second, le site du Tricastin où les enjeux liés à l'inondation du site ont nécessité un élargissement du périmètre de gestion du risque d'inondation par les acteurs du régime de régulation de la sûreté nucléaire.

La dernière étape du déroulé de notre travail de thèse consistera en une conclusion générale.

Un tableau synoptique représente ces différentes étapes du manuscrit (Figure 6).

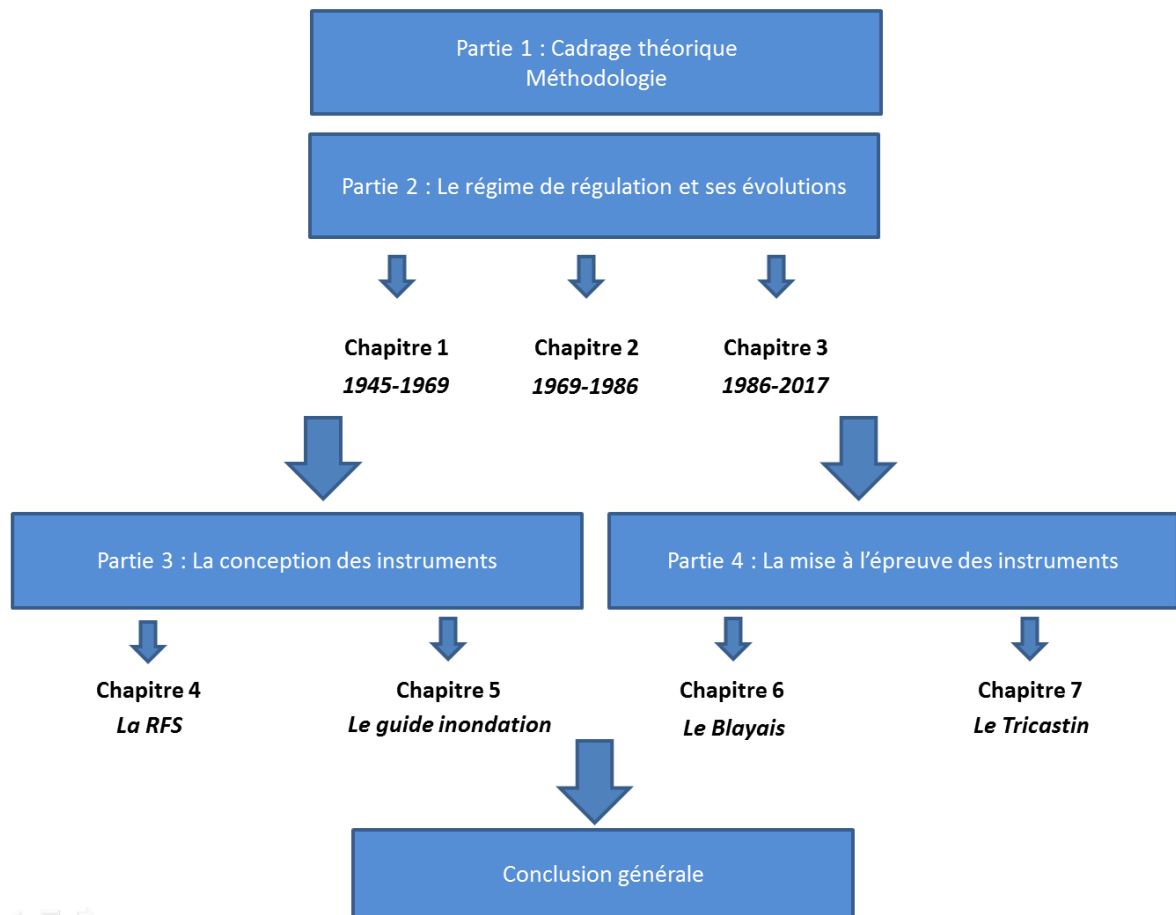


Figure 6 : Tableau synoptique de notre travail de thèse

Partie II.

Un régime de régulation de la sûreté nucléaire en cours d'hybridation ?

Cette première partie de notre travail de thèse est consacrée à la première question de recherche que nous avons formulée : « **Comment caractériser le régime de régulation de la sûreté nucléaire et son évolution ?** ».

Comme nous l'avons vu en introduction, l'approche par les « régimes de régulation » a été théorisée par des chercheurs anglais au tournant des années 2000 (Hood et al., 2001). En nous appuyant sur ces travaux et en opérant un certain nombre d'ajustements, nous avons choisi de modéliser un régime de régulation à travers cinq composantes que sont l'architecture organisationnelle, les pratiques de régulation, les instruments de régulation, le système d'acteurs, et la philosophie de la régulation. Ces composantes nous serviront donc à caractériser le régime de régulation, ce qui consistera le premier point de notre analyse.

Ce travail de caractérisation du régime à partir de notre modèle permettra ensuite de poser la question des facteurs d'évolutions dont nous avons vu en introduction qu'ils peuvent être de nature différente : la pression de l'opinion publique, les intérêts « organisés » et les événements dits « focalisants ». Nous considérons donc qu'un régime peut évoluer, même si ce processus peut être long. Des travaux sur la sûreté nucléaire en France mettent notamment en évidence une spécificité française dans la régulation de la sûreté nucléaire, considérée comme plus souple (Foasso, 2003, 2007, 2012), plus dialogique (Rolina, 2009, 2010), et plus « fermée » (Foasso, 2003, 2007, 2012; Lévêque, 2013) que dans d'autres pays (les Etats-Unis par exemple), où la régulation serait plus conflictuelle. Cette spécificité ferait l'objet d'une forme de permanence dans le temps.

A contrario, d'autres travaux sur la régulation des risques ont montré un mouvement de standardisation. Cette standardisation serait visible par le développement de réglementations et de normes internationales dans la fabrication desquelles les scientifiques jouent un rôle clé (Demortain, 2011). Une scientification et une bureaucratisation de l'expertise sont également observés comme un mouvement général (Borraz, 2008). Cette scientification serait notamment le reflet d'un mouvement de séparation de l'expertise et de la décision, qui aurait également un caractère générique, et qui fut diffusé à l'international par l'intermédiaire d'instrument comme le Red Book (Boudia & Demortain, 2014)

Un deuxième régime « standardisé » se mettrait progressivement en place pour réguler différents types de risques, ce qui nous questionne sur l'idée d'une standardisation du régime français de régulation de la sûreté nucléaire. Certains auteurs parlent également des freins possibles à cette standardisation, notamment en raison d'« histoires nationales » ce qui entraverait les efforts d'harmonisation internationale (Joly, 2016).

Nous définirons donc un idéal type « A », correspondant à un régime de régulation singulier ou spécifique, et un idéal type « B » correspondant à un régime de régulation standardisé, et examinerons l'hypothèse d'une hybridation entre ces deux idéaux-types (Figure 7).



Figure 7 : Processus d'hybridation entre deux idéaux type de régime

Nous définirons l'hybridation comme la coexistence des deux idéaux-types, en utilisant la modélisation du régime déjà présentée. Pour observer comment peut s'opérer cette hybridation, nous partirons de l'analyse des composantes d'un régime de régulation, puis nous montrerons quels sont les facteurs d'évolution de ce régime à travers l'étude de ses composantes. Cette première partie permettra de faire une photographie macroscopique du régime français de régulation des risques et de ses évolutions.

Cette première partie est découpée en trois chapitres, correspondant à trois phases, couvrant l'ensemble de la période allant de la création du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) (1945), à la dernière année de récolte de nos données empiriques (2017). A la fin de ces trois phases, nous tenterons de caractériser le régime de régulation et ses évolutions sous l'angle de ses différentes composantes. Les limites temporelles de chacune des phases seront justifiées dans l'introduction de trois chapitres.

Pour faciliter notre travail d'analyse, nous utiliserons un tableau analytique, qui concrétise notre modèle d'un régime de régulation, que nous reprendrons à chaque fin de chapitre (Figure 8). Le « PhiR » correspond à la philosophie de la régulation, que nous mentionnerons également dans le titre des périodes. Le « AO » correspond à l'architecture organisationnelle. Le « IR » correspond aux instruments de régulation, le « PR » aux pratiques de régulation et le « SA » au système d'acteurs.

Phi R			
AO			
IR			
PR			
SA			

Figure 8 : Tableau analytique d'évolution des composants d'un régime de régulation

Dans le premier chapitre, « Expérimentation du risque et autocontrôle », nous traiterons de la période comprise entre 1945 et 1969, qui voit la formation d'un embryon de régime de régulation au sein du CEA. Dans le second chapitre, « La raisonnable souplesse », nous analyserons la période 1969-1985, qui voit l'institutionnalisation de la sûreté nucléaire et le développement d'un idéal de souplesse dans l'optique de concilier objectifs de sûreté, et intérêts politique, commercial et industriel. Enfin, dans un troisième chapitre, « La recherche d'auditabilité », nous montrerons que la période 1986-2017 est caractérisée par un double mouvement, de rationalisation de la sûreté nucléaire et de légitimation des organisations en charge de la régulation.

Chapitre 1. « L'expérimentation du risque et l'autocontrôle » : le régime de régulation dans l'ère du développement scientifique et militaro-industriel du CEA (de 1945 à 1969)

« Si le réacteur marche comme prévu, alors cette expérience aura été superflue »

Lew Kowarski, Directeur scientifique du CEA, 1965

Dans ce premier chapitre, nous caractériserons le régime de régulation dans une période comprise entre 1945 et 1969. Cette période s'étend de la création du CEA à l'abandon de la technologie « graphite-gaz » portée par le CEA. Dans les faits, les années 1945-1955 seront traitées moins en profondeur car elles correspondent à une période où les questions de sûreté nucléaire apparaissent très secondaires. L'année 1969 correspond à une période charnière, avec le passage d'une industrie nucléaire dominée par le CEA, vers une industrialisation massive portée par EDF. Sur cette période, en parallèle de la construction des premières installations du CEA, qui ont pour objectif de doter la France de l'arme atomique, ce qui sera le cas dès 1960, le CEA et EDF débutent la conception et la réalisation d'une série de centrales de la filière graphite-gaz. Nous fournissons un rapide historique des principales constructions de cette période (Figure 9). Dans la continuité de la technologie développée pour le nucléaire militaire, cette filière verra le développement d'un embryon de régime de régulation des risques.

Réacteur	Date de mise en service	Exploitant	Objectif premier
G1 (Marcoule)	1956	CEA	Plutonium militaire
G2 (Marcoule)	1958	CEA	Plutonium militaire
G3 (Marcoule)	1959	CEA	Plutonium militaire
EDF 1 (Chinon)	1963	EDF	Production électrique
EDF 2 (Chinon)	1965	EDF	Production électrique
EDF 3 (Chinon)	1966	EDF	Production électrique
Saint-Laurent A1	1969	EDF	Production électrique
Saint-Laurent A2	1971	EDF	Production électrique
Bugey 1	1972	EDF	Production électrique

Figure 9: Liste des réacteurs Graphite-Gaz

Nous montrerons que cette période est marquée par un souci d'expérimentation de la technologie nucléaire mais également par un autocontrôle de la régulation des risques par le CEA, ce que nous définissons, *in fine*, à partir de notre analyse, comme la philosophie de régulation de cette première période. Nous reprendrons notre grille d'analyse des composants d'un régime de régulation : l'architecture organisationnelle, les pratiques de régulation, les instruments de régulation, le système d'acteurs, et la philosophie de la régulation.

Nous montrerons que l'architecture organisationnelle a été constituée autour du CEA, qui a été au centre d'un embryon de régime de régulation, en devenant l'exploitant, l'expert et le contrôleur à partir des années 1960. Nous nous intéresserons plus particulièrement à certaines pratiques, comme le passage de l'expertise à la prise de décision, ou encore à la circulation des idées et des savoirs au niveau national et transnational (Boudia & Henry, 2015; Hassenteufel & De Maillard, 2013).

Nous nous attarderons sur l'analyse d'un instrument de régulation particulier, le rapport de sûreté de la centrale de Chinon A1, qui a été au centre de certaines pratiques de régulation comme le passage devant un groupe d'expert pour formulation d'un avis. Nous monterons en quoi cet instrument constitue une clé de voûte du régime de régulation.

Nous monterons également comment s'est constitué un « petit monde de la sûreté » en caractérisant le système d'acteurs autour de l'embryon de régime de régulation de la sûreté nucléaire. Nous empruntons à Stanley Milgram le concept de petit monde (Milgram, 1967), sans en reprendre néanmoins les méthodes d'analyse, basées sur la modélisation des réseaux. Par l'utilisation de cette expression, l'idée est de mettre en avant la grande proximité entre les différents acteurs. Pour cela, nous définirons qualitativement le niveau d'interconnexion et d'endogamie (Bressers & O'toole, 1998) d'un réseau d'acteurs, et ce à travers plusieurs facteurs (type de relations entre acteurs ou organisations, type de formations, type d'espace de discussion, ...) (Gilbert & Henry, 2012). De manière parfois paradoxale, nous montrerons également que si les experts français ont un besoin d'ouverture vers l'extérieur, notamment en raison de la diffusion de savoirs par les pays anglo-saxons sur les installations nucléaires et leur sûreté, il existe une forte volonté de fermeture, dans un contexte où l'énergie nucléaire relève d'enjeux stratégiques forts pour la France (secret militaire lié à la bombe nucléaire, indépendance énergétique, ...).

Nous traiterons dans une première section de la sûreté nucléaire au niveau international et de sa prise en compte plus tardive en France, par l'intermédiaire du CEA. Dans une seconde section, nous analyserons le fonctionnement du « petit monde de la sûreté » porté par le CEA, qui va rapidement devoir établir un dialogue avec EDF pour la construction des premières installations nucléaires

productrices d'électricité. Pour ce faire, nous nous attarderons notamment sur l'analyse de la sûreté de la centrale EDF de Chinon 1. Enfin, nous montrerons dans cette même section comment le CEA a organisé une forme de défense du mode de fonctionnement du régime face à son environnement, procédant de fait à une fermeture des espaces de négociations.

1. La construction d'un embryon de régime de régulation de la sûreté nucléaire : internationalisation des questions de sûreté, internalisation de la régulation au sein du CEA

Avant la seconde guerre mondiale, la France fait partie des nations les plus avancées en physique nucléaire et dans l'étude de la radioactivité avec la découverte de la radioactivité naturelle en 1896 par Henry Becquerel et du polonium en 1898, ou encore de la radioactivité artificielle par Frédéric et Irène Joliot-Curie en 1934. A la fin des années 1930, les recherches s'effectuent alors au laboratoire du Collège de France (découverte de la fission de l'uranium 235 par Hans von Halban et Lew Kowarski en 1939). En 1939, des premiers brevets français, autour de cette équipe dit « groupe Joliot » (Hans von Halban, Lew Kowarski et leur chef Frédéric Joliot) sont déposés concernant la production d'électricité et des charges explosives nucléaires sont mises au point²⁶. Dès 1939, les deux volets de l'énergie nucléaire (pour la production d'électricité et pour la bombe) sont imaginés. Un stock d'uranium acquis auprès d'une société minière du Congo belge est même acquis et caché pendant la guerre au Maroc (Dänzer-Kantof & Torres, 2013) et servira aux recherches dès l'après-guerre. En effet, la guerre va conduire à la dispersion des chercheurs français et interrompre en partie les recherches françaises dans ce domaine. C'est alors aux États-Unis, avec l'équipe d'Enrico Fermi, que les développements sont les plus poussés avec la première réaction en chaîne en 1942 et le projet scientifique « Manhattan », qui aboutira aux bombardements de Nagasaki et d'Hiroshima en août 1945. A la sortie de la guerre, les États-Unis disposent d'une avance considérable grâce aux moyens et aux recherches issues du projet Manhattan. C'est dans ce contexte que va être créée en 1945, une organisation en charge du développement d'une bombe atomique française mais également d'une industrie nucléaire civile, le Commissariat à l'Énergie Atomique. C'est autour du CEA, dans un contexte international qui voit se tenir des conférences où sont progressivement

²⁶ Le premier brevet de 1er mai 1939, est intitulé « Dispositif de production d'énergie », un autre brevet du 4 mai 1939 est intitulé « Perfectionnements aux charges explosives ».

introduites les questions relatives à la sûreté nucléaire que va naître, au sein du CEA, un embryon de régime de régulation.

1.1. Le contexte nucléaire en France dans l'après seconde guerre mondiale

Pour combler ce retard et développer un programme nucléaire français, le Général de Gaulle signe, le 18 octobre 1945, l'ordonnance qui crée le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), dans l'optique de développer le nucléaire dans les domaines militaire, scientifique et industriel. L'équipe du groupe « Joliot » forme le noyau fondateur du CEA, Frédéric Joliot devenant le haut-commissaire du CEA. La sûreté des installations ne dispose alors pas d'un cadre d'analyse ou de règles spécifiques.

1.1.1. La création d'un organisme de recherche d'exception : le CEA

Pour Cyrille Foasso (Foasso, 2007), le CEA est un organisme de recherche à caractère scientifique, technique et industriel, qui aura à trouver sa voie vers l'industrie traditionnelle. Mais le CEA jouit d'un statut original parmi les établissements publics français : *« D'un côté, il est très proche du Gouvernement et pour ainsi dire mêlé à lui (son Comité, équivalent d'un Conseil d'Administration, est présidé par le Chef du Gouvernement lui-même). Mais il dispose en même temps d'une grande liberté d'action et sa gestion est régie par le droit privé »*²⁷. Ce mode de fonctionnement peut s'expliquer par un double enjeu : le caractère stratégique de l'organisme (notamment la conception de la bombe atomique) oblige à une grande proximité avec le pouvoir mais les savoirs à mobiliser sont encore embryonnaires, ce qui explique que des scientifiques et ingénieurs jouissent d'une grande liberté d'action.

Dès 1945, le CEA s'installe au fort de Châtillon en banlieue parisienne et les travaux démarrent pour construire la première pile atomique française, avec pour modérateur de l'eau lourde, acheté en Norvège. En 1948, la pile Zoé²⁸ diverge et fait entrer la France dans l'ère atomique. En 1951, le CEA s'installe à Saclay et d'autres réacteurs vont voir le jour (EL2) dans l'optique de produire du plutonium pour fabriquer la bombe nucléaire. Un premier plan quinquennal de l'énergie atomique (1952-1957) est proposé par Félix Gaillard, secrétaire d'Etat, et voté à l'Assemblée nationale en juin 1952 (les réacteurs de Marcoule seront planifiés lors de ce premier plan). L'objectif des plans

²⁷ Alain Malleve, *L'histoire de l'énergie nucléaire en France de 1895 à nos jours*, <http://arcea-dif.fr/bulletins/133/energie.pdf>, page web consultée le 28-09-2017.

²⁸ Pour Puissance Zéro, Oxyde d'uranium, Eau Lourde.

quinquennaux, mis en place par le Commissariat au Plan, créé en 1946 sur le modèle de la planification économique des pays socialistes, est de pouvoir programmer la planification économique du pays pour plusieurs années dans l'idée de « réduire les incertitudes » (Massé, 1965). Le programme nucléaire va donc se développer en partie, au moins dans un premier temps, sur plusieurs plans de programmation successifs à cinq ans.

En 1953, huit ans après l'explosion des bombes atomiques sur Nagasaki et Hiroshima, le président américain Eisenhower lance le programme « Atoms for Peace » dans l'optique de développer le nucléaire civil « pour la paix ». Dès 1954, le premier réacteur producteur d'électricité (Shippingport) est inauguré aux États-Unis, lançant ainsi une ère de développement de l'énergie nucléaire dans de nombreux pays du globe. En France, les piles G1, G2 et G3 du CEA (Figure 10), situées à Marcoule, sont développées pour produire du plutonium pour la bombe, mais pour la première fois, EDF tente de récupérer la chaleur produite par ces installations pour produire de l'électricité, à titre expérimental.²⁹ Tout comme les installations du CEA, la sûreté³⁰ des premières installations d'EDF est alors encore à l'état expérimental.

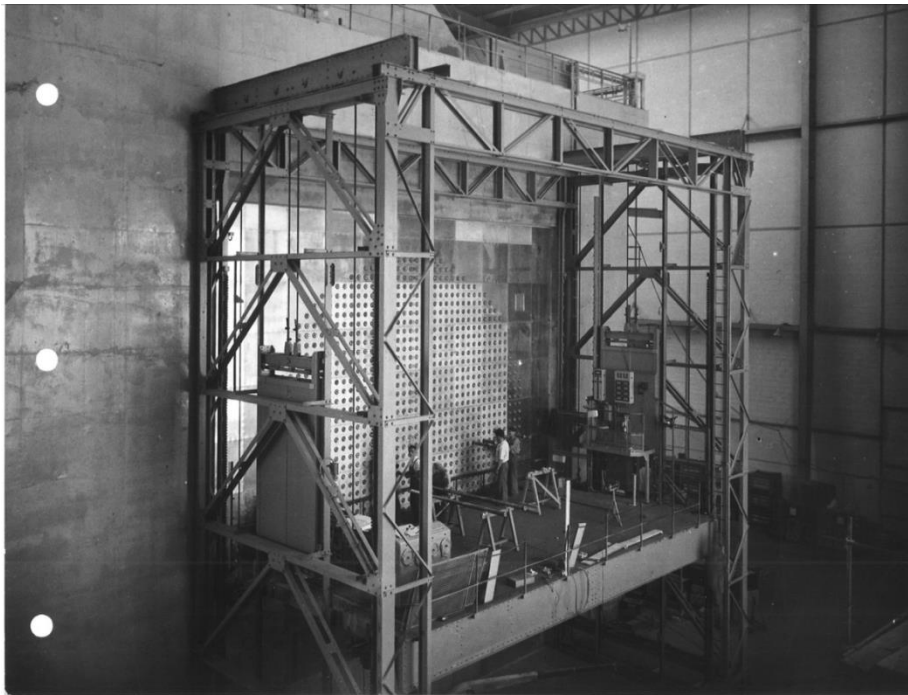


Figure 10 : Vue de la pile G1 de Marcoule, côté chargement, CEA, 1956.

²⁹ La production électrique de ces piles ne couvre alors même pas leur besoin en électricité.

³⁰ Nous parlons ici de « sûreté », mais le terme sûreté n'apparaît qu'en 1960 en France. Avant 1960, le terme « sécurité » était utilisé par les ingénieurs et techniciens du CEA.

1.1.2. La sûreté des installations nucléaires en France avant 1960 : l'empirisme du CEA

Jusqu'au milieu des années 1950, au niveau international, aucun secteur industriel ne propose encore de méthode spécifique d'évaluation des risques. Néanmoins, en France, dans le domaine de l'industrie, dès le début du 19^{ème} siècle, l'Académie des sciences et l'administration centrale proposent l'application de normes de sécurité définies a priori et contrôlées par les ingénieurs des Mines (Fressoz, 2014). Ces normes sont alors construites dans l'optique de faire respecter un certain nombre de consignes (les hangars et les tuyauteries doivent être isolés, les cheminées doivent avoir une certaine hauteur, etc.). Dès 1828, « *les chaudières françaises sont normalisées dans leurs paramètres essentiels : épaisseur des tôles, point de fusion des rondelles fusibles et diamètre des soupapes en fonction de la pression d'usage et du diamètre des chaudières. Des équations mathématiques et des tables calculées à partir de ces équations définissent ainsi la forme obligatoire d'un objet technique* » (Fressoz, 2014). Comme l'explique Pierre Lascoumes (Lascoumes, 2011), la sécurité industrielle en France au XIX^{ème} siècle est marquée par trois types d'intérêts à protéger : « *le développement économique, la salubrité publique et le droit des propriétaires. Il est frappant d'observer qu'aucune clef de répartition n'est donnée qui permette de déterminer le poids de chacun de ces intérêts. (...) Cet ajustement est le plus souvent contraint, car chacun des intérêts conserve ses caractéristiques propres, elles-mêmes très difficiles à concilier entre elles. Pour assurer l'ajustement de ces intérêts, les concepteurs de la régulation s'en remettent à des procédures et aux modalités pratiques de leur mise en œuvre* ».

C'est donc par l'expérience pratique que se constituent les premières normes et procédures de sécurité sur les installations industrielles. Ce mode de fonctionnement va être celui des premières installations du CEA. En effet, la France connaît déjà quelques incidents sur les piles EL2 et EL3 de Saclay (fuite de gaz, rupture de gaine du combustible, fusion du combustible) (Dänzer-Kantof & Torres, 2013) mais la sûreté des piles reste une affaire réglée au cas par cas par les ingénieurs et techniciens du CEA, sans règles particulières (Vallet, 1984). La sûreté est avant tout une affaire d'expérience et les ingénieurs et techniciens du CEA découvrent les difficultés en même temps qu'ils expérimentent les réacteurs. Comme l'explique un responsable du CEA : « *Lors de la conférence de Genève, la question suivante nous avait été posée : Que faites-vous s'il y a une rupture de gaine ? Nous avons pu répondre fièrement que nous n'avions pas l'expérience d'un tel ennui. Ce qui prouvait que nos cartouches étaient d'une bonne fabrication. Mais, il faut l'avouer aussi, elles n'avaient pas*

atteint un âge avancé »³¹. Le CEA est donc le seul responsable du traitement des défaillances de ses installations mais ne dispose pas, avant le début des années 1960, de règles particulières pour les traiter. Contrairement au cas des appareils à pression où les ingénieurs des Mines effectuent déjà des contrôles et où des normes sont édictées, entre 1945 et le début des années 1960, les premières installations du CEA ont été conçues et expertisées « *au CEA, sans aucun assujettissement à des contrôles extérieurs* » (Vallet, 1984). En effet, le CEA dispose, en vertu de son ordonnance « *pour l'exécution de sa mission et selon les règles prévues pour son fonctionnement, des pouvoirs actuellement dévolus aux ministres intéressés* » (Vallet, 1984). De fait, le politique a délégué les responsabilités en termes de sûreté nucléaire au CEA, dans le domaine, encore très jeune, de l'utilisation de l'énergie atomique.

C'est au niveau international que vont se formaliser les premières méthodes d'évaluation des risques liées à l'utilisation de l'énergie nucléaire dont vont s'inspirer les ingénieurs et techniciens du CEA.

1.2. Évaluer la sûreté des installations dans le monde anglo-saxon : le choix des doctrines pour séparer l'acceptable de l'inacceptable

A partir de la fin des années 1950, des grands principes ou démarches de sûreté vont apparaître aux États-Unis et en Angleterre alors que dans les années 1950, la décision d'implanter une installation nucléaire est avant tout un problème géographique. Dans un premier temps, les experts choisissent simplement d'éloigner au maximum les installations des foyers de population sans forcément adopter une démarche globale ou une doctrine particulière. Ce mode de fonctionnement est notamment utilisé dans le cas des réacteurs de recherche pour lesquels la proximité des villes n'est pas un besoin pour les exploitants, au contraire des réacteurs producteurs d'électricité. Alors qu'aucun réacteur commercial n'est encore en service, un rapport américain, dit « Wash 740 »³², est commandé par le régulateur américain, l'USAEC (United States Atomic Energy Commission), dans l'optique de définir des critères d'assurance en cas d'accident nucléaire. Le rapport conclut, en prenant pour exemple un réacteur fictif de 500 MW, qu'un accident conduirait à des conséquences possibles de 3 400 morts, 43 000 blessés, 7 milliards de dollars de dégâts matériels, et des contaminations de terre jusqu'à 75 km. En février la même année, un incident dans la centrale de Windscale au Royaume-Uni déclenche un relâchement important de radioactivité dans

³¹ Yvon, J. (1957). Les piles atomiques en France, Journal de physique et le radium.

³² USAEC (1957). Rapport Wash 740 « Theoretical possibilities and consequences of major accidents in large nuclear power plant ».

l'environnement, conduisant à une interdiction de consommer du lait sur une zone de 500 km² autour de la centrale. Ces deux moments marquants vont montrer le potentiel catastrophique d'un accident nucléaire et faire naître la nécessité, au niveau international d'évaluer les risques nucléaires de manière spécifique.

Les premières propositions de méthodes d'évaluation des risques vont être faites dans le cadre des conférences de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), organisme indépendant créé en 1957 par les Nations-Unies, dans l'optique de développer et de contrôler l'énergie nucléaire civile mais aussi de lutter contre la prolifération de l'arme atomique. En 1955 et en 1957, le programme « Atoms for peace » réunit des experts du nucléaire et commence à aborder les dangers de l'utilisation militaire, mais aussi civile, du nucléaire. Tenus secret pendant la Seconde guerre mondiale, des savoirs sur l'énergie nucléaire et notamment les questions de sûreté vont commencer à se diffuser. Ainsi, à partir de 1959, la revue trimestrielle « Nuclear Safety », éditée par l'intermédiaire d'un laboratoire de la commission américaine de l'énergie atomique, se fait l'écho de l'état des connaissances dans le domaine. A la fin des années 1950, les États-Unis et le Royaume-Uni développent des méthodes d'évaluation des risques nucléaires alors qu'en France, ces questions ne sont pas encore à l'ordre du jour.

Ces méthodes d'évaluation des risques font l'objet de communications à l'international lors des conférences annuelles de l'AIEA. L'idée derrière ces communications est alors de disposer d'un socle commun, fixant des normes ou des seuils et pouvant servir de cadrage à l'évaluation des risques. On peut alors identifier deux grands courants à l'international, nés à la fin des années 1950, concernant l'évaluation des risques nucléaires, la démarche déterministe et la démarche probabiliste.

1.2.1. L'approche déterministe américaine : un outil de dialogue pour parler des accidents et rendre acceptable le risque

A la fin des années 50 se formalise le concept de l'« Accident Maximum Crédible »³³ (« Maximum Credible Accident »). Présenté en 1958 lors de la seconde conférence de l'ONU « Atoms for peace », et développé aux États-Unis, ce concept se focalise sur un nombre restreint d'accidents graves et développe des raisonnements à partir de ceux-ci. Ses auteurs, des responsables de la section « réglementation et autorisation » et de la section « inspections » de l'USAEC, précisent qu'« *en cas*

³³ Pour plus de simplicité, nous le dénommerons ensuite AMC.

d'accident, la radioactivité qui pourrait être rejetée, même dans le cas du pire accident dont la probabilité est considérée comme croyable, et dans les conditions de dispersion les plus pessimistes, ne doit pas engendrer des doses à l'extérieur du site qui soient supérieures aux doses critiques autorisées (une fois au cours de l'existence) »³⁴. La Figure 11 nous montre les grandes étapes de la démarche de l'Accident maximum prévisible (AMC). Ce sont les industriels (les concepteurs) qui définissent, sous la forme de jugements d'experts, les accidents qui sont considérés comme possibles. L'organisme de contrôle (l'USAEC) est alors en charge de vérifier les données de l'AMC mais également de valider que les conséquences de l'AMC ne dépassent pas un seuil (en dose de radiations) fixé par la réglementation. Le permis de construire ne peut pas être accordé sans cette démonstration (Foasso, 2012).

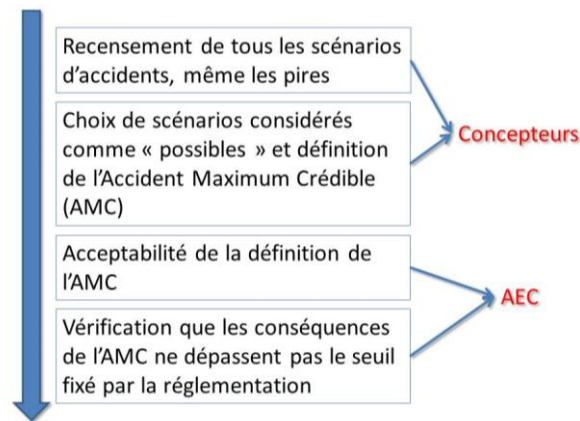


Figure 11 : Principes de la démarche de l'AMC

Cette approche assume le fait de « mettre de côté » de plus petits accidents, ceux-ci étant, selon les experts, couverts par les mesures de sûreté destinées à prévenir les accidents les plus graves. En se mettant d'accord sur le pire scénario possible, les concepteurs et les organismes de sûreté voient dans ce concept l'occasion d'utiliser le même langage. Comme l'explique un expert lors d'une conférence de l'AIEA en 1964 : « A tout moment du développement d'un système donné de réacteur, quand une commande est sur le point d'être passée, il faut que le constructeur, l'acheteur et l'autorité qui donne les autorisations soient d'accord sur la nature des risques contre lesquels le constructeur doit fournir une protection et sur l'efficacité de cette protection. (...) En ce qui concerne les approvisionnements et les plans, il faut donc avoir une définition claire de l'accident maximal à

³⁴ Beck, C.K., Mann, M.M., & Morris, P.A. (1959). "Reactor safety, hazards evaluation and inspection", Proceedings of The Second International Conference on Peaceful Uses of Atomic Energy, Geneva 1958, P/2407, Vol. 11, United Nations, New York, pp. 17-20.

envisager dans les conceptions ; ce concept est évidemment lié à celui de l'accident maximal prévisible et c'est ce qui explique sans doute pourquoi ce dernier concept a été si largement utilisé. »³⁵

Les États-Unis disposent alors de nombreuses compagnies productrices d'électricité, plusieurs constructeurs de réacteurs, des dizaines de modèles différents, des centaines de fournisseurs d'équipements. Le concept d'AMC apparaît alors comme un moyen d'avoir une base commune de dialogue entre toutes ces organisations, mais également vis-à-vis du public. Comme l'expliquent des experts du CEA, « *cette notion a l'avantage de présenter aux non-spécialistes les vues les plus pessimistes du technicien qui recueille les accords nécessaires à l'exploitation* »³⁶. Les initiateurs de la démarche AMC jugent eux que leur approche est subjective, au centre d'une négociation : « *Avant qu'une autorisation d'exploitation soit accordée, la décision fondamentale repose sur le fait qu'on a une assurance raisonnable que l'usine peut être construite et exploitée sur le site proposé sans risque excessif pour la santé et la sûreté du public (...)* » et « *Ce jugement est un jugement subjectif, auquel on parvient par une évaluation judicieuse des nombreuses caractéristiques susceptibles d'engendrer les risques, et des compromis de sûreté qui doivent être faits dans de nombreux aspects de la conception et de l'exploitation* »³⁷. De plus, les connaissances et le retour d'expérience en matière de sûreté nucléaire impliquent de prendre des marges de sûreté importantes. L'AMC est une démarche qui répond donc à un contexte scientifique, technique et sociétal. En effet, les effets psychologiques des bombes atomiques d'Hiroshima et Nagasaki obligent les experts à une grande prudence, voire, pour certains, à une trop grande prudence. Certains experts du CEA parlent alors de la « *malédiction d'Hiroshima* »³⁸, qui engendrerait une prudence extrême vis-à-vis de la sûreté des installations nucléaires.

L'AMC s'impose néanmoins dans les évaluations de sûreté « *durant les années 1958-1967 comme le fondement des normes de sûreté, particulièrement aux États-Unis* » (Lahidji, 2012).

³⁵ Cave, L. (1964). « Discussion générale de la session 3.6 », Troisième Conférence Internationale des Nations Unies, Genève.

³⁶ Bourgeois, J., Costes, D., Henri, C., Lamiral, G., & Segot, C. (1962). « Problèmes de sûreté des réacteurs de puissance à uranium naturel modérés au graphite et refroidis au gaz », *BIST*, 63, 9-24.

³⁷ Beck, C.K., Mann, M.M., Morris, P.A. (1959). « Reactor Safety, Hazards Evaluation and Inspection », Proceedings of The Second International Conference on Peaceful Uses of Atomic Energy, Geneva 1958, P/2407, Vol. 11, United Nations, New York (traduit par Cyrille Foasso (2003))

³⁸ Ibid.

1.2.2. L'approche probabiliste britannique : rationaliser la sûreté nucléaire par la quantification

En 1958, lors de la même conférence de l'ONU, le Britannique Farmer, de l'autorité de sûreté britannique³⁹, présente une communication qui réinterroge la notion de « risque ». Farmer précise qu'« aucune activité humaine n'est sans risque, cependant, toutes les précautions possibles concrètement devraient être prises pour réduire les risques à un faible niveau de probabilité qui soit socialement et économiquement acceptable »⁴⁰. En ce sens, l'approche de Farmer présente des similitudes avec celle des Américains, en recherchant un niveau d'acceptabilité. La principale différence réside dans la méthode elle-même, qui préconise l'utilisation massive des probabilités pour rationaliser les choix en matière de sûreté nucléaire. Selon Foasso (Foasso, 2003), « cette démarche va à l'encontre de celle développée aux États-Unis et présentée lors de cette même conférence avec la notion d'accident maximum prévisible, qui considère qu'au-delà d'une certaine probabilité, rien ne sert d'étudier des scénarios d'accident : c'est une approche radicalement différente, mais qui nécessite les moyens de ses ambitions (...). C'est cette méthode révolutionnaire⁴¹, initiée par les Britanniques dès cette époque, qui s'appuie sur des arbres d'erreurs et une analyse des probabilités ». Farmer va pousser son concept un peu plus loin en 1968, lors d'un colloque annuel de l'AIEA. Dans la succession de ces travaux de la fin des années 50 sur la notion de risque, il présente alors un texte qui va devenir célèbre au sein du monde de la sûreté nucléaire, intitulé « Siting criteria : A new approach »⁴². Celui-ci dévoile une méthode pour mesurer et quantifier le risque, c'est-à-dire pour évaluer à la fois la probabilité d'occurrence d'un incident/accidents et ses conséquences. Il ne s'agit alors plus seulement de choix techniques mais de choix sociétaux, qui passent par la définition d'une limite, d'un risque « acceptable » pour la société.

³⁹United Kingdom Atomic Energy Authority (UKAEA).

⁴⁰ Farmer, F.R., Fletcher, P.T., & Fry, T.M. (1959). Safety Considerations for Gas Cooled Thermal Reactors of the Calder Hall Type, *Proceedings of The Second International Conference on Peaceful Uses of Atomic Energy*, Geneva 1958, P/2331, Vol. 11, pp. 202-215, United Nations, New-York.

⁴¹ Il est à noter que les arbres de défaillances et de fiabilité seront utilisés quelques années plus tard et de manière directement opérationnelle dans d'autres secteurs : l'aérospatial et le militaire. En 1962, l'*US Air Force* demandera au laboratoire Bell une analyse pour évaluer un système de commande de lancement du missile balistique intercontinental (Lannoy, 2008). En 1965, ces méthodes seront largement présentées dans des communications (Haasl, 1965) dans le cadre de la conférence de Seattle « *Symposium System Safety* », organisée par Boeing.

⁴² Farmer, F.R. (1967). Siting criteria: A new approach », *Proceedings of the IAEA symposium on nuclear siting*, IAEA, p.303-329.

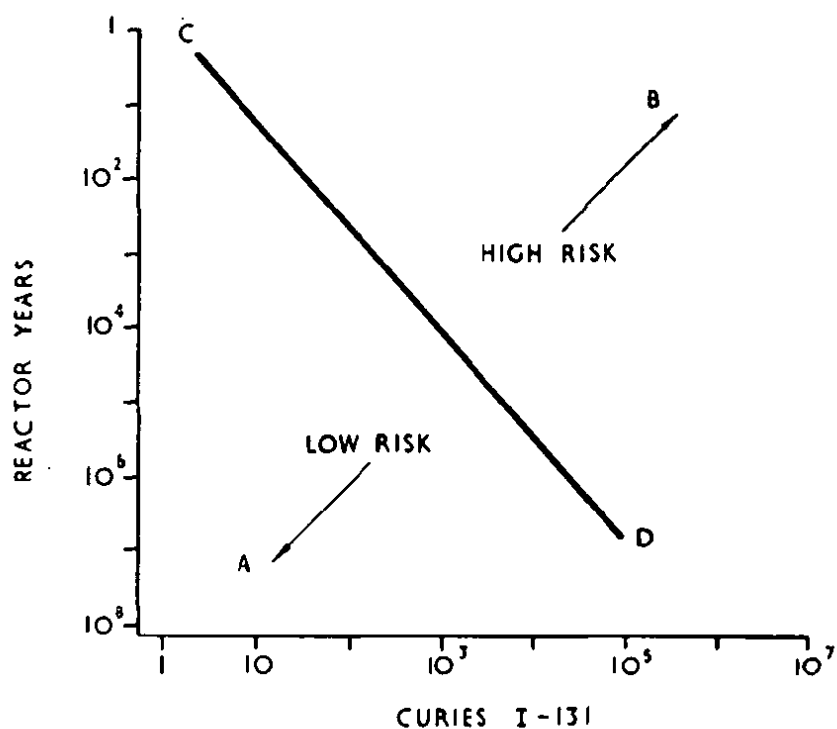


FIG.2. Probability-consequence diagram

Figure 12 : Diagramme du Docteur Farmer. Communication à l'AIEA (1967)

La figure tirée de la version originale de la communication de Farmer illustre son travail (cf. Figure 12). Il existerait une zone dans laquelle le risque est considéré comme « faible » et une autre dans laquelle il est considéré comme « fort ». Deux critères sont mis en avant pour considérer un risque : les années-réacteurs (en ordonnée) et les conséquences en termes de produits radioactifs relâchés (en abscisse). Il existe donc une zone où le risque est « acceptable », soit de par sa faible probabilité, soit de par ses faibles conséquences.

Dans les années 1960, le développement de Farmer a également une portée politique. L'approche probabiliste doit permettre d'éviter de choisir des marges trop importantes et donc de rationaliser les questions de sûreté nucléaire : « Il s'agit pour Farmer d'adopter une méthode plus souple d'évaluation qui permette de sélectionner des sites dont les caractéristiques d'éloignement des centres urbains soient moins drastiques. Les raisons en sont claires : si l'on veut pouvoir développer un programme atomique, il faudra pouvoir disposer d'un certain nombre de sites en tenant compte du réseau de distribution électrique du pays et des coûts de transmission » (Foasso, 2003).

La Figure 13 résume les deux doctrines principales à la fin des années 1960.

Méthode	Déterministe	Probabiliste
Organisme porteur	USAEC (Autorité de sûreté des Etats-Unis)	UKAEA (Autorité de sûreté de GB)
Idée générale	Définir un scénario d'« Accident Maximum Crédible »	Définir une limite chiffrée entre risque acceptable et risque inacceptable
Méthodes	Les experts identifient des scénarios	Des arbres de défaillances et des analyses de systèmes permettent d'associer des probabilités à des incidents/accidents
Objectifs	Fournir un outil de dialogue entre concepteurs, exploitants et autorité de sûreté	Rationaliser les marges de sûreté et objectiver le risque

Figure 13: Les deux doctrines de sûreté à la fin des années 1960

Du côté français, au moment où se déroulent ces communications, la France ne dispose pas de méthode particulière pour évaluer le risque nucléaire, ni d'organisations spécifiques au sein du CEA⁴³. C'est au contact des autres nations que va naître l'idée de prendre en charge spécifiquement ce problème.

1.3. La naissance d'une prise en charge de la sûreté nucléaire autogérée par le CEA : organisations et démarches

Comme l'explique Cyrille Foasso (Foasso, 2012), « *la mise en place de normes et règlements en matière de sécurité par les organismes internationaux (AIEA, ONU, Euratom) mais aussi les premiers accidents comme celui de Windscale en Grande-Bretagne font prendre conscience de la nécessité absolue de formaliser les questions de sécurité au CEA, tant dans les concepts que dans les structures* ». Ce sont donc l'accident de Windscale et le contexte international de diffusion de savoirs et normes qui vont faire prendre conscience au CEA de la nécessité de traiter de manière spécifique

⁴³ En effet, lors des deux premières conférences des Nations Unies sur l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire (Atoms for Peace) en 1955 et 1958, la France ne présente aucune communication sur les questions de sûreté. Pour exemple, en 1958, lors de la deuxième conférence des Nations-Unies, sur les 23 communications de la session consacrée à la sûreté « Reactor Safety and Containment », 19 proviennent des USA, 2 de Suède, 2 de Grande-Bretagne et une de Norvège. Il n'y a aucune communication française.

le problème. Entre la fin des années 1950 et le début des années 1960, un embryon de régime de régulation de la sûreté nucléaire va prendre forme au sein du CEA.

1.3.1. Les premières organisations en charge de la régulation au sein du CEA : l'embryon du régime de régulation

L'acte de naissance de la sûreté nucléaire en France est marqué par la création de la Commission de sûreté des installations atomiques (CSIA), créée en 1960, avec à sa tête Francis Perrin, une des figures emblématiques du CEA⁴⁴. Le rôle de la CSIA est alors de prendre des décisions concernant les installations et notamment de pouvoir de délivrer des autorisations de fonctionnement ou de construction. La CSIA oriente également le travail de sous-commissions, qui jouent le rôle d'organes d'expertise. La plus importante d'entre elle, la sous-commission des piles⁴⁵, créée également en 1960 au sein de la CSIA et dirigée par Jean Bourgeois⁴⁶, va alors avoir pour objectif d'élaborer « la philosophie de la sûreté nucléaire en France ».

Cette organisation opère de fait une première séparation en interne au CEA, entre une instance décisionnaire, la CSIA, et plusieurs entités dédiées à l'expertise, les sous-commissions. Elle marque les prémices d'un « contrôle » des installations qui sont, à l'époque, des piles⁴⁷ de production de plutonium pour le secteur militaire et des piles de recherche, toutes deux priorités du CEA. C'est le Haut-Commissaire du CEA, Francis Perrin, qui « *aurait encouragé la constitution d'une fonction sûreté au CEA, afin d'établir une séparation entre services promoteurs et services de surveillance* » (Vallet, 1984). Mais contrairement à l'USAEC et l'UKAEA, qui ne sont pas des exploitants nucléaires, (seulement des autorités de contrôle et de promotion de l'énergie nucléaire), le CEA regroupe d'emblée donc toutes les compétences en son sein : exploitant, expert et contrôleur.

Un embryon de régime de régulation interne au CEA est alors en train de prendre forme.

⁴⁴ Francis Perrin, physicien de formation, membre du Collège de France et élu à l'Académie des sciences, est un des pionniers de la réaction en chaîne.

⁴⁵ Au sein de la CSIA, 4 sous-commissions sont créées : les sous-commissions de sûreté des « Piles », des « Transports », des « Laboratoires et Usines » et de « Criticité ».

⁴⁶ Jean Bourgeois est considéré par les experts du CEA et d'EDF comme le pionnier de la sûreté nucléaire en France (Foasso, 2003).

⁴⁷ Le terme de « pile atomique », qui fait référence à l'empilement de combustible d'un réacteur, sera petit à petit remplacé par celui de « réacteur nucléaire ».

1.3.2. La progressive francisation de la démarche d'évaluation des risques

Au début des années 1960, les premiers textes français reprennent le concept d'AMC des Américains dans leur analyse de sûreté. Considérée rapidement comme « *un peu arbitraire* »⁴⁸, cette notion est complétée par les experts du CEA par la méthode dite « des barrières », qui a pour objectif le confinement des produits radioactifs à l'intérieur de l'installation nucléaire⁴⁹. Cette méthode ne propose pas à proprement parler une évaluation du risque mais une méthode de protection en cas d'accident. Cette méthode se focalise sur trois barrières (voir Figure 14) formant un triple écran pour éviter le relâchement d'éléments radioactifs dans l'environnement. La première de ces barrières est la gaine de l'élément combustible qui retient la majeure partie des éléments radioactifs. La seconde est l'enveloppe du circuit primaire constituée par l'enveloppe en acier des circuits de refroidissement du réacteur. La troisième prend la forme d'une enceinte de confinement en béton qui entoure le circuit primaire.

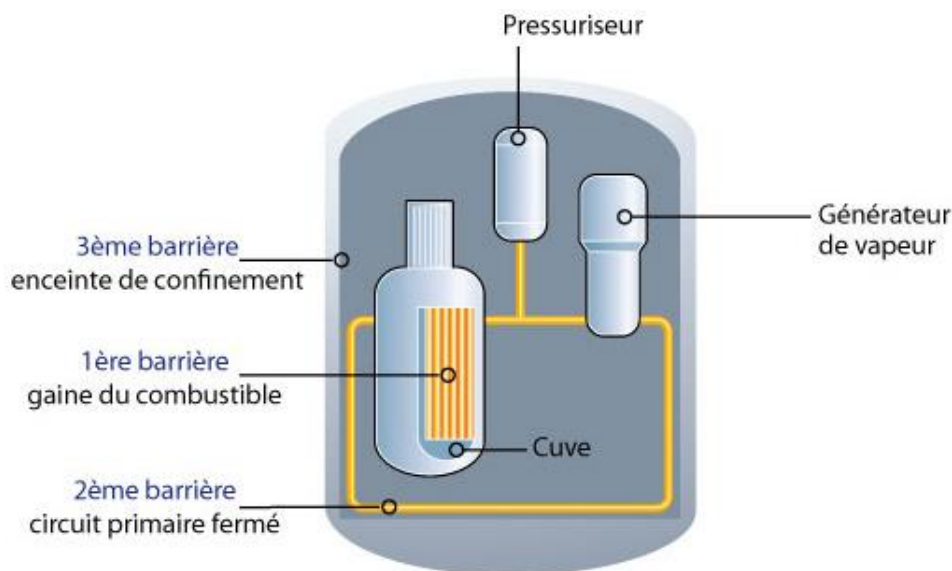


Figure 14 : Le concept des barrières (IRSN, 2017)

Farmer, qui présente déjà en 1958 l'idée de disposer de barrières successives, et notamment la gaine de combustible et le circuit primaire fermé, a sans doute fortement influencé les experts du CEA.

⁴⁸ Bourgeois, J., Costes, D., Henri, C., Lamiral, G., Segot, C. (1962). Problèmes de sûreté des réacteurs de puissance à uranium naturel modérés au graphite et refroidis au gaz, BIST, CEA, N°63, Juillet 1962.

⁴⁹ De Vathaire, F. (1960). Sûreté des installations atomiques, Génie Atomique, Volume I, Section c, Bibliothèque des sciences et techniques nucléaires, Paris : PUF.

Pour ces experts, il ne s'agit alors pas de développer de nouveaux concepts concurrents aux doctrines déterministes ou probabilistes des Anglo-Saxons, mais de disposer d'éléments très pratiques, utilisables directement pour l'analyse de la sûreté et basés sur la technique. Jean Bourgeois précise au début des années 1960 : « *Au cours de nos recherches sur les accidents, il nous est apparu que le remède technique apparaissait très souvent peu après la découverte de chaque risque, et que ce remède ne conduisait pas obligatoirement à des installations plus complexes ou plus onéreuses* »⁵⁰. On retrouve là une des spécificités de l'approche française : la mise en place pragmatique de solutions techniques plutôt que l'établissement préalable de critères stricts. En 1962, après deux ans de travail sur les questions de sûreté, les experts du CEA présentent un ensemble de communications sur la sûreté nucléaire lors d'une conférence internationale de l'AIEA⁵¹. Les communications proposées par les experts du CEA (accompagnés de quelques experts d'EDF) traitent alors particulièrement des aspects techniques de la sûreté nucléaire (cf. Figure 15). On ne distingue pas encore une doctrine globale sur les questions de sûreté nucléaire, au sens des principes proposés par les Anglo-Saxons à la fin des années 1950.

- [1] MARTIN D., BAUZIT J., CANTE R., HEBRARD L.
Inflammation dans l'air d'éléments combustibles.
A.I.E.A. Reactor Safety and Hazards Evaluation Techniques -
Vienne 14-18 mai 1962.
- [2] DREVON G., GELEE M., WUSTNER R.
Etudes relatives aux enceintes de sûreté de Rapsodie,
Même référence.
- [3] FURET J., LAURENT L.
L'incidence de l'automatisme et des techniques nouvelles sur l'amélioration de la sécurité dans le contrôle des réacteurs.
Même référence.
- [4] BOURGEOIS J., COSTES D., HENRI G., SEGOT C., LAMIRAL G.
Problèmes de sécurité des réacteurs de puissance à uranium naturel modérés au graphite et refroidis au gaz.
Même référence.
- [5] de VATHAIRE F., LACOUR J., RASTOIN J., de ROBIEN E.
Problèmes de sécurité des réacteurs de recherche modérés et refroidis à l'eau ordinaire.
Même référence.
- [6] MEUNIER A.
Quelques problèmes de sécurité relatifs à un réacteur à tubes de force.
Même référence.

Figure 15 : Présentations françaises à la conférence de l'AIEA de 1962, CEA, 1962

⁵⁰ Bourgeois, J., Costes, D., Henri, C., Lamiral, G., Segot, C. (1962). Problèmes de sûreté des réacteurs de puissance à uranium naturel modérés au graphite et refroidis au gaz, BIST, CEA, N°63, Juillet 1962.

⁵¹ AIEA "Reactor Safety and Hazards Evaluation Techniques" - Vienne 14-18 mai 1962.

Les questions d'acceptabilité ou de risque (au sens probabiliste) ne sont alors pas traitées par les experts du CEA. Pour rappel, ces questionnements, dans les années 1950 et 1960, aux États-Unis et au Royaume-Uni, se déroulent dans des contextes où la contestation anti-nucléaire est déjà active⁵², ce qui n'est pas encore le cas en France. Néanmoins, les experts français s'inspirent beaucoup des travaux anglo-saxons puisque la définition de l'AMC est mobilisée dans les premières analyses de sûreté des réacteurs du CEA. De même, pour l'approche probabiliste britannique, « *les Français retiennent la méthode dans ce qu'elle a d'intéressant du point de vue technique : la méthode basée sur les probabilités est un moyen de révéler les faiblesses des systèmes, les chemins critiques grâce aux arbres de défaillance. Mais ils ne s'aventurent pas dans des considérations qui sont du domaine du politique* » (Foasso, 2003). Les experts français focalisent alors leurs analyses sur des problèmes concrets et sur des études concernant les réacteurs déjà construits (à Marcoule ou sur les autres sites du CEA) ou en projet, comme c'est le cas à Chinon. Et dans ces problèmes techniques concrets, les experts du CEA, à la fois promoteurs du nucléaire et experts de la sûreté, intègrent la dimension économique à leur analyse. Jean Bourgeois considère même que « *par les économies judicieuses qu'elles permettront de réaliser, les études de sûreté sont donc appelées à jouer un rôle fondamental dans l'économie des réacteurs de puissance, et de leur succès dépendra, en grande partie, la compétitivité des centrales nucléaires avec les centrales classiques* »⁵³. Il explique notamment que « *les études effectuées jusqu'ici ont permis d'autoriser l'augmentation de la puissance des réacteurs G (Marcoule). Elles ont donc eu une incidence économique non négligeable sur le fonctionnement des réacteurs de puissance de cette filière* »⁵⁴. Il apparaît alors que les experts du CEA sont totalement conscients des incidences (bénéfiques ou négatives) de la sûreté sur le coût de l'énergie nucléaire et donc sur l'avenir du programme nucléaire. Malgré cela, il existe très peu de documents techniques mentionnant explicitement les aspects économiques et politiques de la sûreté. Ces derniers apparaissent alors comme intégrés à des choix techniques, comme les débats qui animent les experts de l'époque, sur l'opportunité de construire ou non une enceinte de confinement autour des réacteurs. Un expert du CEA résume, en 1967, la démarche française en mentionnant que la « *prise de conscience est facilitée par le développement des études de sûreté et par l'adoption de procédures souples d'examen, où les examinateurs ne sont pas des juges lointains et supérieurs établissant des freins réglementaires immuables (...). Dans l'état actuel du développement de l'énergie atomique,*

⁵² Contesté par les populations locales entre 1958 et 1964, un projet de centrale nucléaire (à Bodega Bay en Californie) est abandonné par les autorités en 1964.

⁵³ CEA (1963). Bulletin d'informations scientifiques et techniques, juillet 1963, n°63.

⁵⁴ Ibid.

cette méthode est vraisemblablement la plus efficace et la plus économique pour établir et maintenir le très haut niveau de sûreté indispensable »⁵⁵.

Plus que l'adoption d'une démarche d'évaluation des risques, le CEA formalise petit à petit, par l'expérience, un mode de régulation où l'objectif est le développement de la technologie nucléaire tout en intégrant les enjeux de sûreté, si possible au plus proche du terrain. Ce mode de fonctionnement est favorisé par le fait que la CEA est à la fois le seul exploitant d'installation mais aussi le seul expert et contrôleur de la sûreté nucléaire.

1.4. Conclusion intermédiaire

Nous avons pu voir dans cette section qu'à la sortie de la guerre, le CEA va se voir déléguer politiquement et scientifiquement la responsabilité du développement de l'énergie nucléaire, d'abord pour concevoir la bombe nucléaire. Ce n'est qu'avec le développement de doctrines diffusées lors des conférences Atoms for Peace, mais également avec l'accident de Windscale en 1957, que les experts du CEA vont créer une organisation ad hoc pour gérer ces problèmes, autour d'une instance décisionnaire et de plusieurs organes d'expertise. Sans développer réellement une démarche d'évaluation des risques, le CEA va plutôt mettre en place une philosophie partagée, autour de l'idée d'une conciliation du développement technologique et industriel et des enjeux de sûreté. Les évaluations des experts du CEA se font alors au cas par cas, ceci étant permis par l'absence de loi ou de réglementations propres au domaine. Aux États-Unis, à l'inverse, une réglementation⁵⁶ concernant la sûreté nucléaire commence à être écrite par l'USAEC dès le début des années 1960, imposant notamment l'utilisation de l'AMC. Pendant longtemps, l'idée d'être à la fois « juge et partie » (le contrôleur étant lui-même promoteur de la sûreté) sera défendue par le CEA comme étant la bonne pratique à avoir en matière de sûreté (Bourgeois, Tanguy, Cogné, & Petit, 1996). En effet, selon les experts de l'époque, c'est par la technique que doivent se résoudre les problèmes de sûreté, la sûreté étant un facteur-clé pour permettre le développement, sans entrave, de l'industrie nucléaire.

Au début des années 1960, la régulation des risques nucléaires est totalement autogérée par le CEA, seul responsable de cette question en France.

⁵⁵ Vathaire (de), F (1967) « La sûreté des réacteurs : réalisation et tendances actuelles », Energie Nucléaire, vol 7

⁵⁶ USAEC (1962), 10 CFR 100 « Reactor Site criteria ».

Nous allons maintenant analyser la manière dont fonctionne le système d'acteurs du régime de régulation, que nous caractériserons comme un petit monde et comment il va s'organiser pour faire face à son environnement.

2. Le fonctionnement du petit monde de la sûreté : endogamie et fermeture du système d'acteurs

Au début des années 1960, la création d'une organisation spécifique en charge de la régulation de la sûreté nucléaire au sein du CEA va s'accompagner de la mise en place d'un système d'acteurs fonctionnant comme un « petit monde ». Dans cette section, nous montrerons quels sont les mécanismes de genèse et de fonctionnement de ce petit monde de la sûreté. Par ce concept, nous nous intéresserons à la structuration du réseau d'acteurs impliqués institutionnellement dans la régulation. Pour Bénédicte Vallet (Vallet, 1984), « *on a ainsi assisté en France à une sorte d'intériorisation organisationnelle des risques, c'est-à-dire à un processus de gestion des risques maintenu à l'intérieur des organisations impliquées dans le nucléaire* ». Ce que nous appelons « petit monde » de la sûreté, essentiellement composé d'experts et de décideurs du CEA et d'EDF, est caractérisé par une formation commune dispensée par le CEA, des règles très lâches qui permettent une liberté dans la manière d'organiser les négociations et de faire fonctionner l'embryon de régime de régulation, et une conception partagée de la sûreté vue comme un problème technique, qui se résout entre experts du CEA et d'EDF, qui jouissent d'un monopole de l'expertise.

Dans un premier temps, nous analyserons comment la formation technique dispensée par le CEA, notamment aux experts d'EDF, va constituer une base commune de dialogue, facilitée par l'utilisation d'une technologie commune : le graphite-gaz. Nous analyserons concrètement comment se déroule le dialogue entre le CEA et EDF autour de l'analyse de la sûreté de la première installation d'EDF, la centrale nucléaire de Chinon, en proposant un focus sur le premier instrument de régulation : le rapport de sûreté. Nous montrerons ensuite que ce petit monde de la sûreté nucléaire constitue un réseau fermé (Vallet, 1984). Dans un contexte de concurrence internationale, de secret militaire et de monopole de l'expertise par le CEA, ni les organisations internationales, ni même l'Etat français ne sont en mesure de pénétrer ce petit monde de la sûreté, particulièrement opaque.

2.1. La formation à la sûreté nucléaire par le CEA

Dans l'après-guerre, l'étude des « sciences nucléaires » est disséminée dans plusieurs établissements publics⁵⁷. Manquant de spécialistes sur les questions nucléaires et face à la demande d'ingénieurs et de scientifiques pour l'effort de reconstruction, le CEA se place dès sa création au centre du processus de formation sur les questions nucléaires. Avec le développement de la filière graphite-gaz et l'arrivée progressive d'un nouvel industriel, EDF, le CEA va devoir former de nouveaux experts, de plus en plus nombreux. Par le développement d'une formation académique et technique autour de l'INSTN (Institut des sciences et techniques nucléaires) et d'une formation sur le terrain, au contact des installations, les futurs experts de la sûreté d'EDF, nouvel entrant dans le domaine, et du CEA vont développer des modes de raisonnement communs.

2.1.1. Un nouvel acteur qui change la donne : l'entrée d'EDF dans l'industrie nucléaire

Depuis 1946 et la loi sur la nationalisation de l'électricité⁵⁸, EDF est chargée d' « *étudier, réaliser et exploiter sous sa direction, les moyens de production d'électricité* »⁵⁹. Dès 1955, lors de la première conférence « Atoms for Peace » à Vienne, EDF et le CEA présentent conjointement leurs travaux sur l'idée de récupérer l'énergie des piles de Marcoule pour produire de l'électricité⁶⁰. Néanmoins, la mise en œuvre des premiers réacteurs nucléaires qui ont pour but de produire de l'électricité va induire les premiers questionnements sur le partage des responsabilités entre EDF et le CEA. En 1955, une commission dite PEON (production d'énergie d'origine nucléaire) est instaurée pour conseiller le gouvernement sur les questions d'énergie nucléaire. Constituant une première tentative pour organiser la collaboration entre le CEA et EDF, « *elle est composée au départ essentiellement de hauts cadres du CEA et d'EDF, et entérine les accords ou les compromis passés entre les deux organismes sur les modalités du programme UNGG* » (Foasso, 2003). EDF et le CEA proposent alors à la commission PEON un programme comportant « *la première centrale EDF 1 et une série de prototypes de plus en plus puissants* » (Lamiral, 1988). La commission valide le programme et la répartition des tâches entre EDF et le CEA. Dans les faits, la situation est complexe car l'ordonnance du CEA précise que celui-ci doit « *réaliser à l'échelle industrielle les dispositifs générateurs d'énergie*

⁵⁷ Institut du radium Pierre et Marie Curie, Orsay, Ecole polytechnique.

⁵⁸ Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ Communication CEA/EDF (1955) : « Récupération de l'énergie dégagée dans G1, pile à graphite refroidie à l'air », Communication du CEA à la conférence de Genève, août 1955.

d'origine atomique »⁶¹. La répartition des rôles se joue donc entre le CEA et EDF. La Direction de l'équipement d'EDF propose une solution au CEA : « *la maîtrise d'œuvre de l'ensemble de la tranche était assurée par EDF ; le CEA poussait les études d'exécution du réacteur aussi loin qu'il pouvait le faire et contrôlait l'ensemble de celles-ci ; il assistait EDF dans la surveillance de la construction des ouvrages nucléaires ; il dirigeait les opérations de démarrage du réacteur sous la responsabilité d'EDF et formait son personnel de conduite* » (Lamiral, 1988). Finalement, cette répartition semble correspondre aux aspirations et aux compétences de chacun. En effet, EDF dispose déjà d'une expérience et de compétences dans le domaine de l'électricité⁶² mais aucune dans le nucléaire⁶³. Au contraire, le CEA exploite déjà les piles de recherche de Fontenay-aux-Roses, de Saclay et des réacteurs de Marcoule mais n'a jamais produit d'électricité. Les deux organismes sont donc voués à travailler ensemble et à se répartir les tâches. C'est notamment en raison de l'arrivée d'EDF que la CEA va se voir dans l'obligation de transmettre son savoir-faire en matière de sûreté nucléaire.

2.1.2. Le rôle de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires (INSTN) dans la formation des experts de la sûreté

Depuis 1955 et l'idée de récupérer l'énergie des piles militaires CEA de Marcoule, les ingénieurs d'EDF s'initient aux techniques du CEA, notamment par l'intermédiaire de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires (INSTN), organe de formation du CEA qui dispense de nombreux cours techniques sur la sûreté nucléaire. Cet établissement a la particularité d'être placé sous l'autorité du CEA et sous la double tutelle du ministère de l'Industrie et du ministère de l'Éducation nationale. Situé sur le site de Saclay, à côté du site du CEA, l'INSTN dispose de moyens pédagogiques importants avec notamment l'installation d'un réacteur de recherche en neutronique, « Ulysse », en 1961. En 1955, la première promotion du cours de génie atomique de l'INSTN compte déjà des étudiants de la Direction Études et recherche d'EDF (Lamiral, 1988).

Dès 1960, les experts du CEA et d'EDF sont amenés à travailler ensemble sur des projets de réacteurs et la formation par l'INSTN prend alors de l'importance. La formation commune entre les ingénieurs

⁶¹ Ordonnance n° 45-2563 du 30 octobre 1945 instituant un commissariat à l'énergie atomique.

⁶² En 1955, depuis la nationalisation, EDF avait engagé un programme de construction de 63 centrales hydrauliques, dont 37 avaient été mises en service, ainsi que 40 tranches thermiques, dont 26 avaient été mises en service (Lamiral, 1988).

⁶³ Sur les centrales plutonigènes du CEA qui ont servi à fabriquer le combustible pour la bombe nucléaire, EDF avait testé des « récupérateurs d'énergie » en vue de produire de l'électricité dans le futur mais sans toucher au domaine « nucléaire » des installations.

des deux organisations facilite le dialogue, comme l'explique Cyrille Foasso (Foasso, 2012) : « *Que ce soient les hommes du CEA (scientifiques, ingénieurs), les gens d'EDF chargés des réacteurs nucléaires, ou plus tard les responsables des ministères, tous sont ingénieurs, physiciens, ayant reçu une formation scientifique ou technique, et partagent une même confiance dans la « rationalité technique », qui ne peut être que le seul juge réellement objectif* ».

2.1.3. Une filière « unique » qui facilite les échanges

C'est autour des réacteurs CEA de Marcoule, où EDF installe des réacteurs d'énergie, que débutent les échanges : « *Cette centrale a permis néanmoins de former une petite équipe qui a pu, tout en travaillant à l'exploitation de l'usine G1, suivre dans tous ses détails la construction de la centrale de production d'énergie de G2. (...) La formation théorique s'est faite sous forme d'une cinquantaine de conférences traitant des problèmes généraux relatifs à l'énergie nucléaire et donnant une description détaillée et complète de la centrale, chaque description étant suivie de visites détaillées des divers appareils et circuits. Le personnel était entraîné à des exercices de démarrage et d'exploitation "à blanc" et était ainsi familiarisé avec les gestes qu'il aurait à faire plus tard. Entraîné de cette manière, le personnel E.D.F. s'est révélé dès les premiers jours parfaitement apte à exploiter efficacement et dans les meilleures conditions l'installation de production d'énergie de G2* »⁶⁴. Le développement de la filière des réacteurs graphite-gaz, qui intéresse les deux acteurs pour des raisons différentes (militaire pour le CEA, production d'électricité pour EDF), va donc favoriser le transfert de connaissances entre EDF et le CEA. De nombreux experts du nucléaire ont d'ailleurs travaillé à la fois sur le fonctionnement et la sûreté des installations du CEA, produisant du plutonium militaire, et des premiers réacteurs EDF, produisant de l'électricité. Comme l'explique un ancien expert d'EDF : « *En fait, il y a un élément important aussi, c'est qu'on a tous travaillé sur le graphite-gaz enfin, tous je parle des anciens évidemment, on a tous été formés sur le graphite-gaz* »⁶⁵.

Jusqu'à la fin des années 1960 et malgré de nombreuses divergences entre les experts du CEA et d'EDF, le développement de la filière graphite-gaz a été le centre des échanges de savoirs entre le CEA et EDF.

⁶⁴ CEA (1960). Rapport n°1659 : « Réacteur nucléaires ».

⁶⁵ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016

2.2. La recherche du consensus comme moteur des relations entre le CEA et EDF

L'entrée d'EDF dans l'ère nucléaire va réellement être marquée par la construction de la centrale de Chinon, entre la fin des années 1950 et le début des années 1960. La logique d'EDF est différente de celle du CEA. EDF n'est pas un spécialiste de l'atome mais de la production d'électricité. EDF souhaite produire de l'électricité et non développer la bombe nucléaire. Deux logiques vont alors s'affronter lors de l'analyse de sûreté de la centrale de Chinon, l'une relevant de la rationalité industrielle et économique, portée par EDF, l'autre relevant d'une rationalité plus scientifique, portée par le CEA. Nous montrerons ensuite comment ces deux acteurs aux logiques a priori différentes vont développer conjointement un instrument de régulation des risques, le rapport de sûreté, permettant l'obtention d'un consensus autour des questions techniques.

2.2.1. Deux logiques qui s'affrontent : le réalisme industriel d'EDF vs le réalisme scientifique du CEA

Lors de la décision de construire la centrale de Chinon, en 1955, on note déjà des différences de sensibilité entre les responsables du CEA et d'EDF. C'est avec l'entrée d'EDF dans le nucléaire et l'avènement d'une ère de développement industriel que la sûreté va devenir un enjeu technico-économique.

Deux logiques qui s'affrontent : le point de vue du CEA et d'EDF sur l'enceinte protégeant la cuve du réacteur EDF 1

Autour des cuves des réacteurs G2 et G3 du CEA de Marcoule a été construite une enceinte en béton précontraint, une solution très innovante à l'époque⁶⁶ et gage d'une sûreté importante en cas d'accident. En effet, le choix de l'enceinte apparaît comme primordial car il s'agit de la dernière barrière censée contenir la radioactivité à l'intérieur de l'installation. Pour les réacteurs de Chinon, deux solutions s'affrontent sur le sujet : la vision du CEA est celle de la continuité par rapport à G2 et G3, même si les coûts d'une enceinte en béton précontraint sont importants ; EDF, dont la logique est purement industrielle, considère qu'une enceinte en acier, moins sûre, pourrait suffire. En effet, « les ingénieurs d'EDF voulaient augmenter la puissance et donc la pression de fonctionnement du réacteur. Or on ne savait pas construire à l'époque des caissons en béton précontraint qui tiennent les pressions plus élevées envisagées » (Foasso, 2003). Marcel Boiteux, ancien président d'EDF, explique alors : « Dans cette construction, les motivations de deux protagonistes étaient bien différentes. Pour

⁶⁶Le béton est précontraint par des câbles de très forte puissance (2000 tonnes à la rupture) et extérieurs au béton.

le CEA, un franc, c'était un franc de budget, tandis que pour EDF c'était un franc de prix de revient (...). Pour EDF, à la mentalité d'entreprise commerciale, il s'agissait d'atteindre le plus vite possible la compétitivité, quitte à prendre des risques » (Dänzer-Kantof & Torres, 2013).

En 1957, la direction d'EDF choisit alors de retenir une enceinte en acier, à l'instar des centrales thermiques classiques. Le 13 février 1959, l'enceinte en acier alors en fin de construction se fissure sur une dizaine de mètres de longueur. Le CEA incrimine alors le choix d'EDF, qui retiendra finalement l'enceinte en béton précontraint pour toutes ses futures centrales nucléaires. Cet incident, qui aurait pu avoir des conséquences dramatiques si le combustible avait été chargé dans le réacteur, entraînera un retard de trois ans sur la construction d'EDF 1 et affectera durablement les relations entre le CEA et EDF (Lamiral, 1988).

Cet épisode est assez remarquable quant aux différences de logiques entre le CEA et EDF, ce qui se traduira sur d'autres choix techniques : *« A la différence du CEA, qui prône une amélioration prudente des performances des centrales en cours de réalisation avant d'aller plus loin, EDF souhaite atteindre la meilleure compétitivité possible » (Dänzer-Kantof & Torres, 2013).* EDF souhaitera rapidement construire des centrales plus puissantes et si possible, enchaîner les constructions, sans attendre la mise en service de la centrale précédente. L'idée est d'atteindre à terme un *« kWh capable de concurrencer celui de l'énergie classique »* et pour cela *« quitter le stade des prototypes qui se succèdent pour passer à des tranches s'enchaînant selon une ou plusieurs séries et augmentant de puissance par paliers » (Dänzer-Kantof & Torres, 2013).* Ce souhait ne sera réalisé qu'au milieu des années 1970.

Sûreté et disponibilités : l'imbrication de deux logiques dans l'analyse des incidents

Avec le début de l'exploitation des réacteurs de Chinon, EDF va petit à petit mettre en place un système d'analyse des incidents qui a pour objectif de faire un bilan complet de tous les problèmes liés à l'exploitation de la centrale nucléaire. Ce système, sous forme de « fiches incidents et avaries », écrites par le Service de production thermique et signées par le directeur de la centrale, est mis en place à partir de 1965. Ces fiches sont alors envoyées au CEA qui peut émettre un avis mais la plupart des problèmes sont résolus en interne à EDF.

222

**SERVICE DE LA
PRODUCTION THERMIQUE**

FICHE "INCIDENTS et AVARIES"

N° d'ordre : 11

Centrale de CHINON

IMP. P. BOUON - CHINON

5 | 9 | 1
GRPT Centrale Tranche

3 | 0 | 0 | 5 | 6 | 5
Jour Mois Année

8 | 4 | 2
Code Matériel

C | D | C
Constructeur

DÉSIGNATION DU MATÉRIEL

REACTEUR

APPAREIL

BARRES DE CONTROLE

I - RENSEIGNEMENTS STATISTIQUES :

PCN 70 MW

Energie nette cumulée MWh		Heures de marche h		Durée h	Durée d'indisponibilité h		Nombre de démarrages		Puissance et énergie indisponibles	
depuis le 1 ^{er} Janvier	depuis le couplage	depuis la mise en service du matériel	depuis la dernière visite	d'immobilisation du matériel	partielle de la tranche	totale de la tranche	depuis le 1 ^{er} Janvier	depuis la der- nière visite	MW	MWh
105 239	281 042	9 694	5 741	0	2	0	7	22	10	20

II - DESCRIPTION de L'INCIDENT AYANT ENTRAINE L'AVARIE :

A 17 h 55, le réacteur fonctionne en régime stable à la puissance de 225 MWth. Brusquement la puissance du réacteur chute à 85 MWth. La température sur la gaine la plus chaude descend de 392 à 250° C. Aucun défaut susceptible de provoquer une chute de barres n'est signalé. Une discordance sur les chaînes linéaires de mesure de puissance provoque le passage automatique du pilotage linéaire en pilotage manuel.

Repères
ou références
(schémas, photos,
autres rapports)
**Courbes des
principales
grandeurs
intéressant
l'exploitation**

Carte des
températures
CO 2 sortie
canaux avant
et après
l'incident.

III - TRAVAUX EFFECTUES - MODIFICATIONS APORTEES :

En pilotage manuel, la puissance du réacteur est stabilisée puis augmentée progressivement tout en maintenant la vitesse d'augmentation de la température de gaine autour de 2°C/mn.

A 20 h, le réacteur atteint sa puissance maximale.

Un examen des cartes de températures CO 2 sortie canaux avant et après l'incident montre que l'incident a dû se produire sur la barre de contrôle n° 8.

XXXXXX ENSEIGNEMENTS XXXX TIRE XXXX

Une manipulation sur le treuil n° 8 permet de constater que la traction sur le câble du treuil est inférieure à la valeur normale et que toutes les manoeuvres sur la barre restent sans effet sur la puissance du réacteur.

La barre de contrôle n° 8 doit être rompue dans sa partie supérieure. Elle sera visitée au prochain arrêt.

V - ÉVALUATION du COUT de la RÉPARATION

- Nombre d'heures de travail	150	h
- Évaluation approximative	15 000	F.

Visa du Chef de Centrale

Figure 16 : Fiche incidents et avaries, EDF 1965

Comme nous le montre la Figure 16, la fiche incidents et avaries comprend toute une série de données techniques, économiques, industrielles. La description des événements, les modifications à apporter et l'expérience tirée de l'incident sont mises en avant. De même, la perte pour cause d'« énergie indisponible » et le coût financier de la réparation sont indiqués. En se penchant sur

d'autres fiches, on observe que les problèmes de sûreté sont mélangés avec d'autres incidents, qui n'ont pas vraiment de lien avec la sûreté nucléaire. Du côté de l'exploitant et au niveau de l'exploitation, la sûreté apparaît donc comme un domaine non circonscrit et aux enjeux multiples. Cet exemple des fiches d'incidents nous montre que, contrairement aux réacteurs militaires et aux réacteurs de recherche du CEA, le développement des réacteurs pour la production d'électricité d'EDF fait clairement le lien entre enjeux de production et enjeux de sûreté. Il est également intéressant de noter que les accidents plus graves font l'objet de fiches de la part de la CSIA.

Au-delà de ces aspects techniques, la construction de la centrale de Chinon va « traduire la maîtrise grandissante de l'électricien sur la filière électronucléaire, signifiant le recul du contrôle du Commissariat (...). L'imbrication entre activités militaires et civiles⁶⁷, qui caractérise la filière française à l'uranium naturel, brouille la rationalité économique qu'essaie d'y introduire EDF, en bon électricien comptable des kWh à produire pendant de longues années » (Dänzer-Kantof & Torres, 2013).

On retrouve alors ici les prémices du passage d'un régime techno-politique « national » porté par le CEA, pour qui la grandeur de la nation passe par l'exceptionnalité, à un régime techno-politique « nationalisé » porté par EDF, qui souhaite « faire de son premier réacteur, basé à Chinon, la première étape vers un programme d'énergie nucléaire économiquement viable » (Hecht, 2014).

Malgré ces différences de perception entre EDF et le CEA, au début des années 1960, les aspects relatifs à la sûreté sont encore majoritairement portés par le CEA. L'utilisation du rapport de sûreté, le premier instrument de régulation de la sûreté nucléaire français, va permettre l'obtention d'un consensus sur la plupart des sujets liés à la sûreté.

2.2.2. Le premier instrument de régulation des risques : le rapport de sûreté de Chinon et la recherche du consensus

La centrale nucléaire graphite-gaz de Chinon (Figure 17), qui compte trois réacteurs et dont la construction débute en 1956, est la première et va donc inclure un dialogue poussé entre EDF et le CEA. Nous allons observer dans cette sous-section comment, à travers la rencontre d'EDF et du CEA concernant la sûreté de cette installation, va se définir un mode de fonctionnement de la régulation

⁶⁷ Le CEA tentera même de produire du plutonium militaire à partir des réacteurs 2 et 3 de la centrale EDF de Chinon (Lamiral, 1988).

de la sûreté nucléaire, fondé sur l'utilisation d'un instrument particulier, le rapport de sûreté, base du dialogue entre l'exploitant de l'installation (EDF), le contrôleur et l'expert (le CEA).

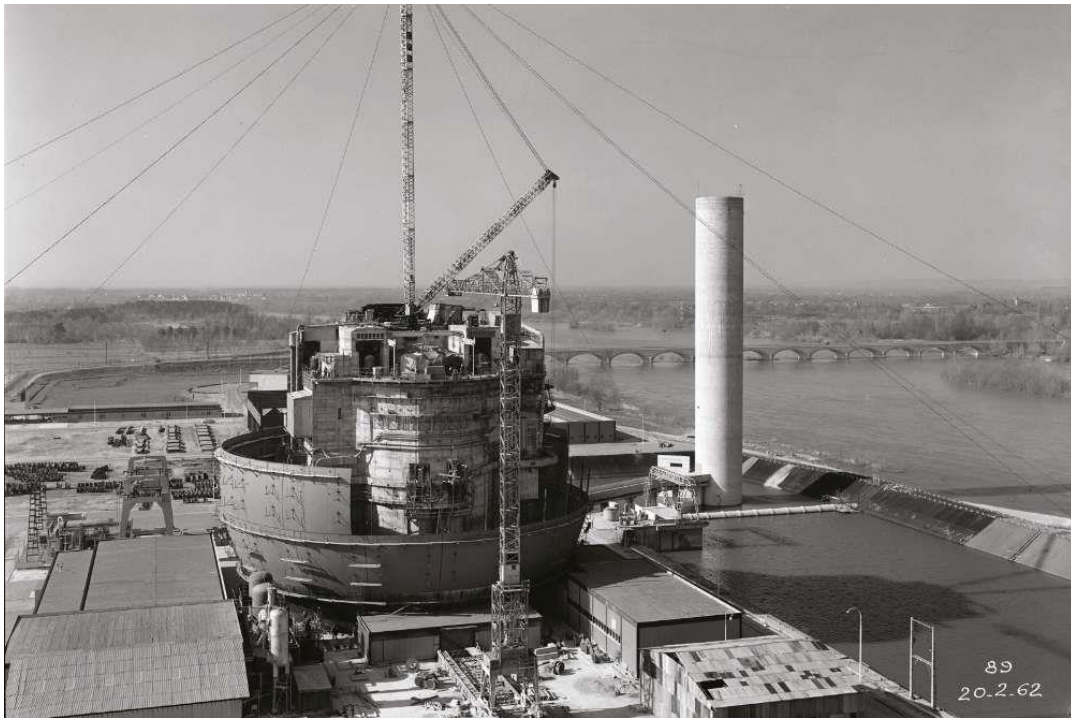


Figure 17 : La centrale nucléaire de Chinon en construction, Archive EDF, 1957

Avant d'analyser en détail les pratiques de régulation et les instruments mobilisés lors de la conception, la construction et l'exploitation de la centrale de Chinon, il semble important de revenir sur les transferts transnationaux qui ont impacté le régime de régulation en France, puisque le rapport de sûreté est un instrument utilisé par les États-Unis et l'Angleterre, avant d'être transposé en France. Si, comme nous l'avons vu, la sûreté nucléaire a d'abord été conceptualisée par les Anglo-Saxons, c'est également le cas pour les premiers instruments. En effet, aux États-Unis, un rapport préliminaire de sûreté, instrument de régulation des risques, écrit par l'exploitant, permet de justifier auprès de l'USAEC et de l'ACRS la sûreté de son installation en vue d'obtenir une autorisation de construction. Tous les sujets relatifs à la sûreté doivent être compris dans ce rapport (les caractéristiques du site, les choix de conception et de calculs, l'efficacité des dispositifs de sûreté et de confinement, ...). Pour obtenir un permis de construire, l'exploitant doit ensuite prouver la sûreté de son installation devant une commission spéciale (l'Atomic Safety Licensing Board (ASLB)) présidée par un juriste, lors d'une audition publique : « *Des représentants de l'AEC peuvent être appelés à témoigner. L'ASLB rend une décision pouvant être contestée en appel* » (Foasso, 2003). L'obtention du permis de construire est alors provisoire. Dans les mois qui suivent, une nouvelle procédure est lancée autour d'un rapport final de sûreté, qui permet de délivrer une autorisation définitive. Cette

autorisation définitive fait l'objet d'une enquête publique dès la fin des années 1950 (Foasso, 2012). Au centre de ce long processus, le rapport de sûreté apparaît comme un instrument d'action publique, au sens de Halpern (Halpern et al., 2014), au centre d'un processus technique, politique et juridique d'autorisation de mise en service d'une installation nucléaire. En France, au début des années 1960, il n'existe aucun texte de loi ou de réglementation relatif à la sûreté des installations nucléaires. Les experts du CEA et d'EDF tentent donc de tester, à leur manière, des instruments et des pratiques venant des États-Unis, en les adaptant à leur vision « technicienne » de la sûreté nucléaire.

L'élaboration du premier rapport de sûreté français

En 1956, le ministère de la Santé demande à deux spécialistes en cancérologie et radiologie⁶⁸ un rapport sur les risques liés à la centrale nucléaire de Chinon alors encore en projet. Pour écrire ce document, les professeurs entament des correspondances sous forme de questions-réponses avec EDF. EDF envoie alors 300 pages de textes qui traitent notamment des caractéristiques de l'installation ou encore de la protection du réacteur (Lamiral, 1988). Conscient que cette étude ne forme pas un tout cohérent, EDF décide de créer en 1959 un « Sous-comité d'études préliminaires des incidents et accidents » (SCEPIAN) qui devient en 1960 le « Comité pour l'étude des problèmes de sécurité » (CEPS). De son côté et quasiment au même moment, le CEA crée la CSIA (cf. chapitre 1, paragraphe 1.3), qui comprend alors une Sous-commission de sûreté des piles. En 1960, le CEA rédige déjà des rapports de sûreté⁶⁹ qu'il soumet alors à la CSIA, le tout en interne. L'arrivée d'EDF dans le domaine du nucléaire va alors changer la donne puisqu'en décembre 1960, le directeur général d'EDF demande à la CSIA l'examen de la sûreté d'EDF 1 (Chinon A1). A l'époque, cette demande ne fait pas l'objet d'un cadre réglementaire ou législatif. EDF se tourne vers la CSIA puisqu'il s'agit de la seule organisation capable de mener une analyse de sûreté en France, à un moment où EDF ne dispose que de peu de compétences sur le sujet. Un ancien responsable d'EDF précise que c'est « *le directeur général d'EDF (...) qui demande au haut-commissaire du CEA, par lettre du 15 décembre 1960, l'examen par la CSIA de la sûreté de Chinon A1* » (Lamiral, 1988). Selon plusieurs auteurs (Foasso, 2003; Lamiral, 1988), c'est la légitimité de la CSIA (et donc du CEA) dans le domaine du nucléaire qui a poussé EDF à se tourner, au plus haut niveau, vers le CEA pour analyser

⁶⁸ Les professeurs Tubiana et Burg.

⁶⁹ Il est intéressant de noter qu'EDF, en tant qu'exploitant de centrales hydroélectriques et thermiques, propose une terminologie déjà utilisée pour ses centrales thermiques. La centrale nucléaire de Chinon est appelée « usine de Chinon » et le rapport de sûreté est appelé « rapport de sécurité ».

sa première installation nucléaire. Il est intéressant de noter qu'au début des années 1960, les experts du CEA sont pour certains déjà expérimentés et jouissent d'un certain prestige vis-à-vis de ceux d'EDF⁷⁰, qui débutent dans le domaine. De plus, au début des années 1960 il n'existe de toute façon aucun organisme en France capable de donner un avis sur la sûreté nucléaire, hormis le CEA. C'est alors « *d'EDF elle-même, consciente de son manque de connaissances en ce domaine, qu'est partie l'initiative de confier au CEA l'examen de la sûreté d'EDF 1* » (Vallet, 1984).

Pour mener l'analyse de sûreté de la centrale EDF de Chinon, EDF et le CEA décident de réfléchir ensemble à la forme et aux contenus des documents à échanger. Depuis sa création, la CSIA avait pris l'habitude de formuler des « décisions » qui, si elles n'avaient pas de caractère réglementaire, étaient imposées en interne au CEA. Avec EDF, la relation est forcément différente car le CEA ne peut pas imposer de décisions à EDF mais seulement formuler un avis ou des recommandations. Pour ce faire, les échanges vont s'établir autour d'un document servant de base de dialogue entre les deux organisations. Comme nous l'avons déjà mentionné, à l'époque les Américains et les Britanniques sont tous deux en avance sur les questions de sûreté nucléaire et ils utilisent déjà des rapports de sûreté sur leurs installations nucléaires. La France va alors se tourner vers les Britanniques car ces derniers développent, comme les Français, la technologie « graphite-gaz »⁷¹. Des échanges entre l'autorité de sûreté britannique (UKAE) et les experts du CEA et d'EDF se déroulent en 1962, tournés vers le contenu du rapport de sûreté (Lamiral, 1988). L'UKAE transmet aux experts français un « guide pour la rédaction d'un rapport de sûreté »⁷². En se penchant sur ce document, le CEPS d'EDF conclut que le rapport de sûreté de Chinon doit servir à deux choses : il « *peut constituer une vérification systématique de la sécurité de confinement* » et il « *peut chercher à prouver à autrui que l'exploitant est conscient des risques qu'il crée, et qu'il a pris des précautions utiles* »⁷³. En France, le rapport de sûreté deviendra alors l'instrument de régulation grâce auquel l'exploitant doit apporter la preuve de la sûreté de son installation, et cette preuve va devoir être faite par EDF auprès de la CSIA. Cette responsabilité de l'exploitant, producteur de sa propre évaluation des risques par le biais du rapport de sûreté, constitue une des bases du fonctionnement de la sûreté nucléaire. Après

⁷⁰ Francis Perrin est alors un des pionniers de l'énergie nucléaire en France. Jules Horowitz, qui fait également partie de la CSIA, est considéré comme l'un des meilleurs physiciens de l'époque.

⁷¹ Au début des années 1960, les États-Unis n'utilisent pas cette technologie.

⁷² UKAEA (1961). Rapport interne : « Guide pour la rédaction d'un rapport de sûreté ».

⁷³ EDF/CEPS (1961). Rapport interne : « Rédaction des rapports de Sécurité ».

discussion entre EDF et le CEA, il est décidé, entre 1960 et 1962, de suivre l'exemple anglo-saxon. Le rapport de sûreté comporte alors 12 livres⁷⁴ sur plus de 1700 pages.

L'analyse du rapport de sûreté par la CSIA : la normalisation d'une philosophie de la régulation par l'écrit

Entre juillet 1962 et janvier 1963, une dizaine de réunions ont lieu entre EDF et le CEA. La réunion du 6 décembre 1962 est la plus importante car le CSIA doit donner un avis sur la « montée en puissance »⁷⁵ d'EDF 1. Cette réunion, en l'absence d'une réglementation ou d'une loi dans le domaine, est donc d'une importance cruciale car elle autorise EDF à démarrer son réacteur. Une vingtaine d'experts du CEA et d'EDF sont alors présents à cette réunion, présidée par le Haut-Commissaire du CEA Francis Perrin. Les discussions sont animées et les présentations des experts d'EDF sont largement discutées par la CSIA. Il s'agit de points techniques comme l'étude des accidents ou encore les problèmes de pression de la sphère contenant le réacteur. Après les discussions, les représentants d'EDF se retirent pour laisser la CSIA délibérer. Le Haut-commissaire du CEA précise qu' « au vu de la réglementation française, la CSIA ne peut donner que des avis et que pour que ces avis aient leur pleine valeur, il faut qu'ils soient donnés en toute indépendance, c'est pourquoi (...) la délibération proprement dite aura lieu hors de la présence des représentants d'EDF » (Foasso, 2012).

Suite à cette réunion, un avis est donc donné par la CSIA, le premier de l'histoire sur un réacteur EDF. En quelques lignes, la CSIA va résumer les débats qui ont eu lieu lors des précédentes réunions et conclut : « La CSIA estime satisfaisants, dans le rapport de sûreté, les dispositifs techniques des différentes parties du réacteur EDF 1, pour les opérations de montée en puissance. Elle appelle toutefois l'attention d'Électricité de France sur les points suivants : (...) La commission estime qu'il lui sera nécessaire, avant de donner un avis sur la sécurité du fonctionnement régulier d'EDF 1, de

⁷⁴ Description du site - Installation générale du site - Notice descriptive de la centrale - Choix et mise en œuvre des matériaux - Montage et essais de mise en service - Organisation et formation du personnel - Code et manœuvres - Protection biologique - Réglages et instrumentation - Rejets d'effluents actifs - Etude des accidents - Rapport de sûreté résumé.

⁷⁵ La montée en puissance correspond, après le chargement du réacteur en combustible, à une phase préalable au démarrage de l'installation.

procéder à un nouvel examen de l'ensemble des problèmes de sûreté de la pile, à la lumière de l'expérience acquise lors de la montée en puissance »⁷⁶.

Ce premier avis de l'histoire de la sûreté entre le CEA et EDF est éclairant puisqu'il formalise une philosophie particulière de la régulation. En effet, la pratique du « oui mais » écrite ici sous la forme « satisfaisant (...) toutefois » permet à la fois de ne pas retarder le démarrage du réacteur tout en laissant ouverts de futurs débats techniques. Cette vision positive de la régulation où l'accompagnement est privilégié par rapport à la contrainte constituera dès lors une partie de la philosophie de la régulation adoptée par le CEA et EDF. Elle correspond alors tout à fait à l'idéologie des experts du CEA qui ne veulent pas bloquer le développement de l'énergie nucléaire tout en considérant la sûreté comme un enjeu crucial. On retrouvera le même principe dans les avis de la CSIA sur la sûreté d'EDF 2 et d'EDF 3, construits également à Chinon. Au milieu des années 1960, à partir de l'analyse d'EDF 2, c'est même la sous-commission de sûreté des piles du CEA qui rédige l'avis qui sera examiné par la CSIA. Au milieu des années 1960, c'est donc le CEA qui joue le rôle d'expert et de contrôleur de la sûreté nucléaire dans une procédure qui apparaît alors routinisée mais qui ne fait pas l'objet d'une réglementation.

A partir de 1967, un « groupe ad hoc » est créé, pour remplacer la CSIA. Ses membres sont désignés conjointement par le ministre de l'Industrie et le ministre délégué, chargé de la Recherche scientifique et des questions atomiques et spatiales. Ce groupe ad hoc est un groupe d'experts où sont représentés le CEA, EDF et des représentants du ministère de l'Industrie⁷⁷. S'il apparaît comme plus ouvert que la CSIA, le groupe reste considéré par EDF comme directement sous le contrôle du CEA (Bourgeois, 1992), notamment car son président est un expert du CEA.

⁷⁶ CEA/CSIA (1962). « Avis de la CSIA sur la montée en puissance d'EDF 1 ».

⁷⁷ Par exemple, lors d'une réunion du groupe ad hoc concernant le rapport de sûreté de la centrale UNGG de Saint-Laurent-des-Eaux en 1969, on compte quatre représentants du CEA, trois d'EDF, un du ministère de l'Industrie et le président du groupe ad hoc, Jean Bourgeois, du CEA.

2.3. La fermeture des arènes de négociations : la défense du petit monde face à son environnement

2.3.1. Euratom et AIEA : la défense de l'intérêt national face à l'américanisation du nucléaire

Avec le développement d'organisations internationales et européennes, qui ont notamment pour objet la sûreté nucléaire, le CEA va organiser la défense du régime de régulation français. Cette défense est avant tout politique : il s'agit pour le CEA de lutter contre l'américanisation du nucléaire et, de manière concomitante, de la sûreté. Le CEA considère alors que les Américains tentent, à travers Euratom et l'AIEA, de vendre, sur le marché européen, leurs réacteurs à eau (eau lourde et eau légère).

Type de réacteur	Irradiation	Production du Pu fissile par MWe/an
Graphite-gaz (Chinon A3)	3 000 MWj/t	0,47 kg
	4 000 MWj/t	0,40 kg
Eau lourde (Monts d'Arrée)	8 000 MWj/t	0,33 kg
	10 000 MWj/t	0,28 kg
Eau légère (Chooz A)	15 000 MWj/t	0,35 kg
	17 000 MWj/t	0,32 kg

Figure 18 : Production de plutonium (Pu fissile) par filière (Lamiral, 1988)

Or, les réacteurs graphite-gaz du CEA produisent plus de plutonium que les réacteurs à eau (Figure 18). A la fin des années 1950, l'enjeu pour le CEA est alors de défendre ses réacteurs, au moment où le Général de Gaulle est de retour à la tête du gouvernement et où l'objectif d'obtenir la bombe nucléaire devient prioritaire (Goldschmidt, 1980). C'est dans ce contexte national que vont se développer les premières organisations européennes et internationales sur les questions de nucléaire et de sûreté. Les relations entre le CEA et ces organisations vont être donc fortement impactées par ce contexte politique.

Dès 1958, un programme entre les États-Unis et Euratom⁷⁸ est signé, les États-Unis s'engageant à livrer de l'uranium enrichi aux pays membres en échange de facilités pour la construction en Europe

⁷⁸ La communauté européenne de l'énergie atomique Euratom est créée en 1957 autour de six pays membres de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (France, Italie, Belgique, Pays-Bas, Allemagne, Luxembourg). Elle a pour objectif de favoriser le développement de l'énergie atomique civile, à un moment où la crise du Canal de Suez (1956) avait causé des problèmes d'approvisionnement en pétrole. L'idéal d'indépendance énergétique était alors clairement visé, notamment par la France, à l'origine du traité

de réacteurs américains modérés à l'eau. Les États-Unis disposent à la fin des années 1950 d'un monopole sur l'uranium enrichi, combustible de base de la centrale à eau, et veulent donc exercer un contrôle sur l'uranium naturel, utilisé pour les réacteurs du CEA, ce dernier ayant une importance stratégique en vue de produire le plutonium militaire (Goldschmidt, 1962).

Certains auteurs (Bupp & Derian, 1978) ont mis en lumière la stratégie des États-Unis au travers d'organisations comme Euratom ou l'AIEA pour développer un marché mondial du nucléaire basé sur des réacteurs à eau américains. Or, la technologie graphite-gaz du CEA est différente de celle des Américains et la France, en la personne du Général de Gaulle et sa vision « nationale » de l'énergie nucléaire (Hecht, 2014), voit d'un très mauvais œil le développement de la technologie américaine en Europe⁷⁹. Quand le général revient à la tête de l'Etat en 1958 avec pour objectif, entre autres, de développer rapidement l'arme nucléaire, le projet Euratom, d'abord bien accepté par les politiques français, va devenir un obstacle pour le chef de l'Etat qui voudra alors « chloroformer Euratom » (Dänzer-Kantof & Torres, 2013).

Le fait qu'Euratom édicte des normes et impose des obligations aux pays membres représente alors un enjeu de taille. En France, un Comité technique interministériel pour Euratom est créé au sein du CEA pour vérifier la bonne application du traité Euratom et notamment l'article 37⁸⁰. Un groupe d'experts d'Euratom⁸¹ est alors en charge de donner un avis sur le démarrage d'une installation en fonction des conséquences sur l'environnement (et notamment vis-à-vis des pays voisins). Les experts du CEA, dénonçant le projet d'américanisation du nucléaire derrière Euratom, souhaitent limiter les échanges entre le CEA et Euratom. Il est à noter que la France est alors le seul pays d'Euratom à disposer de centrales en services et c'est notamment sur des questions de sûreté nucléaire que le CEA semble réticent à fournir des informations. Une lettre de la direction des

Euratom, celle-ci étant alors très en avance dans le domaine du nucléaire par rapport aux autres pays membres.

⁷⁹ Les deux constructeurs américains, Westinghouse et General Electric, gagnent plusieurs contrats en Italie, en Allemagne et même en France (centrale de Chooz) au tournant des années 1950-60.

⁸⁰ « Chaque État membre est tenu de fournir à la Commission les données générales de tout projet de rejet d'effluents radioactifs sous n'importe quelle forme, permettant de déterminer si la mise en œuvre de ce projet est susceptible d'entraîner une contamination radioactive des eaux, du sol ou de l'espace aérien d'un autre État membre. La Commission, après consultation du groupe d'experts visé à l'article 31, émet son avis dans un délai de six mois » (Article 37 du Traité du 25 mars 1957 instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom)).

⁸¹ En 1960, le seul représentant français de la commission d'experts est le Professeur Jamet du Département d'étude sanitaire du CEA. En 1964, la France compte 5 experts (3 du CEA et 2 d'EDF) parmi les 19 de la commission.

relations internationales du CEA au ministère de la Santé indique que « *la commission (Euratom) n'a cessé de s'arroger des prérogatives dans des domaines où le traité ne lui en confie aucune. Il en est ainsi du domaine de la sécurité en matière de réacteurs (...). Sa tentative d'institutionnaliser un groupe d'experts en matière de sécurité des réacteurs ne peut que nous conduire à nous montrer désormais réticents* »⁸². Le CEA a alors à la fois peur de perdre son monopole sur l'expertise technique des installations en France mais également peur de se voir imposer des règles, potentiellement plus strictes que celles retenues d'habitude : « *Les organismes internationaux, Agence internationale de l'énergie atomique et Euratom, intensifient leur action en vue de superviser la sécurité des réacteurs en général (...). Or, nos sites ne répondent pas aux critères de sûreté des sites que ces organismes sont en train de dégager et veulent codifier (...). Il a été précisé qu'en cas d'« Euratomisation » de l'installation, le CEA considérait comme essentiel que la France garde l'entière responsabilité de la sûreté de l'installation* »⁸³.

C'est dans la même idée que va s'organiser la défense vis-à-vis de l'AIEA. L'AIEA est créée en 1957 à l'initiative des États-Unis dans l'optique de développer et de contrôler l'énergie nucléaire civile mais aussi lutter contre la prolifération de l'arme atomique. Ce deuxième objectif se double d'un enjeu commercial pour les États-Unis. L'uranium naturel fait alors l'objet d'un contrôle par l'AIEA. La France étant importateur naturel pour son programme nucléaire militaire et exportateur potentiel de réacteurs graphite-gaz à uranium naturel, ce contrôle est alors vu d'un très mauvais œil de la part du CEA. Pendant presque vingt ans, la France va refuser le contrôle de ses installations par l'AIEA et les projets de codes et de normes de l'AIEA auront alors beaucoup de mal à imprégner le régime de régulation de la sûreté en France.

Le CEA va petit à petit resserrer son expertise sur les questions de sûreté nucléaire sans que les experts d'Euratom ou de l'AIEA puissent réellement intervenir. Sur le plan international, si la France participe activement aux échanges techniques sur les questions de sûreté à partir des années 1960, la défense de l'intérêt national et, à travers celui-ci, de la technologie graphite-gaz du CEA, empêchent, en France, un contrôle européen ou international sur les questions de sûreté. A travers ce processus de fermeture, c'est également la défense face à « l'américanisation » du nucléaire et de la sûreté qui se joue au CEA.

⁸² CEA, (1965) Lettre du Comité technique interministériel pour Euratom du CEA au Sous-comité interministériel de protection sanitaire, 26 septembre 1965.

⁸³ CEA/CSIA (1961), Compte rendu de la quatrième réunion de la CSIA, 15 mars 1961

2.3.2. L'Etat et la sûreté nucléaire : une délégation quasi-totale aux experts du CEA

Le traité Euratom⁸⁴, mais également une convention de Paris sur l'indemnisation des dommages⁸⁵ en cas d'accident nucléaire sur une installation⁸⁶, imposent à la France de concevoir un régime administratif concernant les installations nucléaires. En 1963, un décret sur les Installations nucléaires de base (INB) est publié, « *mis au point à partir d'une étude établie par le CEA, EDF restant alors écartée de la préparation de tous textes relatifs aux installations nucléaires* » (Vallet, 1984). Le décret est alors rattaché à une loi sur les pollutions atmosphériques, ratifiée en 1961⁸⁷, qui fait l'objet de débats à l'Assemblée et au Sénat mais au sein duquel le nucléaire ne sera que très peu traité (Saint Raymond, 2012). Le décret « INB » a alors pour objectif de définir un cadre pour le régime administratif des installations nucléaires, basé sur celui des établissements industriels classés, avec le « *souci de ne pas perturber le régime d'examen des projets d'installations qui s'était établi de fait, avec le rôle prééminent du CEA et de sa CSIA* » (Saint Raymond, 2012). Dans le texte, ce décret entérine une nouvelle organisation, la CIINB (Commission interministérielle des installations nucléaires de base), et un système d'inspections réalisées par les inspecteurs des installations classées (voir plus loin). La CIINB, composée de représentants des différents ministères, est alors censée examiner les projets de décrets de création et de modification des INB. Dans les faits, son rôle sera extrêmement limité, notamment car les experts du CEA et d'EDF ne souhaitent pas alourdir la procédure extrêmement souple qui est jusqu'alors utilisée. Un ancien responsable du SCSIN explique que « *la lourdeur de cette procédure dissuadera d'y avoir recours, et, pour l'éviter, on prendra l'habitude de ne faire figurer dans les décrets d'autorisation de création des INB que des prescriptions suffisamment générales pour qu'on puisse espérer ne pas avoir à les modifier trop souvent* » (Saint Raymond, 2012). De plus, dans le décret de 1963, la CIINB a également le pouvoir de donner un avis sur la réglementation générale mais ne prévoit ni par qui et ni comment sera écrite cette réglementation. Jusqu'au milieu des années 1970, cette réglementation sera inexistante, ce qui donnera à la CIINB un rôle très marginal, le CEA conservant son rôle technique d'expert et de contrôleur de la sûreté.

⁸⁴ Le traité impose aux Etats membres un régime de déclaration des installations nucléaires.

⁸⁵ La convention impose que soient identifiées les installations peuvent être à l'origine de dommages importants.

⁸⁶ Convention sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire (Convention de Paris) du 29 juillet 1960

⁸⁷ Loi n° 61-842 du 2 août 1961 relative à la lutte contre les pollutions atmosphériques et les odeurs.

De même, le rôle des inspecteurs des installations classées sera très limité car il ne s'agit pas encore d'un corps organisé. En effet, les inspecteurs ne sont alors « *nullement spécialisés dans les risques et inconvénients dus aux rayonnements ionisants* » (Saint Raymond, 2012). Pour combler cette lacune, le CEA va créer son propre système d'inspection à partir de 1967, ce qui donnera naissance au statut d'inspecteur de la sûreté, d'abord en interne au CEA.

Si l'Etat, avec le décret de 1963, semble mettre un pied dans les affaires de sûreté alors dévolues au CEA, celui-ci garde dans les faits le total contrôle des activités d'expertise et de contrôle de la sûreté.

2.4. Conclusion intermédiaire

Autour du CEA, un système d'acteurs impliqués dans les questions de sûreté nucléaire se met en place entre le milieu des années 1950 et la fin des années 1960. Il est d'abord caractérisé par le confinement du sujet au sein d'un collectif restreint d'acteurs, un « petit monde » de la sûreté. Le développement de ce petit monde est favorisé par l'architecture organisationnelle limitée à deux acteurs industriels (le CEA et EDF), le peu de réacteurs mis en service dans la décennie 1960 (4 réacteurs nucléaires producteurs d'électricité), par la formation commune des acteurs, et une fermeture vis-à-vis de l'extérieur, qu'elle soit liée à la défense face à une possible « américanisation » du nucléaire et de la sûreté ou à la délégation de fait opérée par le politique aux « techniciens » sur les questions de sûreté. Avec la construction puis la mise en service de la centrale de Chinon, les experts du CEA et d'EDF vont pouvoir construire, sur le terrain, des pratiques de régulation de la sûreté nucléaire, appuyées notamment sur un instrument, le rapport de sûreté. Emprunté au modèle anglo-saxon, le rapport de sûreté va être utilisé en France comme la clé de voûte du dialogue entre le CEA et EDF. S'il est produit par EDF, le rapport de sûreté fait l'objet d'une expertise et d'une décision de la part du CEA. Il constitue un instrument de régulation des risques porteur d'une vision particulière du rapport régulateur-régulé. En effet, si, dans les trois cas, l'exploitant est responsable de son installation et doit écrire son rapport de sûreté, le fonctionnement autour de cet instrument apparaît très différent en France, aux États-Unis ou au Royaume-Uni. En France, à cette époque, le rapport de sûreté est écrit, analysé et validé par les industriels eux-mêmes. L'instrument ne sort pas du cercle des experts du CEA et d'EDF. Ce mode de fonctionnement particulier est favorisé par le fait qu'il n'existe pas de réglementation ou de lois dans le domaine. La responsabilité du CEA et d'EDF est alors totale et ne semble pas faire, au milieu des années 1960, l'objet d'un contrôle par l'Etat, si ce n'est une demande d'autorisation, prévue par le décret sur les installations nucléaires de base de 1963. L'entrée d'EDF dans le domaine nucléaire marque l'intégration plus forte des aspects économiques dans la régulation de la sûreté nucléaire. En exploitant des réacteurs pour la

production d'électricité, EDF pousse la logique de d'efficacité industrielle, allant parfois jusqu'au conflit avec le CEA sur des questions de sûreté.

3. Conclusion du chapitre 1

Dès le tournant des années 1950-60, l'internationalisation des questions de sûreté oblige le CEA à créer des organisations spécifiques. Autour de cette architecture organisationnelle va s'organiser un système d'acteurs partageant une approche technique des problèmes et recherchant le consensus dans la négociation. A l'époque, l'exploitation, le contrôle et l'expertise des installations nucléaires sont gérés par le CEA, qui intègre petit à petit EDF. Nous avons intégré, à une frise chronologique, quelques éléments clés de cette période comme les conférences Atoms for Peace, la création d'un organisme de contrôle et d'expertise au sein du CEA et la création d'un groupe ad hoc. Nous avons également ajouté la mise en service de la centrale de Chinon, première centrale nucléaire française destinée à produire de l'électricité et sur laquelle nous nous sommes attardés dans notre analyse (Figure 19).

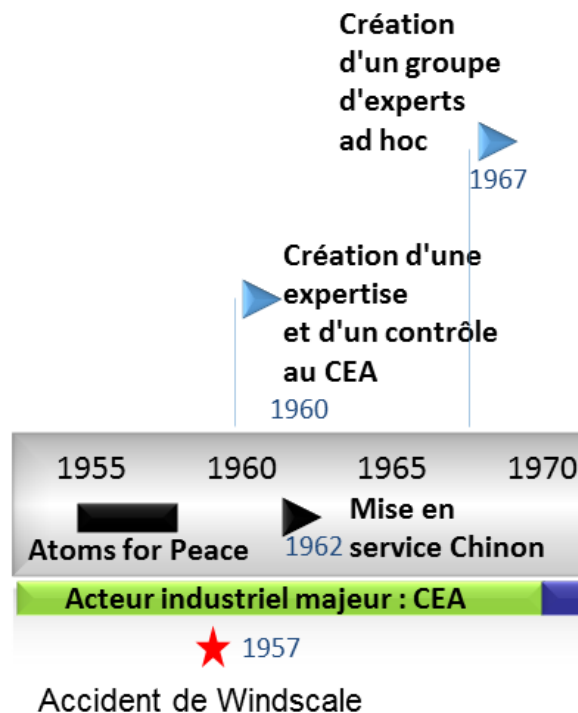


Figure 19 : Eléments clés de la chronologie du chapitre 1

Sur cette période, les frontières entre les rôles de régulateur et de régulé sont floues, puisque le CEA est à la fois son propre régulateur (le CEA contrôle et expertise ses propres installations) et le régulateur d'EDF (le CEA contrôle et expertise les installations d'EDF). Mais EDF n'est pas seulement

le « régulé » car il participe aussi activement à l'expertise (il produit le rapport de sûreté de son installation) et à la décision (il est partie prenante du groupe « ad hoc » qui prend des décisions).

Paradoxalement, si ce « petit monde de la sûreté » est fortement influencé par des démarches d'évaluation des risques anglo-saxonnes, il apparaît également fermé aux influences extérieures, défendant son mode de fonctionnement et sa technologie nationale des réacteurs Graphite-Gaz. A Chinon, les débats entre le CEA et EDF se font sur les bases du rapport de sûreté, instrument importé du monde anglo-saxon mais utilisé dans le cercle fermé des experts du CEA et d'EDF, hors d'une procédure administrative complexe comme c'est le cas aux États-Unis. En 1960, une organisation spécifique est créée au CEA, la CSIA, pour analyser ce nouvel instrument de régulation des risques. A travers l'utilisation de cet instrument se développe la recherche d'un consensus entre industriels, dans un cercle fermé. Replacé dans le contexte d'un régime techno-politique basé sur l'identité nationale (Hecht, 2014), l'embryon de régime de régulation naissant, marqué par son extrême souplesse réglementaire, n'est pas étonnant. En effet, en défendant des intérêts nationaux (la technologie du graphite-gaz), les acteurs du CEA ont développé un régime de régulation qu'ils maîtrisent et dont ils sont à la fois les experts et les contrôleurs. Pour les experts d'EDF et sans doute encore plus pour ceux du CEA, la sûreté nucléaire est un sujet crucial, au service du développement de l'industrie nucléaire.

Nous pouvons résumer quelques traits marquants des composants du régime en reprenant la grille d'analyse proposée en introduction (Figure 20) :

- Du point de vue de l'architecture organisationnelle, le CEA est l'acteur principal du régime de régulation. Si le poids du CEA apparaît comme beaucoup plus important qu'EDF, ce dernier participe activement au contrôle et à l'expertise. Le CEA est alors l'exploitant, le contrôleur et l'expert. Avec l'arrivée d'EDF, il garde ses fonctions de contrôleur et d'expert, même si EDF développe, et avec l'aide du CEA, des compétences propres dans le domaine de la sûreté à partir du début des années 1960.
- Au niveau des pratiques de régulation, on observe un mode de fonctionnement sur la base de réunions bipartites entre le CEA et EDF sans autres règles formalisées que celles inscrites dans le rapport de sûreté. La rédaction d'avis d'experts, par le CEA, devient rapidement un élément de base du fonctionnement du régime de régulation permettant, après le passage devant la CSIA, l'autorisation de construction ou d'exploitation.
- L'instrument de régulation marquant de cette période est le rapport de sûreté. Il constitue la base de dialogue entre EDF et le CEA et fait l'objet d'une procédure formalisée dès le début des années 1960 (expertise, passage devant la CSIA, formulation d'un avis, ...).

- Enfin, nous avons décrit le système d'acteurs comme un « petit monde de la sûreté », constitué d'experts, de techniciens et de décideurs du CEA et d'EDF, fermé vis-à-vis de l'extérieur et endogame. Ce petit monde est organisé autour d'une filière unique, le Graphite-Gaz et d'une formation technique commune dispensée par le CEA. Les acteurs, malgré une intégration différenciée du poids des enjeux économiques, portent une vision techniciste de la sûreté et privilégient la recherche de consensus. Ce mode de fonctionnement est symbolisé par les réunions de la CSIA, puis du groupe ad hoc, dans le cadre desquels ont lieu les échanges, parfois conflictuels, entre le CEA et EDF.

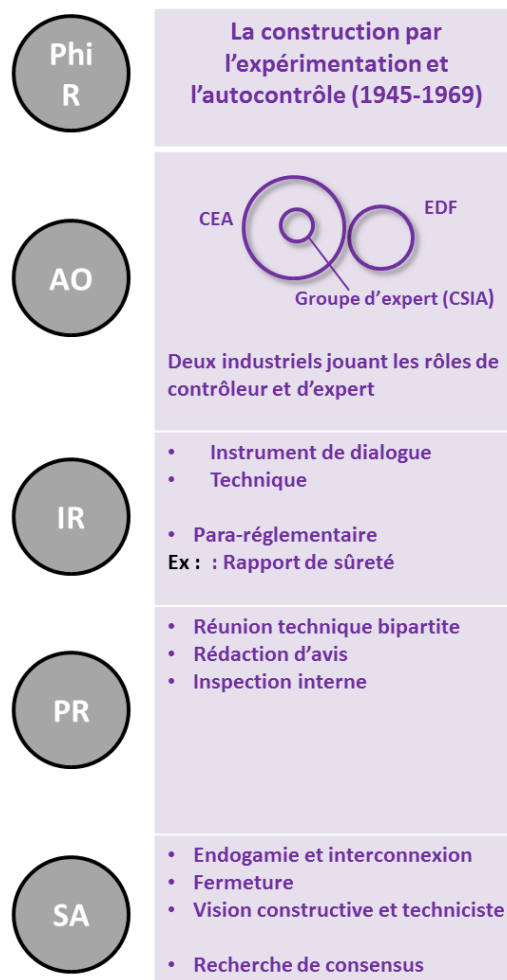


Figure 20 : Grille analytique du régime de régulation dans sa phase 1

Nous avons conclu de notre analyse qu'une philosophie semble partagée par les acteurs et l'avons caractérisée comme une philosophie de l'expérimentation fondée sur l'autocontrôle, cette expérimentation portant à la fois sur l'utilisation de l'énergie nucléaire (militaire et civile) et les risques qu'elle présente. En expérimentant des prototypes de centrales et des incidents non prévus,

des modes de fonctionnement ou encore l'utilisation d'un instrument comme le rapport de sûreté, le CEA et EDF ont développé une approche singulière de la sûreté, approche d'expérimentateurs cohérente avec le contexte de l'époque. Cette philosophie intègre déjà une forte dose de souplesse, permettant l'intégration d'enjeux différents (Ici la combinaison de l'expérimentation et du développement scientifique et technique du nucléaire avec la sûreté des installations). Mais au tournant des années 1960-1970, l'énergie nucléaire va entrer dans une phase industrielle intense dans laquelle EDF va devenir le principal acteur, ce qui va remodeler le régime de régulation.

Chapitre 2. La « raisonnable souplesse » : le régime de régulation dans l'ère du développement industriel d'EDF (de 1969 à 1986)

« Lors des Groupes Permanents, ce qui était amusant, c'était l'ambiance (...). Il y avait un représentant du ministère de l'Industrie, qui avait tendance à dire : « bon, allez, il faut y aller, il faut y aller ». Il était là plus pour représenter les intérêts économiques, que les intérêts de la sûreté. Ce qui ne veut pas dire que la sûreté n'était pas bien examinée. Mais l'autorité de sûreté avait un poids beaucoup moins important ».

Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016

Dans ce second chapitre, nous caractériserons le régime de régulation dans une période comprise entre 1969 et 1985. Cette période s'étend, pour ses deux extrémités temporelles, de l'abandon de la technologie graphite-gaz, défendue par le CEA, pour une technologie dite « réacteur à eau pressurisée (REP) », portée par EDF (1969), jusqu'à la veille de l'accident de Tchernobyl (1986). Cette période est marquée par le choix du « tout nucléaire » avec le plan Messmer, qui va induire le développement massif et sur une période d'une dizaine d'années de la quasi-totalité du parc nucléaire actuel (54 réacteurs).

Nous analyserons dans ce chapitre, comment cette période d'industrialisation massive et de contestations naissantes du nucléaire en France va faire évoluer le régime de régulation. Comme pour le chapitre 1, nous nous intéresserons particulièrement à différentes composantes du régime de régulation.

Nous montrerons que cette période est caractérisée par une modification de l'architecture organisationnelle avec la création d'un expert public et d'un contrôleur. Nous analyserons en quoi cette réorganisation ne constitue pas une rupture avec l'architecture organisationnelle du régime dans la précédente période.

Nous développerons également l'idée que cette période est marquée par ce que nous avons appelé une « raisonnable souplesse »⁸⁸, qui nous semble synthétiser la philosophie de régulation du régime. Nous avons repris cette expression de propos d'acteurs du régime⁸⁹. En effet elle nous semble évoquer de manière frappante la nature de la souplesse recherchée, qui n'est pas la traduction d'un laxisme irresponsable ou d'une connivence coupable, mais la conséquence de l'application de la « raison de l'ingénieur » à des problèmes technologiques qui naissent au fil du développement industriel, demandent à être réglés pragmatiquement avec les connaissances disponibles dans l'optique de combiner la sûreté avec le développement du nucléaire. Cette philosophie de la « raisonnable souplesse » contraste fortement avec celle de la conformité à la règle, qui sous-tend à cette époque le dirigisme réglementaire du modèle américain. Comme nous le verrons, cette souplesse se traduit par la nature des instruments de régulation produits à cette période (règles, normes, notes d'orientation), dont les objectifs sont divers (formalisation de certaines pratiques, développement industriels et exportation...). Nous montrerons également que si la structuration du réseau des acteurs impliqués dans la régulation des risques se trouve renforcée, dans la continuité du modèle du CEA, cette souplesse s'explique également par le contexte politique, industriel et social dans lequel évolue le « petit monde » de la sûreté nucléaire.

1. Restructurer l'architecture organisationnelle du régime comme réponse au passage au « tout nucléaire »

Le passage, à la fin des années 1960, de la technologie nationale « graphite-gaz » du CEA à la technologie américaine « réacteur à eau pressurisée » (REP) de licence américaine Westinghouse, va marquer une nouvelle ère, faite d'apprentissages pour tous les acteurs de la sûreté nucléaire. Ce contexte industriel va fortement influencer l'architecture organisationnelle de la sûreté nucléaire par la création d'un contrôleur spécifique, rattaché au ministère de l'Industrie, mais également d'un expert au sein du CEA. Nous montrerons que cette réorganisation va néanmoins maintenir au centre du régime les mêmes acteurs, que ceux que nous avons évoqués dans le chapitre précédent. Dans un premier temps, nous reviendrons sur trois éléments de contexte qui vont avoir une importance très forte sur cette réorganisation : le changement de filière, le plan Messmer et la naissance d'une opposition à l'industrie nucléaire. Nous observerons ensuite comment s'est déroulée cette

⁸⁸ Cette expression est reprise de propos d'acteurs du régime (compte rendu de la 52^{ème} séance du Conseil Supérieur de la Sûreté et de l'Information Nucléaires, 27 juin 2000.)

réorganisation, processus par lequel les acteurs ont tenté de répondre, de manière limitée, et dans la continuité, aux besoins de changements institutionnels liés au contexte.

1.1. Le contexte politique, industriel et sociétal au tournant des années 1960-1970 : du changement de filière au plan Messmer

1.1.1. Le passage des UNGG au REP

Dès le milieu des années 1960, EDF émet des doutes sur l'avenir des réacteurs UNGG. En effet, les industriels américains de Westinghouse et de General Electric commencent à proposer des centrales à eau légère à prix compétitif par rapport aux centrales thermiques classiques alors que les réacteurs français UNGG ne sont pas encore à ce niveau de compétitivité. De plus, une usine militaire, qui a vocation à enrichir l'uranium (à 90%) pour produire une bombe thermonucléaire est inaugurée à Pierrelatte en 1967. Pour les partisans des réacteurs à uranium enrichi⁹⁰, si la France est capable d'enrichir de l'uranium à 90%, elle pourra l'enrichir à 3% (taux nécessaire pour utiliser de l'uranium dans des réacteurs civils) et donc changer de filière. Deux clans vont s'opposer : le premier est représenté par Jules Horowitz⁹¹ et de nombreux ingénieurs de la direction de l'équipement d'EDF qui ont développé les réacteurs UNGG, celui de Chinon notamment. Le second clan est celui de la direction d'EDF, qui voit dans un changement de filière la possibilité de sortir de la tutelle du CEA en maîtrisant totalement la technologie. Le général de Gaulle, encore au pouvoir jusqu'en 1969, reste un fervent partisan de l'UNGG, en cohérence avec son anti-américanisme des années 1966-1969⁹². Une commission mixte EDF-CEA dite « Horowitz-Cabanius⁹³ » est mise en place pour établir, en 1966, un rapport sur l'avenir du nucléaire et sur les coûts des filières, dans un contexte marqué par plusieurs pannes qui retardent le démarrage de la centrale de Chinon 3. La commission n'arrive pas à se mettre d'accord et publie deux rapports aux conclusions opposées, en janvier et février 1967. Jules Horowitz juge que l'UNGG dispose d'un avenir économique et que les pannes de Chinon

⁹⁰ Les réacteurs UNGG sont des réacteurs à l'uranium naturel modérés au graphite. Les réacteurs à « eau légère » utilisent de l'uranium enrichi (à 3%) et sont modérés à l'eau. L'eau peut être bouillante (réacteur dit REB) ou pressurisée (réacteur dit REP)

⁹¹ Jules Horowitz est alors Directeur des Piles Atomiques au CEA.

⁹² Dans cette période, la France se retire de l'Otan, critique l'intervention des Etats-Unis au Vietnam et teste sa première bombe thermonucléaire, en produisant son propre uranium enrichi, vendu alors exclusivement par les Américains.

⁹³ Jean Cabanius est alors Directeur de l'Équipement à EDF.

sont imputables à EDF. Pour Jean Cabanius, l'avenir économique est favorable aux réacteurs à eau légère et les pannes sont intrinsèques à la filière UNGG. Entre 1967 et 1969, la balance semble pencher en faveur de l'UNGG. André Decelle, Directeur Général d'EDF, partisan de l'eau légère, démissionne en 1967. Dans un premier temps, il est alors décidé de maintenir la filière UNGG et d'explorer le réacteur à uranium enrichi⁹⁴. En mai 1968, la commission PEON émet à nouveau des doutes sur la filière UNGG considérant « *qu'après Fessenheim⁹⁵ il n'y avait pas lieu d'engager de nouvelles centrales de ce type avant 1970* ». En mai 1969, un nouveau rapport de la commission PEON présente les prix au kWh de différents types de centrales (thermique classique, nucléaire UNGG, nucléaire à uranium enrichi modéré à l'eau pressurisée et à l'eau bouillante) (Figure 21).

	Thermique fioul 2 × 600 MWe		Fessenheim « G.G. » 2 × 720 MWe		Tihange P.W.R. 1 × 830 MWe		Kaiseraugst B.W.R. 1 × 820 MWe	
Taux d'actualisation en %	7	10	7	10	7	10	7	10
Prix du fioul en c/th	0,5	0,6						
Coût du kWh en centimes	2,54	3,06	3,21	3,84	2,80	3,39	2,56	3,12

Figure 21: Comparaison des coûts du kWh par filière issue du rapport de la commission PEON de 1969 (Lamiral, 1988)

Les filières à uranium enrichi apparaissent comme plus rentables et la commission PEON préconise la construction de quatre tranches de cette filière entre 1970 et 1975. En visite pour l'inauguration de la centrale UNGG de Saint Laurent des Eaux en octobre 1969, Marcel Boiteux, directeur d'EDF, précise qu'il s'agit de la dernière centrale de cette filière. Quelques jours plus tard, un accident de fusion de combustible a lieu sur cette même installation. Alors que le 19 juin 1969, le général de Gaulle avait quitté la présidence, son successeur, Georges Pompidou, entérine lors du conseil des Ministres du 13 novembre 1969, l'abandon de la filière UNGG. La centrale de Fessenheim qui devait être construite dans la filière UNGG, sera finalement construite du type «eau légère». L'expérience dans ces nouveaux réacteurs est alors très peu développée en France, à une exception près, la centrale de Chooz, dans les Ardennes, exploitée par un consortium franco-belge appelé la SENA⁹⁶, qui démarre en 1967. Cette centrale, conçue par les Américains de Westinghouse, et qui fera l'objet d'un contrôle par la CSIA, sera d'abord considérée, notamment par le CEA, comme une anomalie, alors que se développe le programme de la filière UNGG : « *Face à l'UNGG, les autres centrales*

⁹⁴ Décision du conseil restreint du 7 décembre 1967 relatif au programme nucléaire civil, 8 décembre 1967

⁹⁵ Un appel d'offre pour des centrales UNGG sur le site de Fessenheim avait été lancé en 1966.

⁹⁶ La Société d'Énergie Nucléaire des Ardennes (SENA) comprend alors EDF et une compagnie d'électricité belge.

étaient considérées comme des moutons à cinq pattes, notamment la centrale PWR de Chooz, qui semblait être la « danseuse » d'EDF ! Sa mise en œuvre était perçue comme un pavé dans la mare, au moment où la France était particulièrement soucieuse de son indépendance technique et énergétique » (Lefebvre & Torres, 1996). Quelques années plus tard, cette « anomalie » deviendra la norme, puisque toutes les centrales construites en France seront de type REP.

1.1.2. Le plan Messmer et le passage au « tout nucléaire »

A la suite de crise pétrolière de 1973, l'année 1974 marque le début du lancement du plan Messmer et d'un développement du « tout nucléaire ». Très peu visible aux yeux de la société jusqu'ici, l'industrie nucléaire civile prend alors une place de premier choix, industriellement, politiquement et médiatiquement. C'est autour d'une politique de standardisation, par paliers successifs, dans le but de rationaliser les coûts, que va se développer le programme nucléaire français à partir du milieu des années 1970 : « *Sur le plan industriel, tout s'organise autour de la standardisation des ouvrages, qui relèvent d'une seule filière, et de la politique de paliers. Un effet de série est ainsi obtenu, puisque EDF et les constructeurs peuvent amortir les frais de développement sur un nombre important d'unités. La conception par paliers permet de conserver cet avantage tout en profitant des améliorations techniques (notamment celles issues de l'expérience du palier précédent) et des gains de productivité (notamment ceux permis par l'augmentation de la taille unitaire). Enfin, la possibilité d'enchaîner la construction de deux - et même souvent de quatre - tranches identiques sur un même site a complété les économies d'échelle* »⁹⁷.

Le plan Messmer va avoir des conséquences importantes sur la régulation de la sûreté. En effet, portés quasiment intégralement par le CEA jusqu'à la fin des années 1960, l'expertise et le contrôle de la sûreté vont être réorganisés au milieu des années 1970, pour répondre à cette phase d'industrialisation massive. Certains épisodes vont en effet alerter les acteurs sur le handicap que représentait pour EDF la faible formalisation de la régulation de la sûreté. Ainsi, l'année 1975 est marquée par des échanges entre Français, Allemands, Américains et Sud-Africains concernant la construction d'une centrale en Afrique du Sud. Si la France remportera finalement le dossier, les premiers échanges sont très rudes entre les différents partenaires. Les Allemands et les Américains jugent qu'« *en France les autorités réglementaires de sûreté s'efforcent en vain d'avoir une*

⁹⁷Dupraz, B., Joudon, L. « EDF et la production nucléaire : les clés d'une réussite industrielle », Revue des ingénieurs, mars/avril 2008

influence »⁹⁸. Jean Bourgeois, ancien directeur de la sous-commission de la sûreté des piles du CEA (premier organe d'expertise sur les questions de sûreté) qui crée, au sein du CEA, un Département de Sûreté Nucléaire (DSN) en 1970, s'alarme alors de la situation : « *La gravité des accusations exige un examen de conscience de notre part (...). Il faudrait à mon avis reconnaître d'abord qu'en 1975 il subsiste des problèmes de sûreté sur les réacteurs pressurisés ; il ne faut pas les dramatiser (comme le fait la CFDT ou les contestataires) mais il ne faut pas non plus croire que la sûreté n'est qu'un « habillage » qu'il faut bien soigner pour faire passer les programmes nucléaires auprès du public. Or il semble qu'à l'heure actuelle c'est la position au fond de tous les responsables français* »⁹⁹. C'est dans ce contexte de développement industriel massif et d'échanges internationaux mettant en avant les faiblesses institutionnelles de la prise en charge de la sûreté, en France, que celle-ci va être réorganisée.

1.1.3. Un regard nouveau de la société sur la question nucléaire

Au début des années 1970, avec la construction de nombreuses installations nucléaires, les mouvements écologistes, déjà présents mais de manière plus marginale dans les années 1960, se développent massivement aux Etats-Unis. Comme l'expliquent des experts du CEA qui ont participé à une conférence sur le sujet en 1972, ce sujet inquiète : « *Fin 1970 et début 1971, la situation s'est dégradée à tel point que pour la première fois l'opinion publique parvient à retarder la construction en cours d'un certain nombre d'installations* »¹⁰⁰. Les auteurs concluent sur une question : « *La controverse nucléaire se développera-t-elle en Europe d'une manière analogue à ce qui s'est passé aux Etats-Unis ou tendra-t-elle au contraire à disparaître faute de résonance dans le grand public ?* ».

En France, le mouvement anti-nucléaire apparaît au milieu des années 70, et va également influencer la manière de réguler la sûreté nucléaire. La période comprise entre 1975 et 1980 est très tendue avec de fortes contestations locales, parfois violentes (attaques à la bombe, sabotages, ...) ¹⁰¹. Une

⁹⁸ CEA (1975). Note interne de J. Bourgeois, Situation de la sûreté nucléaire en France, 1^{er} août 1975.

⁹⁹ Ibid.

¹⁰⁰ CEA (1972). Rapport interne « Compte-rendu de mission à Lucerne « la controverse nucléaire aux Etats-Unis », 30 avril-3 mai 1972.

¹⁰¹ On dénombre, entre 1975 et 1980, une centaine d'attaques violentes comprenant des attaques à la bombe ou à la roquette contre des chantiers de construction, des tentatives d'incendie de matériels ou de systèmes liés au fonctionnement des installations nucléaires ou encore d'attentats contre des personnalités liées à l'énergie nucléaire.

« contre-information » scientifique s'organise également à l'initiative du Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire (GSIEN). Cette contre-information restera alors plus en marge que celle des États-Unis sur les aspects relatifs à la sûreté nucléaire, notamment du fait de l'opacité du petit monde de la sûreté sur ses pratiques. En effet, comme nous le verrons, la réponse des organisations de la sûreté nucléaire à ces mouvements sera d'abord une fermeture forte.

1.2. La réorganisation du régime sans rupture

Comme nous l'avons vu au chapitre 1, un régime embryonnaire de la régulation de la sûreté nucléaire a pris forme au CEA au début des années 1960. Au moment du choix d'abandonner la technologie Graphite-Gaz puis au lancement du plan Messmer, les questions de sûreté nucléaire sont toujours gérées au sein du CEA, autant du point de vue de l'expertise que de la décision, et prises par un groupe « ad hoc » où le CEA semble toujours avoir la main. Avec le plan Messmer, l'architecture organisationnelle va être modifiée par trois décisions :

- la création d'un contrôleur au sein du ministère de l'Industrie, le Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires (SCSIN),
- celle d'un expert, l'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire (IPSN) au sein du CEA,
- et la création de Groupes Permanents d'experts, dans la continuité des travaux de la CSIA, puis du « groupe ad hoc ».

Néanmoins, comme nous allons le voir, cette réorganisation ne modifie pas, pour l'essentiel, le fonctionnement mis en place par le CEA. Elle constitue néanmoins une première tentative de séparation des rôles entre l'exploitant, le contrôleur et l'expert.

1.2.1. La création du SCSIN : une introduction maîtrisée du contrôle par les ingénieurs des Mines

Un décret de 1973¹⁰² instaure la création d'un Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires (SCSIN). Ce service a été créé en réponse au programme de développement massif du nucléaire prévu par le plan Messmer mais exprime également la volonté de ne plus laisser le CEA assurer le triple rôle de contrôleur, expert de la sûreté et exploitant d'installations nucléaires. De plus,

¹⁰² Il est à noter, qu'avec la création du SCSIN est instituée une autre organisation, le Conseil Supérieur de la Sûreté Nucléaire (CSSN) qui est un conseil de haut niveau placé auprès du ministre. Ce conseil, qui est censé suivre les questions liées à la sûreté au plus haut niveau, n'est pas très présent dans notre histoire et n'apparaît que par bribes (voir chapitre 5).

l'opposition au nucléaire commence à se développer en France. La création du SCSIN répond aussi à une volonté politique d'apaiser la contestation, le gouvernement se portant garant, à travers le SCSIN, de la sûreté des installations (Vallet, 1984).

Après diverses tractations, le Ministère de l'Industrie décide de confier au Corps des Mines le contrôle des installations nucléaires. Les ingénieurs des Mines sont alors considérés comme plus qualifiés que les ingénieurs des Ponts et Chaussées (qui étaient alors en charge des grands barrages) grâce à leur spécialisation dans l'industrie lourde, les mines, l'industrie pétrolière et surtout les appareils à pression¹⁰³. Dans les faits, cette introduction des ingénieurs des Mines dans les questions de sûreté nucléaire ne modifiera pas le fonctionnement du petit monde de la sûreté car ces ingénieurs sont déjà présents dans le monde du nucléaire avant 1973. L'exemple le plus frappant reste celui d'André Giraud, ingénieur des Mines et administrateur du CEA de 1970 à 1978, qui deviendra ensuite ministre de l'industrie (en 1978). André Giraud sera l'homme qui introduit l'idée de créer un service géré par l'administration tout en laissant l'expertise au CEA. L'idée était alors de pouvoir afficher une indépendance vis-à-vis du CEA tout en maintenant l'étroite collaboration qui a prévalu jusque-là (Garçon & Belhoste, 2012).

Un service aux ambitions réduites qui ne déstabilise par le rapport de force entre le CEA et EDF

A sa création en 1973, le SCSIN dispose de cinq ingénieurs (dont trois ingénieurs des Mines) et d'un budget relativement limité. On note la création de seulement trois postes en 1974 et quatre en 1975¹⁰⁴. La situation en 1980 est encore précaire même si la SCSIN dispose d'un détachement de techniciens du CEA. En 1985, l'effectif total du SCSIN comprend 170 personnes¹⁰⁵, en incluant les

¹⁰³ Depuis le début du XIXe siècle, les ingénieurs des mines sont en charge du contrôle des appareils à pression, ce qui, comme nous le verrons plus tard, aura des incidences sur les pratiques de régulation adoptées au milieu des années 1970.

¹⁰⁴ Note d'Yves Martin à François Mitterrand en date du 18 février 1975 « Problèmes de sécurité et de nuisances posés par les centrales nucléaires ».

¹⁰⁵ Pour comparaison, la NRC dispose, en 1979, de 2691 employés pour 326 millions de dollars de budget. La NRC et le SCSIN ne sont pas directement comparables car la NRC comprend aussi la mission d'expertise (dévolue en France à l'IPSN au sein du CEA). Néanmoins, si l'on compare uniquement les catégories qui correspondent aux missions du SCSIN (« Inspection & Enforcement », « Standards Development et « Power Plant Licensing »), la NRC dispose, pour cet ensemble de fonctions, d'un budget de près de 100 millions de dollars et d'environ 1 500 employés (13,5 millions de dollars de budget et près de 130 employés uniquement pour le développement de la réglementation).

inspecteurs, et le personnel à la fois des directions régionales de l'industrie et de la recherche (DRIRE) qui s'occupe de la sûreté nucléaire¹⁰⁶.

Si le contrôle en matière de sûreté nucléaire est désormais aux mains du SCSIN (le SCSIN est en charge de réglementer et d'inspecter les INB), le rôle d'expertise technique du CEA est conforté, le SCSIN n'étant pas doté de moyens propres d'expertise. Il doit faire appel au CEA où un Département de Sûreté Nucléaire (DSN) a été créé en 1970 sous la direction de Jean Bourgeois. Le DSN regroupe les compétences du CEA en matière de sûreté : experts en neutronique, thermo-hydraulique, mécanique, combustible... soit 300 personnes environ en 1970. Comme l'explique un ancien responsable du SCSIN, les ressources du SCSIN ne lui permettent pas d'être réellement indépendant de l'expertise CEA : « *Il y avait un certain nombre d'agents mis à disposition par le CEA/DSN. Ce qui explique aussi pourquoi la dissociation a été difficile avec le CEA* »¹⁰⁷. En ce sens, et au moins jusqu'au milieu des années 1980, la création du SCIN ne modifie pas la répartition de l'expertise qui prévalait jusqu'à présent. Néanmoins, certaines pratiques issues du monde de l'industrie classique vont être transférées vers celui de la sûreté nucléaire, comme c'est le cas des visites décennales.

L'importation de pratiques de régulation issues du monde industriel classique : la continuité d'une vision constructive de la sûreté

A la fin des années 1960 et suite à la catastrophe de Feyzin (1966), il est décidé de mettre en place un système d'inspection spécifique des installations classées, inspections qui étaient réalisées jusqu'à présent par des inspecteurs qui n'étaient pas spécialistes du domaine mais des fonctionnaires appartenant à diverses administrations. En 1968, c'est le corps des Mines qui avait repris la fonction d'inspecteurs des établissements classés¹⁰⁸. Quelques années plus tard, en 1973, c'est donc le même choix qui est fait pour le nucléaire. Malgré des effectifs et des compétences réduits, les ingénieurs des Mines du SCSIN vont importer certaines pratiques du monde des établissements classés vers celui du nucléaire. A la charge du corps des Mines depuis le 19^{ème} siècle¹⁰⁹, l'inspection des appareils sous pression va s'étendre aux chaudières nucléaires au milieu des années 1970. Ce type

¹⁰⁶ Mary Davis, Guide de l'industrie nucléaire française, L'Harmattan, 1988.

¹⁰⁷ Entretien avec un ancien responsable du SCSIN, 15/06/2016.

¹⁰⁸ Circulaire du 28 juin 1968.

¹⁰⁹ Le corps des ingénieurs des Mines fut chargé de la surveillance, et une commission technique devenue la Commission centrale des appareils à pression fut établie en 1823 pour préparer les textes réglementaires applicables. Les ingénieurs des Mines doivent organiser une épreuve avant la mise en service des chaudières, les inspecter une fois par an, contrôler le respect de l'ordonnance et apposer des timbres officiels nécessaires pour autoriser le fonctionnement de la chaudière.

d'inspection sera codifié, pour le nucléaire, par un arrêté en 1974¹¹⁰. Cet arrêté intègre alors différents éléments issus de la doctrine développée pour le contrôle des appareils sous pression.

Le premier élément est la reprise de la philosophie de la régulation en vigueur pour le contrôle des appareils sous pression. Il s'agit d'une vision plutôt souple dans la manière de contrôler les installations : « *Conformément à la tradition française en matière de réglementation, l'Etat fixe des règles générales de sécurité, en particulier des obligations de résultat, mais non les règles de l'art laissées à la charge des constructeurs, concepteurs et exploitants. Pour les industriels, cela présente tout d'abord l'avantage d'éviter une trop grande rigidité si le besoin se fait sentir de modifier ces règlements, d'autant que l'expérience en matière de fonctionnement des réacteurs nucléaires est faible et qu'on ne tient pas à figer le progrès technique* » (Foasso, 2003). Ce type de philosophie de la régulation convient alors parfaitement aux pratiques déjà en vigueur au CEA où l'expérience et le dialogue étaient privilégiés à l'adoption de règles trop strictes. Comme l'explique le chef du service des appareils à pression au Ministère de l'Industrie en 1982, une approche constructive est couplée à une vision techniciste où la réglementation ne doit pas supplanter le dialogue entre l'industriel et l'administration qui le contrôle. On retrouve ici l'idée que l'Etat ne prescrit pas les moyens mais uniquement les fins (les objectifs de sûreté), laissant ainsi à l'industriel la « raisonnable souplesse » dont il a besoin pour assurer le progrès technique. La réglementation doit *donc* « *être, non un frein mais un guide (...) Il s'agit d'un domaine où le temps de réponse est élevé et où l'évolution doit se faire avec une sage lenteur* »¹¹¹.

Le second élément important qui est importé par les ingénieurs des Mines est la pratique de la visite décennale. L'arrêté de 1974 précise que l'exploitant doit « *soumettre à l'Administration un ensemble de consignes écrites d'exploitation, tenir à jour un registre d'exploitation, surveiller les effets de l'irradiation et l'évolution des défauts éventuels, et procéder à des renouvellements périodiques de l'épreuve hydraulique, accompagnés de visites complètes de l'appareil* ». Les intervalles entre deux épreuves ne pourront pas excéder 10 ans.

¹¹⁰ Arrêté du 26 février 1974 relatif à l'application de la réglementation des appareils à pression aux chaudières nucléaires à eau.

¹¹¹ Jacques Cheret, « A propos de la réglementation des appareils à pression, une réglementation technique de sécurité parmi d'autres », Annales des Mines, n°3-4, 1982

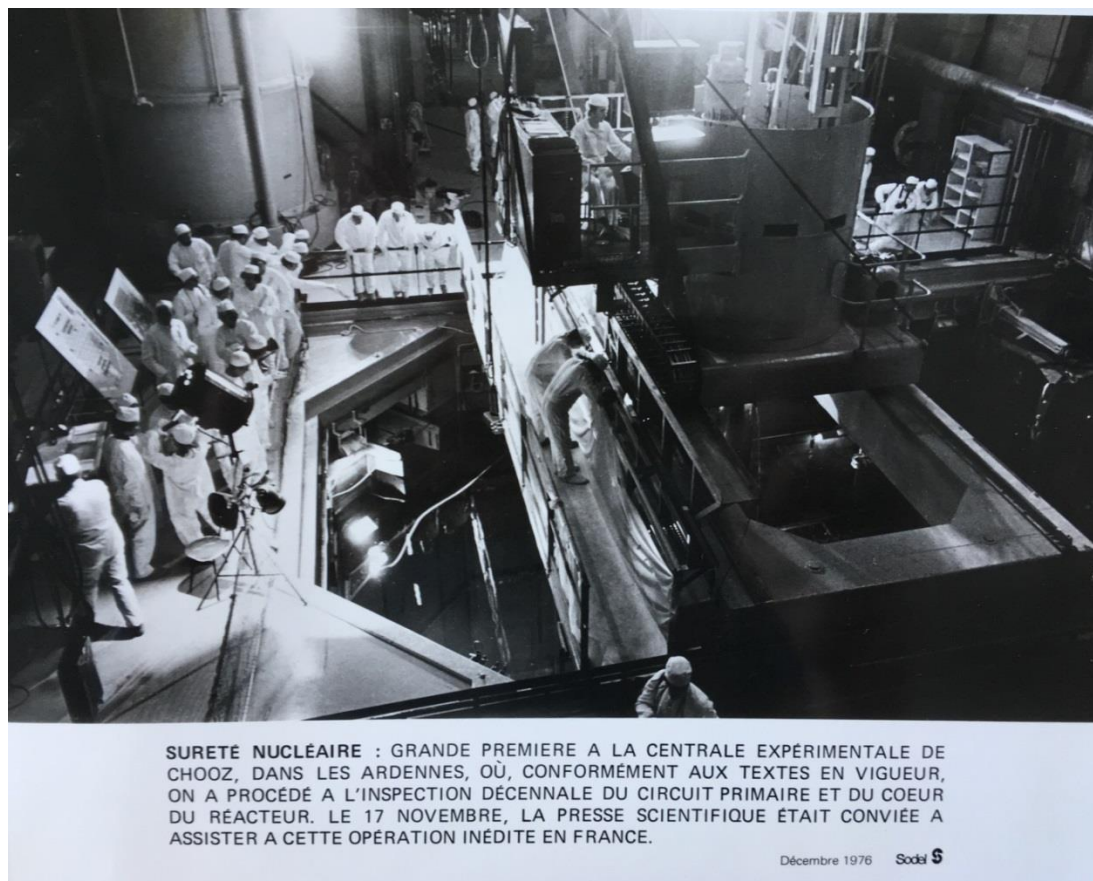


Figure 22 : La première visite décennale de Chooz A en 1976 (EDF, 1976)

En 1976, la première visite décennale de l'histoire du nucléaire est réalisée sur la centrale REP de Chooz dans les Ardennes (Figure 22), dont l'exploitation a démarré en 1967. Le transfert de la pratique de la visite décennale entre l'industrie classique et le nucléaire va faire l'objet d'une traduction particulière. En effet, loin de concerner seulement un élément du réacteur, la visite décennale va rapidement devenir un examen complet de la sûreté de l'ensemble de l'installation¹¹² nommé « réexamen de sûreté », dont nous verrons plus en détail le fonctionnement au chapitre 3.

Globalement, la création du SCSIN ne change pas le fonctionnement des acteurs de la sûreté. En effet, le rôle et les effectifs réduits du SCSIN laissent encore une grande liberté au CEA sur les questions de l'expertise. De plus, la philosophie issue du monde de l'industrie et portée par les ingénieurs des Mines ne fait que renforcer le mode de fonctionnement de la régulation instauré par le CEA depuis le début des années 1960.

¹¹² C'est lors des premières visites décennales des centrales REP de Fessenheim et de Bugey que la visite décennale va prendre une ampleur considérable.

1.2.2. La création de l'IPSN : changer la forme de l'expertise sans en changer le fond

Si un organe de contrôle, le SCSIN, est créé en 1973, l'expertise, encore aux mains du CEA, va également être réorganisée. L'idée est alors « *d'affirmer en direction du public la très nette séparation des activités de protection et de sécurité d'avec les activités de promotion de l'énergie nucléaire* » (Foasso, 2003). Ce processus de séparation entre promotion du nucléaire et expertise/contrôle s'inscrit dans une dynamique globale puisque le phénomène a débuté aux Etats-Unis avec la création de la NRC en 1974, qui était jusqu'alors l'AEC, organe de promotion et de contrôle du nucléaire. C'est le gouvernement français, dans le but de crédibiliser la sûreté nucléaire en France, qui est porteur de ce souhait de séparer l'expertise de la promotion du nucléaire. Pour le gouvernement, « *la sensibilité de l'opinion publique aux problèmes de cette nature leur confère un caractère en quelque sorte passionnel, ce qui explique le souci du gouvernement d'instaurer, dans ce domaine, des structures aux attributions clairement définies* »¹¹³. En France, plusieurs solutions sont alors envisagées pour rendre l'expertise plus indépendante du CEA. La première est plutôt radicale et consiste en la création d'un institut totalement indépendant du CEA. La réticence du CEA est alors très forte sur cette dernière idée : « *L'administrateur général du CEA a indiqué que si l'administration voulait aller plus loin, en séparant l'Institut du CEA, pour donner satisfaction à l'opinion publique, il s'y opposerait de toutes ses forces* »¹¹⁴. Pour Pierre Tanguy, directeur du Département de Sûreté Nucléaire du CEA, une séparation complète du CEA serait « *mauvaise parce que préjudiciable à l'obtention d'une bonne sécurité* »¹¹⁵. Ce sont notamment les organisations syndicales qui sont les plus réticentes à la création de cet institut, considéré comme le point de départ du démantèlement du CEA, déjà fortement marqué par l'abandon de la technologie Graphite-Gaz (Foasso, 2003; Hecht, 2014). Certains proposent donc de simplement créer un département spécifique au sein du CEA et de réorganiser par une note interne le fonctionnement de la sûreté nucléaire. Pierre Tanguy expose alors la situation complexe : « *On ne doit pas se dissimuler la difficulté fondamentale :*

- *Vis à vis de l'extérieur, on veut pouvoir faire état d'un « changement » ;*
- *Vis-à-vis de l'intérieur, on déclare ne rien vouloir changer à la situation actuelle. »*¹¹⁶.

Finalement, après des débats passionnés entre 1975 et 1976, il est décidé d'opter pour un compromis qui convient à tous les acteurs, et de créer l'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire

¹¹³ CEA (1976). Procès-Verbal de la 371^{ème} réunion du Comité de l'énergie atomique, 11 mars 1976.

¹¹⁴ CEA/DSN (1975) Note interne « réunion d'information du 16 décembre 1975 ».

¹¹⁵ CEA/DSN (1975) Note interne « Création d'un institut de sécurité nucléaire », 27 octobre 1975.

¹¹⁶ Ibid.

(IPSN), au sein du CEA. L'organisation de l'IPSN reprend celle qui prévalait au CEA sur les questions de sûreté et de radioprotection : « *La direction de l'IPSN est confiée à Jean Bourgeois. L'ossature de l'IPSN comprend principalement deux départements, le Département de Sûreté Nucléaire (DSN) dont le chef est Pierre Tanguy, et le Département de Protection (DPr) confié au Docteur Jammet* » (Foasso, 2003). Globalement, ce sont les mêmes experts qui sont simplement transférés du CEA à l'IPSN. Le rôle de l'IPSN prolonge ainsi celui d'expert qu'assurait le CEA, c'est-à-dire « *apporter un support technique à l'action des responsables administratifs chargés de délivrer les autorisations : après analyse des risques de chaque installation, l'IPSN donne son avis et ses recommandations aux Pouvoirs Publics, mais il n'a pas de pouvoir de décision* » (Foasso, 2003).

En conservant la main sur l'expertise avec la création de l'IPSN, le CEA dispose encore d'un rôle important sur les questions de sûreté nucléaire. Avec EDF, le SCSIN et l'IPSN, un fonctionnement tripartite de la sûreté (expert, contrôleur et exploitant) est néanmoins officiellement institutionnalisé. Aux États-Unis, par exemple, ce modèle n'existe pas sous cette forme puisque l'expertise et le contrôle sont rassemblés au sein de la NRC.

1.2.3. De la CSIA au groupe permanent d'experts : le point de rencontre du petit monde de la sûreté

En 1967, la CSIA devient un « groupe ad hoc », comme nous l'avons indiqué au chapitre 1. Ce dernier, qui n'avait pas d'existence réglementaire, est institutionnalisé par décision du Ministre de l'Industrie¹¹⁷. Il prend alors le nom de « Groupe Permanent » (GP) d'experts. Le GP peut être consulté sur des problématiques liées aux différentes étapes de la vue d'une installation, à l'élaboration de réglementation ou sur tout autre sujet en rapport avec la sûreté. Son fonctionnement reste globalement le même, mais divers points sont précisés, notamment sa composition et le mode de nomination des membres¹¹⁸.

¹¹⁷ Décision du 15 mars 1972 relative à la création et au fonctionnement de groupes permanents chargés d'étudier les aspects techniques de la sûreté des installations nucléaires de base.

¹¹⁸ En 1976, le GP en charge des réacteurs comprend : un président et un vice-président ; deux représentants du service central de sûreté des installations nucléaires ; un représentant du délégué général à l'énergie ; un représentant du directeur du gaz, de l'électricité et du charbon ; un représentant du directeur des Mines ; quatre experts titulaires et quatre experts suppléants, nommés sur proposition de l'institut de protection et de sûreté nucléaire ; quatre experts titulaires et quatre experts suppléants, nommés sur proposition d'Électricité de France. D'autres Groupes Permanents seront institués au fil du temps, concernant les autres INB que les réacteurs ou encore les transports.

COMPOSITION DU GROUPE PERMANENT
CHARGE DES REACTEURS

(Application de la décision ministérielle du 27 mars 1973 modifiée le 17 décembre 1976)

Président

M. Pierre TANGUY, Directeur de l'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire.

Vice-Président

Experts nommés sur proposition de l'Institut de Protection et de Sûreté nucléaire

M. Pierre CANDÈS, Adjoint au Chef du Département de Sûreté Nucléaire.

M. François COGNE, Chef du Département de Sûreté Nucléaire.

M. Jacques PELCE, Chef des Services d'Analyse de Sûreté des Réacteurs.

M. Yves DROULERS, Chef du Service d'Évaluation de Sûreté des Piles.

Experts nommés sur proposition d'Electricité de France

M. Louis LAURENT, Service d'Études et Projets Thermiques et Nucléaires.

M. Bernard NOC, Service d'Études et Projets Thermiques et Nucléaires.

M. Jean STOLZ, Chef du Département de Sûreté Nucléaire - Service de la Production Thermique.

M. François ROUSSEL, Chef du Département de Radioprotection.

Représentants du Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires

M. Jean-Marc OURY.

M. Michel NOGUES.

M. François BARTHELEMY.

Représentant du Délégué Général à l'Énergie et des Matières Premières

M. Jean-Michel FAUVE.

Représentant du Directeur du Gaz, de l'Électricité et du Charbon

M. Olivier HALPERN.

Figure 23 : Les membres du GP réacteurs en 1979, Note d'information n°24 du ministère de l'Industrie, janvier 1979

Comme nous le montre la Figure 23, les membres du Groupe Permanent chargé des réacteurs en 1979 sont pour la plupart des responsables de la sûreté issus d'EDF, de l'expert, l'IPSN, ou du contrôleur, le SCSIN. En instituant un fonctionnement qui perpétue, en les formalisant, les relations entre les acteurs traditionnels du nucléaire, le groupe permanent va devenir un point de rencontre et un passage obligé, notamment pour examiner les rapports de sûreté des installations.

Dans les faits, la faiblesse du SCSIN à la fin des années 1970 donne au GP un rôle important car ses avis (rédigés par l'IPSN) sont suivis par le SCSIN. Le GP est alors étroitement lié à l'IPSN et donc au CEA, dont est issu son président et dont des experts sont rapporteurs et écrivent des projets d'avis, diffusés pour consultation et modification lors des réunions du GP. C'est l'IPSN qui rédige un rapport à remettre aux membres du GP mais également l'avis et les recommandations que les membres peuvent valider, modifier ou supprimer. Si le CEA a laissé institutionnellement sa place de contrôleur au SCSIN, dans les faits, il a encore un rôle très important dans les décisions relatives à la sûreté, par l'intermédiaire du rôle joué par l'IPSN dans les GP et par les détachements de nombreux experts de l'IPSN au SCSIN.

Entre le milieu des années 1970 et le milieu des années 1980, le groupe permanent est fortement mobilisé, notamment pour examiner les questions relatives au démarrage des réacteurs nucléaires EDF ou encore à l'écriture de la réglementation technique, le tout sous la pression de certains membres du GP représentant le ministère de l'industrie. Un ancien responsable d'EDF explique : « *Au début des années 80, on instruisait le démarrage des tranches 1300 et la mise en service des tranches 900. Et à l'époque, vous vous rendez compte qu'il y avait un GP par semaine. Et parfois, il y avait deux GP une même semaine. C'est-à-dire qu'on devait faire une cinquantaine de réunions du groupe permanent par an. (...) Et ce qui était amusant, c'était l'ambiance, je dirais, parce qu'il y avait un représentant du ministère de l'Industrie, qui avait tendance à dire : « bon, allez, il faut y aller, il faut y aller ». Bon, il était là plus pour représenter les intérêts économiques, que les intérêts de la sûreté. Ce qui ne veut pas dire que la sûreté n'était pas bien examinée, hein. Mais l'autorité de sûreté avait un poids beaucoup moins important.* »¹¹⁹

La réorganisation de l'architecture du régime de régulation ne crée pas donc pas de rupture dans le fonctionnement précédemment en place même si les rôles sont plus clairement définis. La création du SCSIN, pour assumer le rôle de contrôleur, ne constitue pas non plus un changement majeur dans la philosophie de la régulation, qui semble en accord avec celle du CEA et de l'IPSN : la recherche du consensus. Un ancien responsable du SCSIN explique « *bon, la règle du jeu générale, c'est que EDF propose quelque chose, l'IPSN (...) dit ce qu'il en pense, ils font des réunions. Ça se rapproche un peu. Il reste un résidu de désaccord. Ça passe en groupe permanent, il reste un tout petit résidu. Et le SCSIN, heureux et fainéant, conclut, notifie quelques demandes supplémentaires à EDF et puis s'estime, euh... oui, tout le monde s'estime satisfait, considérant qu'on est arrivé à un consensus sur le sujet. Et finalement, tout ça, c'est une grande machine à fabriquer du consensus* »¹²⁰.

1.3. Conclusion intermédiaire

Trois éléments marquants sont à l'origine de la réorganisation de l'architecture du régime de régulation : le passage des UNGG aux REP, le plan Messmer et la naissance d'une opposition et d'un regard plus vigilant du grand public. Dans ce contexte industriel et sociétal en mouvement, le besoin de réorganisation va devenir un impératif, à la fois pour répondre au programme industriel, mais aussi pour mieux différencier, aux yeux du public, la promotion du nucléaire de la gestion de sa

¹¹⁹ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016.

¹²⁰ Entretien avec un ancien responsable du SCSIN, 15/06/2016.

sûreté. Mais ces changements, avec la création d'un contrôleur, le SCSIN, d'un expert au sein du CEA, l'IPSN, et d'une instance de consultation organisant le dialogue technique entre les experts des différentes parties prenantes, le « groupe permanent d'experts » (GP), ne seront finalement qu'une réorganisation formelle des organisations déjà en place. Si la vraie nouveauté réside dans la création d'un contrôleur au sein du ministère de l'Industrie, celui-ci n'a encore, à cette époque, que peu de ressources pour exercer une réelle influence sur le fonctionnement du régime de régulation. De plus, l'existence du groupe permanent qui permet de maintenir vivante la tradition du dialogue entre les divers organismes, interdit au contrôleur de prendre des positions plus « dures ».

2. Les logiques politiques, industrielles et commerciales de la « raisonnable souplesse »

Parallèlement, le programme nucléaire français a fait un choix crucial en faveur de la technologie américaine à eau pressurisée. Or, nous allons voir qu'en important une technologie américaine, les experts français ne peuvent pas faire l'impasse sur l'analyse du modèle de régulation de la sûreté du pays d'importation. Nous montrerons que la constitution du régime de régulation ne résulte pas que de choix institutionnels (ce qu'on a déjà vu avant), mais, en l'occurrence, beaucoup plus des logiques politiques et industrielles de certains acteurs. Dans un premier temps, nous montrerons qu'après avoir importé un modèle de réacteur américain, les experts et décideurs français vont tenter de rapidement évacuer le modèle réglementaire américain pour proposer leur propre vision de la régulation de la sûreté nucléaire. Nous montrerons ensuite comment d'autres logiques, industrielles, commerciales, mais aussi politiques, pour contrer les opposants au nucléaire, vont renforcer la raisonnable souplesse déjà visible aux niveaux des choix institutionnels précédemment analysés.

2.1. La construction paradoxale d'un régime de régulation en différenciation du modèle américain

Sur les deux premières centrales REP de la décennie 1970 (Fessenheim et Bugey), « EDF et les autorités de sûreté ont convenu d'appliquer en France la réglementation de la NRC »¹²¹. Lors de l'examen des rapports de sûreté des centrales de ces centrales, les experts du groupe permanent utilisent la réglementation américaine pour fonder leurs avis. Toutefois, comme nous allons le voir, les organisations du régime de régulation vont très rapidement construire un modèle alternatif.

¹²¹ Tanguy, P (1983). Philosophie de la sûreté en France, juillet 1983, Revue « Nuclear Safety ».

2.1.1. Évacuer le « dirigisme » réglementaire des Américains

En 1973, un projet d'arrêté concernant « les centrales nucléaires à eau ordinaire » est examiné par le groupe permanent chargé des réacteurs nucléaires. Le projet sous-jacent à cet arrêté est d'écrire une ébauche de réglementation technique relative à la sûreté nucléaire. Ce texte qui constituerait alors le premier texte officiel ayant force de loi concernant la sûreté nucléaire en France est élaboré conjointement par les experts de l'IPSN, l'autorité de sûreté et les exploitants. Ce projet d'arrêté fera l'objet d'une analyse par la DSN du CEA mais également d'un passage devant le Groupe permanent d'experts. Les constats sont alors partagés, l'arrêté « *constitue un essai intéressant d'intégration des critères généraux USAEC et des recommandations émises par les Groupes chargés d'examiner la sûreté des Centrales de Fessenheim et de Bugey. Il souffre cependant de l'absence d'un cadre réglementaire plus général, qui permettrait d'ordonner les différentes dispositions prévues, et présente d'une part un certain mélange de dispositions d'ordre administratif et de dispositions de caractère essentiellement technique, et d'autre part un aspect incomplet et parfois arbitraire.* »¹²²

Compte tenu de ces observations, le projet d'arrêté semble compromis. Des membres du Groupe permanent pensent notamment que « *l'expérience acquise est encore insuffisante pour publier un texte contraignant, et qu'il serait bon de voir si l'on ne peut pas établir un système plus souple que la cascade « lois, décrets, arrêtés, circulaires ».* »¹²³

D'autres font remarquer qu'« *on ne peut que reconnaître la pression considérable exercée par la réglementation américaine : pratiquement, tout ce qui se fait ailleurs s'en inspire plus ou moins servilement en l'adaptant aux conditions locales* »¹²⁴. A la suite de l'abandon de ce projet d'arrêté, le choix est acté d'entreprendre un effort de réflexion sur le cadre général de la réglementation. Jean Servant, alors chef de l'autorité de sûreté, le Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires (SCSIN), est chargé par décret d'élaborer cette réglementation et convie alors le directeur général d'EDF à cette réflexion. Jean Servant précise alors que « *Pour ce qui est du fond de cette réglementation, elle devra être conçue pour assurer un niveau suffisant de sécurité, aider les*

¹²² SCSIN (1973). Examen d'un projet d'arrêté sur les centrales nucléaires à eau ordinaire. Compte-rendu de la réunion du 12 juin 1973 à l'INSTN.

¹²³ Ibid

¹²⁴ Ibid

*constructeurs, les exploitants et les organismes d'analyse de sûreté, enfin pour donner à l'opinion une information suffisante sur les précautions prises »*¹²⁵

Le groupe de travail piloté par le SCSIN propose alors trois niveaux hiérarchiques de réglementation :

- Un premier niveau énoncerait les « *principes fondamentaux* » de sûreté, « *comme le principe des barrières, celui de la défense en profondeur, des zones d'exclusion autour des sites, de l'analyse coût-bénéfice, etc...* »¹²⁶.
- Un second niveau fixerait des critères généraux de sûreté.
- Un troisième niveau serait constitué des « *prescriptions techniques particulières* » dont certaines auraient « *force réglementaire* » tandis que d'autres ne seraient que des guides « *destinés à faciliter le dialogue technique entre l'administration et ses services techniques, d'une part, l'exploitant et les constructeurs d'autre part* »¹²⁷.

Entre 1974 et 1978, de nombreux textes sont écrits par les experts de l'IPSN, d'EDF et du SCSIN sur une pluralité de sujets. Petit à petit, les organisations de la sûreté se mettent d'accord sur le fait de ne pas copier intégralement le modèle réglementaire américain. Un responsable de la SCSIN le résume ainsi : « *La réglementation des États-Unis d'Amérique est très ambitieuse et vise en fait à couvrir l'ensemble des domaines. Il s'agit d'un exemple où les pouvoirs publics apparaissent très dirigistes et cela n'est pas sans rapport avec la diversité des producteurs d'énergie électrique dans ce pays. Cet ensemble complexe, dont on perçoit d'ailleurs mal la cohérence dans la mesure où les « regulatory guides » traitent de problèmes ponctuels, est néanmoins à l'heure actuelle une référence très utile pour l'élaboration de réglementation technique dans d'autres pays, compte tenu en particulier du nombre des réacteurs à eau ordinaire dans le monde* »¹²⁸.

Le constat est clair : le modèle réglementaire américain paraît trop dirigiste mais il constitue une référence étant donné le développement des réacteurs américains dans le monde. Il va donc être adopté dans un premier temps. Mais ce phénomène de mimétisme pragmatique, considéré comme un passage obligé, va être contrebalancé, dès les années 1970, par la forte volonté des acteurs de

¹²⁵ Ibid

¹²⁶ Ibid

¹²⁷ Banal, Cogné, Coulon, Faral, Gouzot, Loverdo « Autorisation et normalisation des centrales nucléaires », Revue Générale Nucléaire, 1976, Janv-Fev.

¹²⁸ CEA (1976), Cours sur l'établissement et l'exécution de projets électronucléaire, AIEA.

développer un savoir-faire français en matière de sûreté nucléaire, volonté que l'on peut relier au désir de certains d'entre eux de gagner un nouveau défi technologique, après l'aventure de l'arme nucléaire, et de sauvegarder ainsi une « identité nationale » (Hecht, 2014), portée dans les années 1960 par le CEA. Un effort considérable de « francisation » des réacteurs et des règles techniques commence au milieu des années 70. C'est notamment à partir de ce moment que va débiter l'écriture de la réglementation technique française (règles, codes, normes, notes d'orientation).

2.1.2. L'ancrage de l'approche déterministe face aux approches probabilistes en vogue

En France, le choix des méthodes d'évaluation des risques va être fortement corrélé à la vision techniciste et constructive de la sûreté. En effet, l'approche dite « déterministe », née à la fin des années 1950 avec l'AMC (voir 1.2.1) est complétée par le concept de « défense en profondeur »¹²⁹, en vigueur dès les années 60 aux États-Unis, qui développe l'idée de barrières successives pour faire face à un accident. L'approche déterministe va rapidement faire consensus à l'international en étant reprise dans les textes de l'AIEA. Elle va cependant être complétée par une approche dite « probabiliste »¹³⁰, popularisée par les travaux du professeur Farmer (voir 1.2.2) qui seront poursuivis et rendus opérationnels par ceux du professeur Rasmussen¹³¹, en 1974. L'objectif du rapport Rasmussen était double : comprendre et analyser les défaillances successives pouvant conduire à un accident, mais aussi montrer que le risque d'accident d'un réacteur nucléaire était très faible, notamment par rapport à d'autres risques (Mangeon, Goumri, & Roger, 2016; Rip, 1986b). En France, pour les analyses de sûreté, les experts privilégient l'approche dite « déterministe » et, bien que l'IPSN et le SCSIN aient tenté d'intégrer l'approche probabiliste à l'analyse de sûreté, celle-ci ne prendra jamais la place qu'elle a progressivement acquise aux États-Unis ou au Royaume-Uni. En effet, l'approche probabiliste traduit aussi une orientation qui n'est pas reprise en France : l'utilisation de chiffres pour définir un niveau d'acceptabilité du risque. Aux États-Unis, le phénomène est particulièrement important, notamment à travers l'écriture d'« objectifs de

¹²⁹ Cette approche se base sur des niveaux multiples de protection, ou lignes de défense, présents dès le stade de la conception de l'installation, conçus pour ramener à un niveau extrêmement faible le risque qu'un accident puisse avoir des conséquences graves à l'extérieur de la centrale (Source IRSN).

¹³⁰ L'approche probabiliste est fondée sur l'identification de cascades de défaillances susceptibles d'aboutir à un accident majeur. Elle a notamment pour objectif de fournir des probabilités d'occurrence de ces événements et de leur enchaînement.

¹³¹ Rasmussen, Professor Norman C., et al. (1975-10). "Reactor safety study. An assessment of accident risks in U. S. commercial nuclear power plants. Executive Summary." WASH-1400 (NUREG-75/014). Rockville, MD, USA: Federal Government of the United States, U.S. Nuclear Regulatory Commission.

sûreté »¹³² qui fixent une limite d'acceptabilité en termes de décès ou de cancers liés à l'activité nucléaire. Mais pour beaucoup d'experts français, fonder une analyse de risque uniquement sur les chiffres reviendrait à abandonner le « dialogue technique » entre experts, base de toute analyse de sûreté (Lévêque, 2013). De plus, l'affichage d'objectifs probabilistes dans la réglementation par les organisations en charge de la sûreté n'est pas vu d'un bon œil : « *toute réglementation officielle aux Etats-Unis sur cette question se heurte manifestement à de très difficiles problèmes vis-à-vis des pouvoirs publics et des environmentalistes* »¹³³. Or la conviction des acteurs de l'époque repose sur le fait que l'acceptation de l'énergie nucléaire par la société doit se fonder sur une expertise technique forte et discrète, basée sur le jugement de l'ingénieur, plus que sur l'affichage de chiffres¹³⁴.

2.1.3. L'exemple des lettres d'orientation du SCSIN : des instruments politiques et techniques discrets

Les lettres d'orientations du SCSIN constituent un exemple illustratif de ce que nous appelons instrument de régulation et font bien apparaître les caractéristiques du régime de régulation au tournant des années 1970 et 1980. Ces lettres sont des documents de doctrine du SCIN en matière de sûreté, rédigés à l'intention des exploitants. Elles présentent, dans les grandes lignes, les principales options de sûreté à retenir pour les centrales en construction ou à construire. Elles sont composées d'un texte introductif, suivi d'annexes techniques détaillant les grandes options de sûreté à retenir sur des sujets divers (dimensionnement des installations, enceinte de confinement, accidents...). Plusieurs lettres, publiées entre 1977 et 1984, sont signées du ministre de l'industrie et adressées au directeur général d'EDF. Leur contenu est issu d'un travail collectif entre l'IPSN, le SCSIN et EDF. Ces lettres constituent des instruments « réglementaires » souples, en ce sens qu'elles ne formulent pas d'obligations. De plus, elles ne paraissent pas au Journal Officiel et ne sont pas « visibles » pour le public. L'analyse des deux premières lettres d'orientation, datées de 1977 et 1978, permet en outre de déceler les négociations entre le contrôleur et l'exploitant sur le type

¹³² NRC (1986), 10 CFR Part 50 « Safety Goals for the operations of nuclear power plant; Policy statement, republication »

¹³³ SCSIN (1978). Compte rendu de la Réunion ACRS/GP, Sûreté des REP, septembre 1978.

¹³⁴ Cet aspect est à relativiser car de nombreuses études de fiabilité, menées par les industriels eux-mêmes (et notamment EDF), utilisant massivement les probabilités et les statistiques, seront menées en France. Mais ce type d'approches restera utilisé à des fins techniques et ne constituera en aucun cas un affichage des risques envers le public. Des méthodes statistiques poussées seront même utilisées dans l'évaluation de certains risques particuliers (chute d'avion ou inondation) mais la doctrine globale de la sûreté nucléaire en France restera déterministe, basée sur des scénarios d'accident, la méthode des barrières et sur le dialogue entre experts.

d'approche de sûreté devant servir de référence pour les prochaines centrales nucléaires. En effet, dans la première de ces lettres, le ministère, à travers le SCSIN, recommande à EDF d'utiliser des objectifs probabilistes pour ses études de sûreté et définit un chiffre, qu'il considère comme une limite entre risque acceptable et risque inacceptable et qui conditionne donc le dimensionnement des protections des centrales nucléaires : « *La probabilité globale qu'une tranche puisse être à l'origine de conséquences inacceptables ne devrait pas dépasser 10^{-6} /an* »¹³⁵. Sans que l'on puisse reconstituer l'ensemble de ce processus, il apparaît qu'EDF affiche un différend sur la recommandation d'utiliser des probabilités. EDF estime en effet cette recommandation « *peu fondée, en tout cas prématurée* »¹³⁶. Le débat sera finalement clos par le ministère qui choisit de ne pas imposer ses vues : « *Les chiffres de probabilité donnés dans ma lettre Sin N°1076/77 doivent être, en tout état de cause, considérés comme donnant des ordres de grandeur* »¹³⁷. Dès lors, il ne sera plus question d'afficher des limites d'acceptabilité, les objectifs probabilistes servant seulement d'orientation à l'analyse technique des risques. L'approche déterministe, combinée à un dialogue entre les experts, constituera la base de toute analyse de sûreté. Ces lettres montrent aussi le poids d'EDF, qui en devenant le seul exploitant de centrales productrices d'électricité, dispose d'un pouvoir important d'influence sur les doctrines.

2.1.4. TMI : quand l'accident renforce le régime de régulation français

Enfin, il semble nécessaire de mettre en avant la rupture opérée par l'accident de Three Mile Island en 1979¹³⁸, évènement qui va marquer durablement l'éloignement entre les régimes de régulation français et américain. Cet accident aurait pu accélérer le processus de réglementation des installations nucléaires en France mais il aura finalement l'effet inverse. L'accident va être l'occasion, pour les acteurs, de confirmer un régime de régulation différents de celui des États-Unis où le rôle du dialogue et la place première de l'exploitant vont se retrouver renforcés.

¹³⁵Lettre SIN n° 1076/77 du 11 juillet 1977 relative aux grandes options de sûreté des tranches comportant un réacteur nucléaire à eau pressurisée du ministre chargé de l'industrie au directeur général d'EDF.

¹³⁶Réponse d'EDF à la lettre Sin 1076/77, 5 octobre 1977.

¹³⁷Lettre SIN N° 576/78 du 16 mars 1978 relative aux grandes options de sûreté des tranches comportant un réacteur nucléaire à eau pressurisée du ministre chargé de l'industrie au directeur général d'EDF

¹³⁸Un dysfonctionnement du système de refroidissement va conduire à la fusion partielle du cœur du réacteur et va créer une véritable psychose vis-à-vis du nucléaire aux États-Unis.

Quand TMI renforce le régime de régulation français

En effet, un des membres de la commission présidentielle Kemeny, mise en place suite à l'accident, relevait que « *l'élaboration des réglementations et l'examen des réacteurs au regard de ces règlements ont été la seule préoccupation de la NRC. Par le développement massif des réponses écrites exigées pour chaque installation vis-à-vis des règlements on a occupé l'essentiel des meilleurs talents dans l'industrie...considérant qu'il suffisait de se soumettre à ces réglementations pour que la sûreté soit assurée* »¹³⁹. Ces conclusions seront allégrement reprises par les experts français pour mettre en avant le modèle du dialogue technique et pour mettre en garde contre les effets pervers d'une réglementation trop stricte. Suite à TMI et dès le début des années 1980, la terminologie du « dialogue technique permanent et continu » sera reprise par tous les acteurs du petit monde de la sûreté pour définir la philosophie de la régulation à la française. Au milieu des années 1980, les hauts responsables de l'IPSN et du SCSIN font alors l'éloge du dialogue technique au niveau international : « *l'analyse de sûreté qui est conçue comme un dialogue technique continu entre les exploitants et l'IPSN (...). Cette primauté donnée au dialogue technique, sans doute favorisée par la structure industrielle de l'énergie nucléaire en France, permet de maintenir une exigence permanente de réflexions, condition nécessaire du haut niveau de sûreté requis nationalement et internationalement pour les installations nucléaires, sans créer de blocages inutiles au cours des procédures d'autorisation proprement dites. Cette approche de la sûreté explique par ailleurs que la France n'ait pas retenu l'élaboration de règlements techniques fixant des critères plus ou moins détaillés comme une priorité* »¹⁴⁰ ou encore « *Une sûreté qui serait faite en permanence de décisions unilatérales de l'autorité imposées aux exploitants contre leur conviction serait à terme désastreuse, car elle traduirait un mauvais exercice des responsabilités de chacun. Heureusement, tel n'est pas le cas en France où le dialogue technique permanent permet de dégager un consensus dans de nombreux cas* »¹⁴¹. L'accident de TMI apparaît comme paradoxal. En effet, TMI est considéré par les experts comme « *la grande rupture dans l'histoire de la sûreté nucléaire* » (Foasso, 2012), mais s'il a d'abord constitué un véritable « choc » en montrant qu'un accident était possible, cet accident n'aura que très peu de conséquences sur le fonctionnement du régime de régulation de la sûreté nucléaire français et confortera la position des acteurs français. En effet, finalement pour les industriels du

¹³⁹ Cogné, F (1984). « Évolution de la sûreté nucléaire », Revue Générale Nucléaire, N°1, 1984.

¹⁴⁰ Queniart, D (1988), «L'utilisation de critères dans l'analyse de sûreté réglementaire en France », AIEA.

¹⁴¹ Laverie, M., Flandrin R. (1988). « Les relations entre l'autorité de sûreté et les exploitants d'installations nucléaires », AIEA.

nucléaire, « *l'accident le plus grave, la fusion du cœur, n'a pas entraîné de rejets. TMI apporte la preuve de l'innocuité de cette forme d'énergie* » (Foasso, 2003). Pour les experts de l'IPSN, TMI est utilisé pour défendre à la fois l'analyse technique et scientifique (et le rattachement au CEA), garantissant mieux, à leurs yeux, un détachement vis-à-vis des aspects économiques (contrairement à l'expertise d'EDF) et réglementaires (défendus au SCSIN).

La mise en place d'un contrôle interne à EDF

Pour EDF, TMI sera le point de départ d'une forme d'autocontrôle, avec la création d'instances spécifiques, en interne, en charge des questions de sûreté nucléaire. En effet, la création d'une filière indépendante de sûreté (FIS) à EDF va prendre forme avec la mise en place, dès 1980, d'un Ingénieur Sûreté Radioprotection (ISR) pour chaque tranche du réacteur. L'ISR a pour mission de construire une analyse indépendante de l'équipe de conduite (et notamment du chef de quart¹⁴²) et donc d'amener un regard extérieur sur les questions de sûreté. A partir du milieu des années 1980, EDF crée un service spécifique sur les questions de sûreté au niveau de chaque centrale, la Mission Sûreté Qualité (MSQ) qui a en charge toutes les questions de sûreté et de qualité au niveau de l'installation mais également les relations avec l'autorité de sûreté. De plus, au milieu des années 1970, EDF avait créé l'Inspection Nucléaire (IN), une organisation « *embryonnaire jusqu'en 1981, sans cahier des charges précis, dotée de deux inspecteurs chargés de faire dix inspections par an, d'une durée de 1 ou 2 jours* ». Après TMI, l'IN d'EDF va grossir¹⁴³ sans que les informations recueillies ne filtrent dans l'espace public Enfin, en haut de la hiérarchie EDF, on trouve, à partir de 1982, aux côtés du directeur général, un Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire (IGSN). L'IGSN fait le lien entre l'organisation interne d'EDF et le monde extérieur. Il écrit notamment un bilan annuel de la sûreté nucléaire, qui va, petit à petit, être rendu public et constituer un élément important de la communication d'EDF sur les questions de sûreté. Le premier IGSN est André Gauvenet, un ancien du CEA, puis Pierre Tanguy, ancien directeur de l'IPSN. Comme nous le verrons plus tard, c'est l'IGSN d'EDF qui sera en première ligne dans une opposition par médias interposés avec le SCSIN, au tournant des années 1980-1990. Le développement de cette filière indépendante de sûreté avec « *des objectifs et intérêts communs, qui se différencient au moins partiellement des objectifs et intérêts industriels des organismes auxquels ils sont rattachés* » (Vallet, 1984) est rendu possible par la taille et les ressources de l'exploitant EDF. Il est donc intéressant de noter qu'EDF met en place, après TMI, une forme

¹⁴² Une équipe de conduite est constituée d'opérateurs qui sont relayés par une autre équipe de quart toutes les 6 heures.

¹⁴³ En 2017, l'IN d'EDF réalise près de 60 inspections par an.

d'autocontrôle, dont le but affiché est de disposer de spécialistes de la sûreté nucléaire à tous les niveaux de l'organisation, spécialistes de surcroît indépendants de la hiérarchie opérationnelle de l'entreprise (cf. Figure 24).

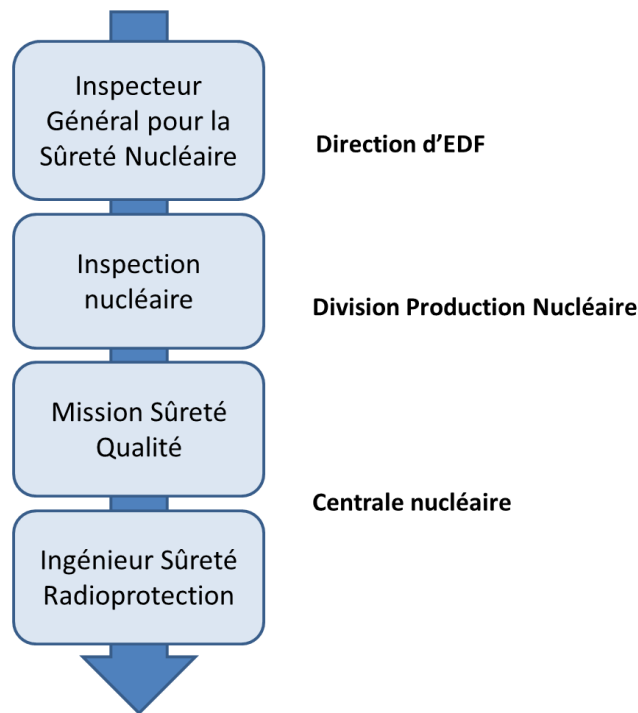


Figure 24 : La filière indépendante de sûreté d'EDF

On retrouve alors une forme de similitude avec le monde de fonctionnement du CEA dans les années 1960, qui avait mis en place, en interne un autocontrôle de la sûreté, notamment avec le développement d'un système d'inspection.

L'accident de TMI sera également la base d'un important travail de retour d'expérience technique de la part d'EDF et de l'IPSN.

2.2. Logiques industrielles et commerciales de la souplesse réglementaire

Avec le plan Messmer, de nombreux chantiers de construction de centrales vont être lancés entre la fin des années 1970 et le début des années 1980. Si les centrales de Fessenheim et du Bugey étaient des « copies » de centrales américaines, l'enjeu va rapidement être de franciser les nouveaux réacteurs. Ces enjeux industriels et commerciaux vont avoir une influence importante sur la forme que vont prendre les instruments de régulation.

2.2.1. Concevoir des règles « souples » pour ne pas freiner les chantiers de construction

En lien avec certaines critiques du modèle réglementaire américain considéré par les experts français comme trop dirigiste, c'est le délai d'obtention des autorisations de mise en service qui est également pointé du doigt par ces mêmes experts : « *Une demande d'autorisation peut ainsi demander deux ans de procédures. On peut donc estimer que l'AEC¹⁴⁴ est sans doute allée trop loin et trop vite...* »¹⁴⁵. Par comparaison, la durée moyenne de construction des centrales est alors de six ans en France alors qu'elle est de dix ans aux Etats-Unis (Kitschelt, 1986).

La maîtrise des délais et des coûts de construction est alors un enjeu extrêmement important pour EDF et le Ministère de l'Industrie. Un ancien cadre d'EDF explique qu' « *en coût d'investissement (...), c'est le coût français qui apparaît comme le plus bas, suivi, pour les centrales à eau légère, par les coûts japonais et allemands qui sont d'environ 60% plus élevés que le prix français* » (Lamiral, 1988). De même, il note qu'en France les délais de construction sont beaucoup moins longs qu'aux Etats-Unis et en Allemagne et considère que « *les délais ont augmenté dans le temps compte tenu de l'alourdissement des procédures de sûreté et des effets de la contestation nucléaire* » (Lamiral, 1988). Concernant les procédures de sûreté, c'est la sur-réglementation américaine qui est pointée du doigt par EDF, mais pas l'existence d'une réglementation qui peut fournir un cadre utile à l'exploitant. EDF précise, dans une note de sa direction de l'équipement, que l'élaboration d'une réglementation devrait permettre de limiter les demandes d'études complémentaires, de « *ne pas remettre tout en cause à l'occasion de l'examen de sûreté de chaque nouveau projet déposé par le maître d'œuvre* »¹⁴⁶. En phase sur ce point avec son ministère de tutelle qui cherche à accélérer les chantiers, l'industriel introduit très clairement le souci d'efficacité dans son discours au moment où les premières difficultés apparaissent, que ce soit sur le plan technique, avec des retards sur les livraisons, ou socio-politiques, avec une présence de plus en plus vive des opposants sur les chantiers de construction des futurs projets¹⁴⁷. Pour EDF, le rôle de la réglementation « *n'est pas uniquement*

¹⁴⁴ L'United States Atomic Energy Commission (AEC) est l'organisme en charge de promouvoir et de contrôler l'énergie nucléaire jusqu'en 1974 où elle sera remplacée par le Nuclear Regulatory Commission, détachant ainsi les aspects « promotion » et « contrôle ».

¹⁴⁵ Queniart, D., (1974). « Sûreté nucléaire et règlements techniques ». Annales des mines, 1974.

¹⁴⁶ EDF (1977). Rapport interne : « Intérêt d'une réglementation française en matière de sûreté », février 1977.

¹⁴⁷ Point culminant de cette opposition, les manifestations sur le chantier du surgénérateur de Creys-Malville conduiront à la mort d'un manifestant lors d'affrontements avec les forces de l'ordre en 1977.

de contraindre mais aussi d'aider « l'exploitant » en lui fournissant une argumentation légitime car appuyée sur la science et le droit »¹⁴⁸.

2.2.2. Exporter les réacteurs et les normes françaises

Si, en France, les acteurs souhaitent un système de règles simple et stable, la volonté d'exporter les techniques industrielles pousse néanmoins le constructeur (Framatome) et l'exploitant (EDF) à concevoir des règles de construction et de conception. Comme l'expliquent des responsables de la société Framatome, *« l'exportation, peut-être plus encore que le programme électronucléaire national, incite à ce que la réglementation technique française soit rapidement établie et éditée »¹⁴⁹.* En effet, les États-Unis et l'Allemagne ont développé d'importants systèmes de normalisation qui font le lien entre la conception, la construction des centrales et la sûreté nucléaire. En France, ce n'est pas encore le cas à la fin des années 70, ce qui *« peut constituer un handicap à l'exportation où d'autres constructeurs sont habiles à faire état de « systèmes » de normalisation plus développés qu'en France et plus ou moins imbriqués avec les réglementations de sûreté »¹⁵⁰.*

La France, qui a la volonté d'exporter ses centrales REP, a donc besoin de créer, elle aussi, son propre système de normalisation, qui sera conçu à partir de 1978. Ce seront les « Règles de Conception et de Construction » (RCC) (voir encadré ci-après). Ces RCC ont pour objectif d'être exhaustives, exportables et modifiables dans le temps. Ces documents *« devraient pouvoir être publiés sans délai et amendés, au besoin, sans effort excessif »¹⁵¹.*

2.2.3. Deux exemples d'instruments « souples », RCC et RFS : entériner, standardiser et exporter les pratiques françaises

En 1974, un appel d'offre de l'exploitant sud-africain ESKOM est lancé pour fournir deux réacteurs sur le site de Koeberg. Trois consortiums, un américain, un allemand et un français (mené par Framatome), proposent des offres. La sûreté des centrales constitue alors un enjeu extrêmement

¹⁴⁸ EDF (1977). Rapport interne : « Intérêt d'une réglementation française en matière de sûreté », février 1977.

¹⁴⁹ Coudray, M., Perrais, J-P., (1974). « Sûreté nucléaire et exportation des centrales nucléaires ». Annales des mines, 1974.

¹⁵⁰ Ministère de l'Industrie (1976). Compte rendu de réunion, « Codes et normes utilisés dans l'industrie électronucléaire », Ministère de l'Industrie et de la recherche, 1976.

¹⁵¹ Coudray, M., Perrais, J-P., (1974). « Sûreté nucléaire et exportation des centrales nucléaires ». Annales des mines, 1974.

important, notamment pour des pays importateurs qui souhaitent débiter l'aventure nucléaire, comme c'est le cas ici avec l'Afrique du Sud. D'un point de vue technique, l'offre française est notamment critiquée par ESKOM en raison de la faiblesse de la réglementation nationale. Néanmoins, le consortium américain, grand favori, va perdre ce marché pour des raisons politiques (les parlementaires des Pays-Bas, pays membre de ce consortium, ne souhaitent pas traiter avec l'Afrique du Sud) et le consortium allemand va échouer face au montage financier français¹⁵². Malgré ce succès important, EDF et Framatome se rendent alors compte qu'il est indispensable d'écrire des règles françaises de sûreté pour gagner d'autres marchés à l'export.

EDF et Framatome s'engagent alors, à partir de la seconde moitié des années 1970, dans la codification des pratiques de construction et de conception. Cette démarche débouchera sur une série de règles, les « RCC » (Règle de Conception et de Construction), qui seront utilisées comme références pour la construction et la conception des futures centrales françaises, au niveau national comme à l'export. D'application facultative, les RCC traitent de tous les sujets en rapport avec la conception et la construction des réacteurs nucléaires, même quand ils n'ont pas de liens directs avec les questions de sûreté. Certaines de ces RCC, quand elles impliquent directement des enjeux de sûreté, sont traduites en Règles Fondamentales de Sûreté (RFS) par le SCSIN. En devenant des RFS, les RCC obtiennent une forme de « blanc-seing de l'autorité de sûreté française », recherché notamment par Framatome et EDF pour exporter leurs centrales, comme l'explique un ancien membre du GP.

Ces RFS sont conçues par le CEA (et son organe d'expertise l'IPSN) et EDF, l'exploitant unique des REP. Le SCSIN, qui à l'époque a peu de compétences techniques et des effectifs limités, ne fait alors que mettre à l'agenda l'élaboration d'une nouvelle RFS et valider ou non les propositions des deux organismes. Les experts français choisiront de concevoir des RFS adaptées aux enjeux du moment et de traiter un nombre de sujets moins important qu'aux Etats-Unis. Ainsi, au milieu des années 80, les RFS françaises sont au nombre d'une trentaine (et n'évolueront quasiment pas en nombre jusqu'à aujourd'hui), alors que la NRC a déjà publié près de cent guides à la fin des années 70. Les sujets abordés sont larges, allant des risques naturels (inondation, séisme, ...) à l'entreposage des déchets ou encore aux ouvrages de génie civil.

¹⁵² Annexes du rapport n° 278 de M. Claude BIRRAUX, député, fait au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, déposé le 12 mai 1996. « Le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires ».

En l'absence d'un cadre réglementaire exhaustif, les RCC et les RFS ont constitué des instruments de régulation essentiels pour la sûreté des centrales en France, mais également pour les constructions françaises à l'étranger. De plus, les RCC ont ouvert la voie à « *la standardisation du produit, élément fondamental pour contenir une explosion des coûts dans le domaine d'une technologie aussi complexe que le nucléaire* » (Vallet, 1984). En effet, en créant des règles standardisées et en développant un système évolutif de centrales par paliers successifs, EDF et Framatome ont introduit dans le régime de régulation l'idée de rationalisation de la sûreté, le nucléaire n'étant viable économiquement qu'avec des réacteurs et des règles standardisées.

2.3. Souplesse et opacité réglementaire en réponse aux opposants

Dès le début des années 1970, les experts français du CEA considèrent qu'il y a, aux Etats-Unis, « *une crise de la réglementation américaine de la sûreté* »¹⁵³, ce qui allonge considérablement les délais de construction, voire conduit à l'abandon des constructions. Les groupes écologistes « *n'hésitent pas à intervenir sur des sujets très techniques, comme le refroidissement de secours après accident. On peut donc considérer, qu'au moins indirectement, ils sont à l'origine de l'allongement des délais d'examen par l'AEC observé depuis quelques années* »¹⁵⁴. Si cette situation inquiète les experts du CEA et d'EDF, Pierre Tanguy juge cependant qu'« *il est également incontestable que la pression des organismes contestataires est un élément qui contribue à empêcher l'AEC de relâcher sa vigilance en matière de sûreté et de protection de l'environnement. Il serait donc injuste de parler d'un bilan entièrement négatif* »¹⁵⁵. Durant les années 1970, la réglementation et la procédure américaine d'obtention d'une autorisation d'exploitation vont considérablement se durcir.

Quelques années plus tard, en France, la « *judiciarisation* » se développe et de nombreux recours d'associations écologistes et d'élus locaux sont déposés devant les tribunaux administratifs¹⁵⁶, avec pour objectif de faire annuler les permis de construire des centrales (Garraud, 1979). Ces actions en justice n'aboutiront pas, rejetées par le conseil d'Etat¹⁵⁷, mais le président d'EDF considère alors que

¹⁵³ Tanguy, P. (1973). « Conséquences de l'action des groupes de défense de l'environnement sur le programme électronucléaire aux États-Unis », juin 1973.

¹⁵⁴ Ibid.

¹⁵⁵ Ibid.

¹⁵⁶ Les motifs des recours sont alors très variés : régularité de l'enquête publique, documents administratifs incomplets, problèmes liés à la procédure d'expropriation...

¹⁵⁷ Le Monde, 4 février 1978.

«*la construction des centrales nucléaires a pris deux ans de retard en moyenne*»¹⁵⁸. En effet, l'un des effets de la contestation a été d'alourdir et de renforcer des procédures techniques et administratives. Par exemple, c'est dans ce contexte que paraît, en 1978, la loi sur la protection de la nature qui «*oblige EDF à réaliser une étude d'impact sur chaque site qui analyse son état initial et les effets sur l'environnement de la construction de la centrale*» (Garraud, 1979).

On note ici une forme de « publicisation » des risques qui «*s'appuie, suivant les cas, sur les logiques médiatiques, judiciaires ou tout autre registre d'action collective cherchant à élargir le public potentiellement ou réellement intéressé*» (Gilbert & Henry, 2012). Néanmoins, à cette époque, cette publicisation ne concerne que des documents d'ordre général (étude d'impact, déclaration d'utilité publique) et à aucun moment des instruments de régulation de la sûreté nucléaire, qui restent eux dans des espaces confinés (Gilbert & Henry, 2012), réservés aux organisations en charge de la régulation des risques. Il est donc probable que, pour éviter davantage de conflits avec les associations écologistes et les élus locaux, une des stratégies politiques a consisté à ne pas créer d'instruments « juridiquement contraignants » sur les questions techniques, pour éviter le débat public et la controverse avec les opposants.

Quelques années avant TMI, le programme nucléaire américain est au point mort aux Etats-Unis, alors que la France se lance tout juste dans le « tout nucléaire ». Aux Etats-Unis, les mouvements écologistes auront donc joué un rôle important dans le développement de la réglementation et des procédures plus coercitives, ce qui a conduit, selon les experts français du nucléaire, avec d'autres facteurs (et notamment l'accident de TMI), à l'abandon du programme nucléaire américain.

2.4. Conclusion intermédiaire

Le transfert de technologie entre les Etats-Unis et la France aurait pu servir de base à un transfert d'un système réglementaire et d'une philosophie de régulation basée sur le contrôle de conformité à une règle, mais ce ne fut pas le cas. En effet, la France a rapidement voulu concevoir ses propres instruments de régulation, basés sur le mode de fonctionnement du système d'acteurs déjà présent dans les années 1960, ayant la volonté de rechercher le consensus. L'exemple des lettres d'orientation du ministère illustre bien la nature du processus d'élaboration, au sein d'un groupe fermé d'experts, d'une doctrine, mais aussi des instruments, souples et non coercitifs, qui en sont la

¹⁵⁸ Le Monde, 13 octobre 1978.

traduction. On retrouve d'ailleurs les mêmes caractéristiques dans les divers instruments qui voient le jour à la fin des années 70. Une telle analyse rejoint celle de Bressers & O'Toole (Bressers & O'toole, 1998) pour qui le fonctionnement des acteurs au sein d'un réseau cohérent et interconnecté permet d'expliquer le choix d'instruments peu normatifs, co-construits avec le « public cible » (ici les exploitants).

Il semble important de signaler que ce type d'instruments s'inscrit paradoxalement dans des processus qui apparaissent au contraire comme de plus en plus normés et « routinisés », autour des réunions de groupes permanents d'experts ou encore de l'analyse des rapports de sûreté. Le rôle essentiel joué par le groupe permanent, dont le fonctionnement est marqué par une forme de ritualisation du dialogue entre les organisations, illustre au passage le fait que le dialogue a besoin d'être organisé par des procédures. Néanmoins, à la différence des « forums hybrides » (Callon, Lascoumes, & Barthe, 2001), il reste pour l'instant un espace totalement fermé au monde des « profanes ».

On peut alors mentionner qu'au sein de ce petit monde, les acteurs convergent sur les objectifs industriels, commerciaux, politiques, mais également sur une idée générale : développer vite, en France et à l'étranger, la filière des réacteurs à eau pressurisée.

3. Conclusion du chapitre 2

Même si on observe la continuité d'une régulation par la souplesse, celle-ci n'a pas le même sens en 1960 et en 1980. Jusqu'en 1969, le régime de régulation de la sûreté s'est constitué autour du CEA. Il se développe alors autour de la volonté d'expérimentation et est basé sur un contrôle et une expertise portés par le CEA. Avec le passage au « tout nucléaire » et l'entrée en force d'un acteur majeur, EDF, vont apparaître des enjeux commerciaux, industriels et sociétaux importants, qui vont infléchir le régime de régulation sans provoquer une véritable rupture. Nous avons ajouté quelques éléments clés à notre chronologie comme le plan Messmer et la création de l'expert, l'IPSN et du contrôleur, le SCSIN (Figure 25).

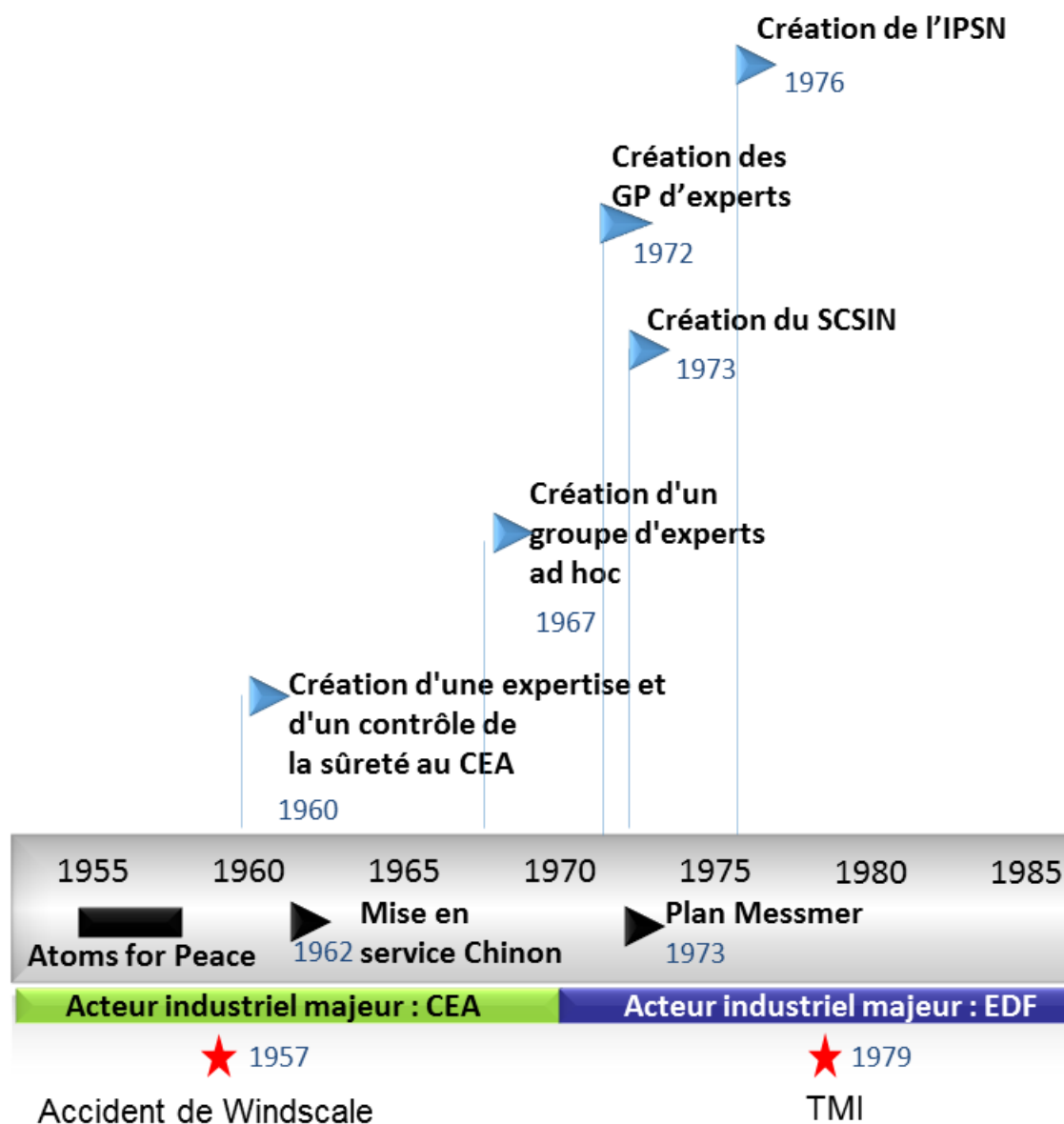


Figure 25 : Eléments clés de la chronologie des chapitres 1 et 2

En effet, malgré des bouleversements majeurs des années 1970 (changement de filière technologique, création institutionnelle d'un contrôleur et d'un expert, développement industriel massif, ...), le régime de régulation des risques va continuer à se développer autour de ses fondements originels : fermeture vis-à-vis de l'extérieur, dialogue technique entre experts, recherche de consensus...

Les mouvements écologistes, très structurés à la fin des années 1970, n'ont pas eu pour effet de durcir ou d'ouvrir le régime de régulation. En ce sens, et en reprenant les facteurs pouvant expliquer les évolutions d'un régime de régulation (cf. partie I), nous pouvons mentionner que dans les faits,

les demandes de la société n'ont pas fait l'objet d'une prise en compte particulière de la part des organisations en charge de la sûreté, si ce n'est une réorganisation, qui apparaît, en 1985, comme essentiellement symbolique sur le fonctionnement du régime de régulation.

Nous résumons ci-dessous quelques traits marquants des composants du régime en reprenant la grille d'analyse proposée en introduction (Figure 26) :

- L'architecture organisationnelle a été réorganisée, avec la création de l'IPSN et du SCSIN, qui permettent de distinguer un expert et un contrôleur, distincts des exploitants. Mais cette réorganisation se fait sans rupture puisque l'IPSN est créé au sein du CEA qui, de ce fait, est toujours au centre de l'expertise. De même, l'impact de la création du contrôleur, le SCSIN, véritable nouveauté de cette période, est modéré, en 1985, car il dispose de peu de ressources et s'appuie pour l'essentiel sur les compétences et le personnel de l'IPSN.
- L'intégration nouvelle des ingénieurs des mines dans les pratiques d'inspection et la création de la visite décennale ne marquent pas de rupture avec les pratiques antérieures du CEA, notamment car il semble exister une grande proximité entre les modes de régulation dans le nucléaire et dans d'autres domaines où interviennent ces ingénieurs.
- Les instruments « souples » développés à la fin des années 1970 apparaissent parfaitement intégrés au fonctionnement du régime de régulation sur cette période. Ils sont tous co-construits et para-réglementaires. Certains instruments de régulation des risques créés à cette époque (les RCC) sont même utilisés dans une double optique de développement commercial et de sûreté nucléaire.
- Le système d'acteurs, dont le périmètre n'a pas changé, est également toujours caractérisé par une forte interconnexion et endogamie des acteurs, ainsi que des arènes de discussions discrètes.


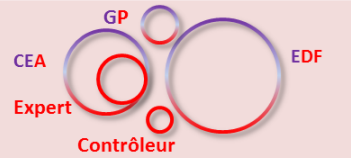
	La construction par l'expérimentation et l'autocontrôle (1945-1969)	La raisonnable souplesse (1969-1986)
Phi R		
AO	 <p>Deux industriels jouant les rôles de contrôleur et d'expert</p>	 <p>Une séparation maîtrisée de l'expert, du contrôleur et des exploitants</p>
IR	<ul style="list-style-type: none"> Instrument de dialogue Technique <p>• Para-réglementaire Ex : Rapport de sûreté</p>	<ul style="list-style-type: none"> Instruments de dialogue Techniques, politiques et industriels <p>• Para-réglementaire Ex : Rapport de sûreté, lettres d'orientation, RFS, RCC</p>
PR	<ul style="list-style-type: none"> Réunion technique bipartite Rédaction d'avis Inspection interne 	<ul style="list-style-type: none"> Réunion technique bipartite Rédaction d'avis Inspection interne /externe Visite décennale Formalisation des échanges inter-organisationnels
SA	<ul style="list-style-type: none"> Endogamie et interconnexion Fermeture Vision constructrice et techniciste Recherche de consensus 	<ul style="list-style-type: none"> Endogamie et interconnexion Fermeture Vision constructrice et techniciste Recherche de consensus

Figure 26 : Grille analytique du régime de régulation dans ses phases 1 et 2

Nous avons conclu de notre analyse qu'une philosophie reposant sur le principe d'une « raisonnable souplesse » semble partagée par les acteurs. En effet, en imaginant eux-mêmes leur régime de régulation des risques, les acteurs du CEA et EDF sont convaincus qu'ils ont réussi au mieux la combinaison entre une sûreté optimale et un développement intensif du nucléaire. En 1985, alors que le développement du parc nucléaire est à son apogée, le seul « accident majeur », non pris en compte à la conception des centrales, la fusion du cœur du réacteur de TMI, n'a fait aucun mort, renforçant, en France, le sentiment d'une régulation des risques efficace.

Toutefois l'année 1986 marque potentiellement un point de rupture majeur avec la période étudiée dans ce chapitre 2. En effet, l'accident nucléaire de Tchernobyl, en avril 1986, est le premier accident avec des conséquences importantes pour l'environnement et bénéficiant d'une couverture médiatique et politique d'envergure mondiale. Un tel événement a-t-il ébranlé un régime de régulation qui semblait stabilisé ? Quels autres facteurs peuvent avoir contribué à son évolution ? C'est ce que nous examinerons dans le chapitre 3, consacré à la période 1986- 2017.

Chapitre 3. « A la recherche d'auditabilité » : la reconfiguration de l'expertise et du contrôle (de 1986 à 2017)

« L'illustration de cette notion de « bonne année pour la sûreté nucléaire » peut être donnée par l'évolution des incidents classés dans l'échelle internationale des événements nucléaires INES : pour la première fois depuis l'utilisation en France des échelles de gravité, un seul incident a été classé au niveau 2 »

Rapport annuel de la Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires (DSIN) 1995

Dans ce chapitre, nous caractériserons le régime de régulation dans une période comprise entre 1986 et 2017. Cette période s'étend, pour ses deux extrémités temporelles, de l'accident de Tchernobyl (1986) à la décision de l'ASN de fermer provisoirement les quatre réacteurs de la centrale du Tricastin (2017)¹⁵⁹.

Avec l'accident de Tchernobyl, l'année 1986 marque un tournant pour l'industrie nucléaire et, comme nous allons le voir, pour le régime de régulation de la sûreté nucléaire. Très médiatisé et politisé, cet accident intervient alors comme un « événement focalisant » (Thomas A. Birkland, 1998), une crise qui va introduire une série de changements, toujours en cours. En effet, l'accident de la centrale nucléaire de Tchernobyl, le 26 avril 1986, va, pour la première fois, mettre en évidence aux yeux du grand public que la sûreté d'une centrale nucléaire peut être défailante. Il va par ailleurs entraîner une crise politique profonde, marquée par la controverse du « nuage de Tchernobyl », qui sera considéré par le public comme un mensonge de l'industrie nucléaire pour cacher les conséquences réelles de l'accident en France.

Dans ce chapitre, nous montrerons comment, après une période de crise politique mais aussi technique, liée à l'accident de Tchernobyl et au début de l'exploitation des centrales EDF, le régime

¹⁵⁹ L'année 2017 correspond également à la dernière année de récoltes de données pour notre travail.

de régulation va entrer dans un nouveau cycle où la recherche d'auditabilité va devenir une préoccupation centrale des acteurs.

Nous montrerons que cette recherche d'auditabilité va passer par deux processus de procéduralisation distincts, visant des objectifs a priori différents : l'auditabilité technique des installations nucléaires par l'exploitant, l'expert et le contrôleur ; l'auditabilité du régime de régulation par la société civile.

Sur le premier axe, des travaux, notamment en sciences de gestion et en sociologie des organisations, ont montré le développement d'une procéduralisation accrue, au sens d'un cadrage renforcé de l'action des exploitants par des procédures techniques, dans le nucléaire, depuis les années 1990. Ce mouvement est à rapprocher, plus généralement, du développement, dans les années 1990, d'un contrôle interne des entreprises dans l'optique de « manager les risques » et de les rendre « auditables » (Power, 2004, 2005).

Dans le nucléaire, certains auteurs ont mis en évidence que ce mouvement de procéduralisation est la concrétisation d'une recherche de rationalisation et d'une « managérialisation » de la conduite de l'exploitation (Stoessel, 2010). Ce mouvement de procéduralisation serait à l'œuvre dans de nombreux secteurs où la gestion des risques est une problématique centrale (aéronautique, ferroviaire) et connaîtrait un développement continu, colonisant de nombreux autres domaines dans le reste de l'industrie (Bieder & Bourrier, 2013). Dans le cas du nucléaire, nous montrerons comment cette procéduralisation, au début des années 1990, découle d'une volonté de rationalisation de la part d'EDF, suite aux accidents de TMI et Tchernobyl, et se traduira par la mise en place des « réévaluations de sûreté », processus récurrents, basés sur des indicateurs et des procédures nouvelles, rendant possible un audit des installations nucléaires.

Sur le deuxième axe, d'autres travaux en sociologie et sciences politiques ont montré qu'en réponse aux crises de légitimité des organisations plusieurs dynamiques ont été enclenchées. On note en particulier une procéduralisation de l'expertise et de la décision en réponse aux crises de légitimité des organisations (Borraz, 2008; Hood & Rothstein, 2001; Hood et al., 2001). La procéduralisation est aussi entendue comme un processus qui vise les cadres de l'activité (Henry, Gilbert, Jouzel, & Marichalar, 2015). C'est en réponse à des crises de légitimité et dans l'optique de « rendre des comptes » à la société, que se sont développés des principes partagés par la plupart des domaines de régulation des risques : compétence, indépendance et transparence du contrôle et de l'expertise (Henry et al., 2015). Ces principes sont par exemple mis en application par des agences sanitaires (Benamouzig & Besançon, 2005), qui vont séparer en interne l'évaluation des risques et la décision

ou même être scindées en deux agences. Plus généralement, l'expertise qui se veut plus scientifique et indépendante des aspects économiques et politiques, mais également le contrôle, seraient sujets à un phénomène de standardisation au niveau international (Demortain, 2011).

Nous montrerons que ces processus latents dans les années 1980 et 1990, vont être accélérés au tournant des années 1990 et 2000 et conduire, dans les années 2000, à plusieurs changements : une séparation institutionnelle de l'IPSN du CEA, avec la création de l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), la création d'une Autorité de sûreté nucléaire (ASN) plus indépendante du pouvoir politique, l'élaboration d'une législation sur la sûreté nucléaire, ou encore la conception d'instruments de régulation nouveaux.

Ainsi, ces différents processus vont conduire à de nouvelles pratiques, de nouveaux instruments et pousser à une réorganisation beaucoup plus poussée que dans la période précédente, marquée par la prise d'indépendance et la séparation des rôles plus nette des organisations en charge de la régulation. Toutefois nous observerons, en parallèle, la persistance de modes de fonctionnement datant des périodes précédentes. Cette coexistence nous conduira à faire l'hypothèse d'un processus, que nous qualifierons de processus d'hybridation entre le régime « d'une raisonnable souplesse » et un régime correspondant à des standards internationaux sur la manière de réguler les risques.

Pour mener cette analyse, comme pour les précédents chapitres, nous nous intéresserons aux composantes du régime de régulation que nous avons précédemment explorées : l'architecture organisationnelle, les instruments de régulation, les pratiques de régulation et le système d'acteurs.

Nous traiterons dans une première section des crises politiques et techniques de l'après-Tchernobyl, qui conduiront à de premiers changements institutionnels sans rupture du régime de régulation. Dans une seconde section, nous illustrerons la recherche d'auditabilité technique des installations nucléaires à travers le développement des réévaluations de sûreté. Dans une troisième section, nous analyserons comment cette recherche d'auditabilité est également liée à un besoin de rendre des comptes envers la société, conduisant à un processus de standardisation de l'expertise et de la décision. Enfin dans une dernière section, nous questionnerons le processus d'hybridation du régime de régulation, qui semble s'accroître après Fukushima, à travers trois exemples : la standardisation et l'harmonisation européenne de la sûreté, le rôle nouveau des « contre-experts » et la posture plus coercitive de l'ASN.

1. Le régime de régulation en crise dans l'après-Tchernobyl (1986-1993)

Le 26 avril 1986, la centrale nucléaire de Tchernobyl en URSS, située en Ukraine à la frontière de la Biélorussie, subit un accident nucléaire majeur. L'accident, provoqué par l'augmentation incontrôlée de la puissance du réacteur n°4, conduit à la fusion du cœur, comme ce fut le cas à Three Mile Island sept ans plus tôt. Cette fois-ci, en l'absence d'une enceinte de confinement¹⁶⁰, l'accident entraîne une contamination importante de l'environnement, ce qui engendre la première catastrophe nucléaire de l'histoire¹⁶¹. Si l'accident de Three Mile Island n'a entraîné que des innovations techniques, l'accident de Tchernobyl, en 1986, et les défaillances du régime soviétique de régulation des risques, vont être le point de départ d'une réflexion de long terme sur le régime de régulation français. Selon la littérature, ces moments de crise ont pour effet de reconfigurer la régulation des risques et notamment l'expertise scientifique : « *Dans ces nouveaux cycles de controverses, l'expertise scientifique fut à nouveau mobilisée et le système de régulation des risques fut à chaque fois reconfiguré, marquant ainsi l'importance du rôle de l'expertise dans les réponses aux crises et le rôle des mobilisations publiques dans les transformations des systèmes d'expertise et de régulation existants* » (Boudia, 2008)

La période 1986-1993, qui s'ouvre avec Tchernobyl et que nous avons décidé de clôturer symboliquement en 1993, date à laquelle Michel Lavérie est remplacé par André Claude Lacoste à la tête de l'autorité de sûreté et moment où les relations entre EDF et le contrôleur semblent s'apaiser, est en effet marquée par une série de perturbations et de tensions. Nous tenterons d'analyser ces tensions et leur impact sur le régime de régulation, notamment grâce à des clés de lecture fournies par les travaux relatifs aux régimes de régulation (Hood & Rothstein, 2001; Hood et al., 2001).

Ces auteurs mettent en effet en évidence une variété de réponses possibles aux pressions de l'environnement, notamment celles de la société pour plus d'ouverture (Laughlin, 1991). Les réponses peuvent aller par exemple du rejet de la demande, à la réorientation (organisationnelle

¹⁶⁰ Le réacteur de Tchernobyl est un réacteur RBMK à neutrons thermiques utilisant le graphite comme modérateur et l'eau légère bouillante comme fluide caloporteur. Il ne dispose pas d'enceinte de confinement.

¹⁶¹ Dans les faits, il s'agit en fait du second accident ayant entraîné une contamination massive de l'environnement. En 1957, une explosion dans le complexe militaro-industriel de Maïak (dans le sud de l'Oural de l'actuelle Russie) projette un nuage radioactif jusqu'à une distance de 300 à 350 kilomètres. Les retombées radioactives provoquent une contamination à long terme d'une région dont la superficie est de 800 km². La zone, autour de la ville de Kyshtym, sera fermée au public. La catastrophe ne sera révélée qu'en 1990 par les autorités russes.

notamment), ou à la procéduralisation (que les auteurs nomment protocolisation en anglais). Nous retrouverons une partie de ces réponses dans le cas étudié (cf. Figure 27).

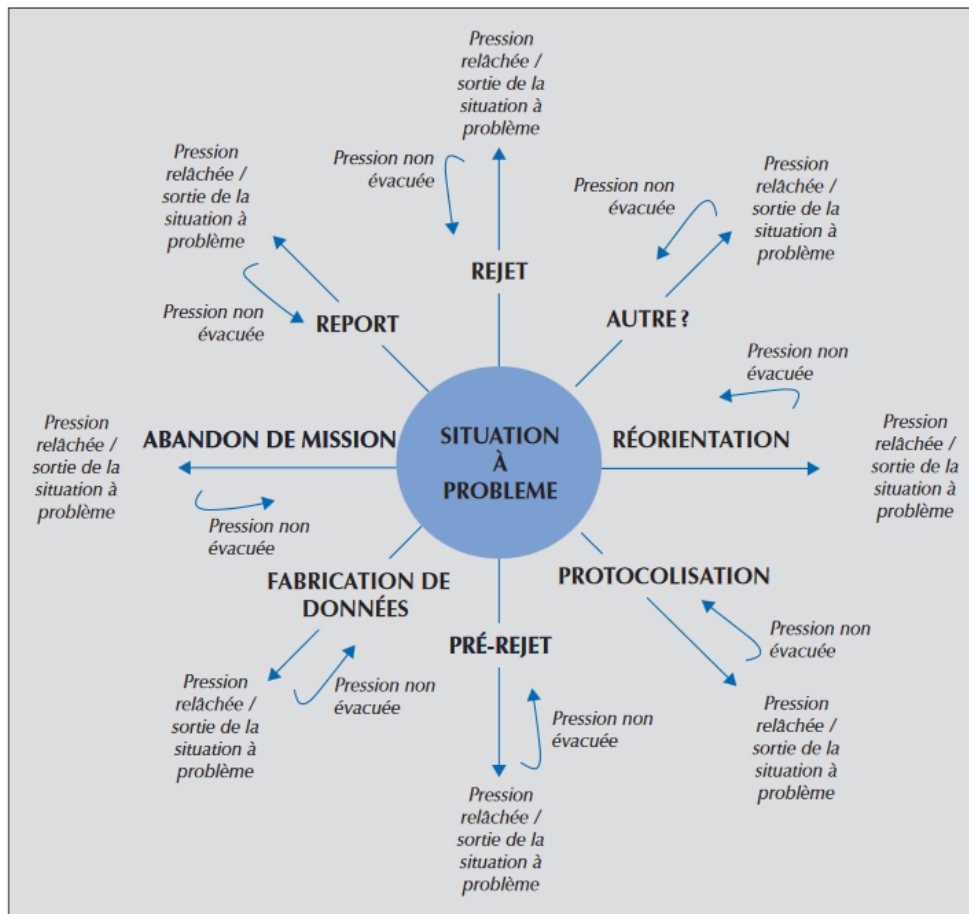


Figure 27 : Réponses institutionnelles aux pressions de l'environnement d'après Hood et al, 2001

Cette section sera donc découpée en plusieurs sous-sections. La première traite de la remise en question du régime de régulation après l'accident de Tchernobyl, avec la mise en cause de l'expertise scientifique et une première réorganisation institutionnelle du régime de régulation.

La seconde sous-section traite d'un double mouvement, d'autocontrôle des exploitants au niveau international et de tentative d'harmonisation internationale de la sûreté, à la suite des accidents de TMI et de Tchernobyl.

Enfin, la troisième sous-section donnera à voir un épisode de tension particulièrement symptomatique à nos yeux entre le contrôleur, porteur d'une vision de la régulation centrée sur la recherche d'auditabilité, et, l'exploitant EDF, porteur d'une vision relevant de la « raisonnable souplesse » que nous avons caractérisée dans le précédent chapitre.

1.1. Le régime en question dans l'après Tchernobyl : le choix de la continuité

L'accident de Tchernobyl va constituer un choc dans l'opinion publique française, bien plus important que l'accident de TMI, qui avait eu un retentissement médiatique et politique important aux États-Unis mais qui resta limité aux cercles des acteurs du nucléaire en France. D'abord minimisé par les acteurs de la sûreté nucléaire et les politiques français, l'accident va entraîner une réorganisation institutionnelle, certes limitée, même si, comme nous allons le voir, les bases de changements plus profonds vont être posées.

1.1.1. Tchernobyl : un nuage noir sur la crédibilité du régime de régulation

Quelques jours après l'accident de Tchernobyl, les experts de l'IPSN, d'EDF et du SCPRI prennent la parole dans les médias, comme c'était déjà le cas après l'accident de TMI. En effet, ni « *Alain Madelin, à l'industrie, qui avait comme objectifs stratégiques de ne pas compromettre la filière nucléaire, ni Michèle Barzach, à la santé, qui n'était pas préparée à affronter une crise sanitaire, ne souhaitent montrer en première ligne* » (Saint Raymond, 2012). La communication est donc entièrement déléguée aux experts qui se veulent très rassurants sur les conséquences de l'accident sur le territoire français. Pierre Pellerin directeur du SCPRI explique alors que l'accident « *ne menace personne actuellement, sauf, peut-être, dans le voisinage immédiat de l'usine, et encore c'est surtout dans l'usine que je pense que les Russes ont admis qu'il y avait des personnes lésées* »¹⁶². Les propos de François Cogné, directeur de l'IPSN vont dans le même sens : « *Il est certain qu'il y a un accident très sévère sur la centrale elle-même sur le plan technique, mais on peut penser qu'une faible quantité de la radioactivité s'est échappée de l'installation* »¹⁶³. Pierre Tanguy, Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire à EDF déclare également que « *la radioactivité doit être concentrée sur la centrale elle-même (...). Si on peut accéder au cœur, il suffit d'étouffer la radioactivité. La difficulté que doivent avoir les Soviétiques c'est la radioactivité locale (...). En France, la toxicité ne présente absolument aucun danger (...). Plus le temps passe, plus ça se disperse et c'est totalement insignifiant* »¹⁶⁴. Il convient de rappeler que la communication de l'URSS reste très faible à l'époque sur les questions de sûreté nucléaire et les causes de l'accident ne seront connues que bien plus tard. Finalement, il n'y a donc que les mesures de radioactivité dans l'environnement comme source d'informations sur l'accident, le SCPRI du Professeur Pellerin se retrouvant rapidement en première ligne dans les

¹⁶² Interview de Pierre Pellerin, Directeur du SCPRI, le 29 avril 1986 sur le plateau d'antenne 2.

¹⁶³ Interview de François Cogné, Directeur de l'IPSN, le 29 avril 1986 sur le plateau d'antenne 2.

¹⁶⁴ Interview de Pierre Tanguy, IGSN à EDF, le 30 avril 1986 sur le plateau d'antenne 2.

médias. Son profil et son ancienneté dans le domaine ont alors conduit à une communication au public, qui sera considérée plus tard comme un contre-exemple à ne pas suivre pour les experts du domaine : « *Ardent défenseur de la filière nucléaire, il prit d'emblée le parti de minimiser les effets de l'accident* » (Saint Raymond, 2012). Alors que l'Allemagne et la Suisse décident ou conseillent de restreindre la consommation de certains légumes, la France ne donne aucune restriction, alimentant peu à peu la suspicion de la société vis-à-vis de la communication du SCPRI. Après plusieurs interventions télévisées où le professeur Pellerin tente de défendre son point de vue, le SCPRI perd en crédibilité, notamment face à des opposants comme Monique Séné, du GSIEN. Un organisme de contre-expertise est même créé dans cette tourmente médiatique : la Commission de recherche et d'information indépendante sur la radioactivité (CRIIRAD) pour effectuer des contre-mesures à celle du SCPRI.

Globalement, la crédibilité du nucléaire et des experts de la sûreté et de la radioprotection ressortira très affaiblie par l'accident de Tchernobyl et ses suites médiatiques. Du point de vue de la sûreté nucléaire, Tchernobyl entraînera moins de modifications que l'accident de TMI sur les installations françaises (Saint Raymond, 2012), mais du point de vue de l'organisation institutionnelle, l'année 1986 constituera le point de départ d'une lente refonte organisationnelle du régime de régulation. Dans un premier temps, ce sont les aspects communicationnels qui seront au centre de l'attention des décideurs, tentant alors de maîtriser la diffusion d'informations, en ouvrant, de manière très relative, les questions de sûreté nucléaire aux acteurs de la société.

1.1.2. Maîtriser la communication vis-à-vis de la société sur les questions de sûreté : les conséquences directes de Tchernobyl

En mai 1986, Michel Lavérie devient le nouveau chef du SCSIN et est nommé également vice-président du groupe permanent réacteur. Cette homme, qui n'est pas un novice dans le domaine du nucléaire¹⁶⁵, va néanmoins découvrir, « *aussi et encore davantage (...) les limites des possibilités d'action du SCSIN tenant à la place et à la structure de ce service* » (Saint Raymond, 2012). Il va alors imposer un nouveau style au SCSIN en s'appuyant sur l'opinion publique pour faire pression sur les exploitants (voir 1.3) Un bulletin d'information « sûreté nucléaire » et un rapport d'activité annuel sont créés, donnant lieu à une première présentation à la presse en 1989. De même, un Conseil

¹⁶⁵ Ingénieur des Mines, il a été à la tête du Service interdépartemental de l'industrie et des mines de Bourgogne-Franche-Comté (ancêtres des DRIRE), puis, à partir de 1979, adjoint au chef du SCSIN, Christian de Torquat, qu'il remplacera en 1986.

Supérieur de la Sûreté nucléaire, créé en 1973, et « *regroupant essentiellement les institutions concernées par le développement de l'énergie atomique* » (Garçon & Belhoste, 2012) est transformé en Conseil Supérieur de la Sûreté et de l'Information Nucléaire (CSSIN) consécutivement à Tchernobyl. Même si son rôle sur les questions de sûreté nucléaire n'apparaît pas majeur, à partir de 1987, il intègre des personnalités de la société civile et notamment un journaliste scientifique au poste de vice-président. C'est sous l'impulsion de ce journaliste que voit le jour une échelle de gravité des accidents, mise en place en 1988, et qui classe les accidents de 1 (incident mineur) à 6 (accident majeur), en fonction de critères divers (conséquences sur l'environnement, affaiblissement de la défense en profondeur). Les accidents de TMI et Tchernobyl seront classés respectivement à l'échelle 5 et 6 de ce système¹⁶⁶.

Enfin, l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), créé en 1983 pour informer le Parlement sur les domaines scientifiques et techniques, va jouer un rôle particulier dans le fonctionnement du régime de régulation après l'accident de Tchernobyl. En 1987, un premier rapport de l'OPECST sur l'accident de Tchernobyl présente une évaluation des conséquences de l'accident, notamment sur l'organisation de la sûreté nucléaire. Pour la première fois, la création d'une « *agence nationale de la sécurité et de l'information nucléaires* »¹⁶⁷ est mentionnée en expliquant qu'« *une des grandes préoccupations des responsables politiques devra être dans l'avenir de préserver la confiance des Français dans l'énergie nucléaire et pour ce faire dans l'organisation de la sûreté nucléaire* »¹⁶⁸. L'agence, « *indépendante des pouvoirs publics et des exploitants nucléaires* »¹⁶⁹ reprendrait alors les missions du SCSIN et se verrait dotée d'une mission claire d'information du public, « *d'un budget propre (...) et d'un véritable pouvoir normatif* »¹⁷⁰. Le rapport préconise également de maintenir l'IPSN au sein du CEA pour que « *les techniciens de cet institut ne perdent pas le contact avec les problèmes techniques qui se présentent dans le domaine de l'énergie nucléaire* »¹⁷¹. Il est intéressant de mentionner que dès 1987, l'OPECST préconise la création d'une agence indépendante, qui verra le jour vingt ans plus tard, en 2006. A partir de 1990, l'OPECST se voit confier une mission d'examen de l'organisation de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.

¹⁶⁶ Ce système est l'ancêtre de l'échelle INES aujourd'hui utilisée et mise en place par l'AIEA en 1994

¹⁶⁷ Rapport de l'OPECST « sur les conséquences de l'accident de la centrale nucléaire de Tchernobyl et sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires », 1987

¹⁶⁸ Ibid

¹⁶⁹ Ibid

¹⁷⁰ Ibid

¹⁷¹ Ibid

Comme nous allons le voir, ces différentes préconisations ne seront reprises que partiellement par l'exécutif politique, soucieux de ne pas créer de ruptures majeures dans le fonctionnement du régime de régulation de la sûreté nucléaire.

1.1.3. Les premiers changements organisationnels du régime de régulation

Le changement le plus important, en termes d'organisation, va intervenir en 1991 avec la transformation du SCSIN en Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires (DSIN), toujours sous la direction de Michel Lavérie. Si, dans ses prérogatives, la mission du SCSIN n'apparaît pas modifiée avec le passage en Direction, il est intéressant de noter que la DSIN jouit d'une double tutelle, celle, historique, du Ministère de l'Industrie, et celle, nouvelle, du Ministère de l'environnement. L'idée, poussée par Michel Lavérie, est alors « *d'imposer à l'extérieur l'image d'un service indépendant, n'étant sous la coupe ni des nucléaristes ni des écologistes* » (Saint Raymond, 2012) mais également de jouir d'une forme d'indépendance vis-à-vis des enjeux industriels. Comme l'explique Michel Lavérie, « *la direction de la sûreté des installations nucléaires dépendait de deux ministres, le Ministre de l'Industrie et le Ministre de l'Environnement, qui avaient conjointement à se prononcer sur tout ce qu'on nous proposait. Vous voyez que c'était quand même un gain considérable dans l'indépendance de la sûreté. Parce que je passais du ministre chargé de l'énergie, où je pouvais supposer, quand même, que j'étais un petit peu contraint par les soucis d'énergie et la promotion du programme électronucléaire, à un autre ministre qui n'était pas forcément du même avis* ». ¹⁷² Dans les faits, le passage du SCSIN à la DSIN conduit également à un renforcement des ressources et des effectifs puisque d'un service de quelques personnes en 1973, la DSIN passe à 80 salariés au niveau central à sa création en 1991, auxquelles s'ajoutent 90 personnes, au niveau local, au sein des neuf Divisions Nucléaires des DRIRE. Conséquence de cette hausse des moyens, le nombre d'inspections passe de 200 par an en 1980 à 500 en 1990 (Foasso, 2012).

De son côté l'IPSN obtient une ligne budgétaire spécifique et séparée du budget du CEA, tout en demeurant au sein même du CEA. Le principal changement au sein de l'organisation de l'IPSN réside dans le départ de Pierre Tanguy, son directeur, pour le poste d'Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire à EDF, à partir de 1985. Comme nous le verrons plus tard, ces changements vont avoir des incidences sur le petit monde de la sûreté, qui va subir ses premières « fissures » majeures, notamment entre EDF et le SCSIN, et surtout entre deux de ses représentants, Michel Lavérie et

¹⁷² Entretien avec Michel Laverie, 16/06/2015

Pierre Tanguy, ceux-ci ayant des visions divergentes de ce que doit être le fonctionnement du régime de régulation.

Simultanément, la période de l'après Tchernobyl va également renforcer la coopération transnationale et internationale, au niveau des exploitants, mais aussi des experts et contrôleurs de la sûreté.

1.2. Les mouvements d'harmonisation internationale et transnationale de la sûreté de l'après Tchernobyl

Si les accidents de TMI et de Tchernobyl ont un impact différent sur le régime de régulation, ils vont tous deux conduire à des mouvements d'harmonisation et de coopération au niveau international et transnational.

En premier lieu, pendant une dizaine d'années, les retours d'expérience de TMI, et dans une moindre mesure de Tchernobyl, vont conduire au développement d'une coopération entre exploitants, à la fois internationale et transnationale, sur la régulation de la sûreté. Ceux-ci, comprenant l'enjeu que représente la sûreté pour le développement de la filière, vont s'emparer du sujet pour tenter de produire en commun leurs propres règles et procédures. En deuxième lieu, des tentatives d'harmonisation des règles, par l'intermédiaire de l'AIEA, et des coopérations transnationales autour de nouveaux projets de réacteurs vont petit à petit se développer.

1.2.1. Les associations d'industriels : l'autocontrôle international de la sûreté nucléaire

Suite à l'accident de TMI, les exploitants américains se regroupent en association en créant l'« Institute of Nuclear Power Operations » (INPO) en 1979, dont l'objectif est de développer des évaluations, des inspections et de l'assistance entre exploitants nucléaires. En effet, l'accident de TMI avait démontré qu'un accident majeur chez un industriel affectait toute la filière et qu'il était donc nécessaire que tous les exploitants s'entraident pour éviter cela. De plus, le rapport dit « Kemeny »¹⁷³ écrit à la suite de l'accident, recommandait que les industriels créent, en plus de l'action du contrôleur américain, leur propre système de normes et de management pour garantir la sûreté. La création et le développement de l'INPO sont alors considérés comme une réussite, autant par les industriels que par le régulateur américain, la NRC (Rees, 1996). C'est sur ce modèle qu'EDF va

¹⁷³ Kemeny, J.G., (1979). "Report of the President's Commission on Three Mile Island (The Need for change: The Legacy of TMI)", US Government Accounting Office, Washington DC.

pousser à la création, suite à Tchernobyl, de la World Association of Nuclear Operators (WANO) dont les objectifs sont similaires à ceux de l'INPO mais s'étendent à l'échelle internationale. La WANO mettra notamment en place le concept de « peer review », un système d'inspection transnational entre industriels ayant pour objectif de mener des évaluations et de formuler des conseils pour améliorer la sûreté des installations. Une nouvelle idée va naître également à cette période : celle d'un service d'assistance envers les exploitants considérés comme les plus faibles en matière de sûreté. L'objectif de la WANO est alors d'éviter un accident nucléaire pouvant affecter la filière ou conduire à l'arrêt du nucléaire dans certains pays comme l'explique un ancien cadre d'EDF : « *Il y a une espèce de notation. Bon, et le cygne noir on le voit, parce que ce gars-là, il est en train de mettre en danger notre business !* »¹⁷⁴

Par exemple, en 1991 une assistance technique poussée sera effectuée sur la centrale de Kozloduy en Bulgarie. Une mission de l'AIEA en juillet 1991 relèvera de nombreuses failles en matière de sûreté sur cette centrale et dans plusieurs pays de l'ancien bloc soviétique. L'assistance financière et technique de la WANO permettra une remise en état de la centrale bulgare. Le programme d'aide à cette centrale fut toutefois stoppé en 1995 quand le gouvernement bulgare décida contre l'avis des experts de l'AIEA et de la WANO de redémarrer la tranche n°1 du réacteur, la plus ancienne¹⁷⁵.

Au niveau international, l'harmonisation de formes d'autocontrôle est poussée par le besoin vital des exploitants nucléaires d'éviter un autre accident, qui mettrait en péril la filière. C'est également suite à Tchernobyl et à l'idée qu'un accident pourrait avoir des conséquences au-delà des frontières, que vont se développer des coopérations internationales, au moment même où certains pays, dont la France et l'Allemagne, tentent de mettre en place une nouvelle génération de réacteur.

1.2.2. Le régime de régulation français à l'international

Après Tchernobyl, le directeur général de l'AIEA souhaite une harmonisation internationale des règles de sûreté. La France est d'abord réticente à cette idée, notamment pour ne pas se voir imposer des règles extérieures, potentiellement plus sévères et moins souples que les règles françaises. On retrouve ici une volonté ancienne, datant des réacteurs UNGG du CEA, d'autonomie nationale en matière de sûreté. Le discours d'Alain Madelin, ministre de l'industrie devant l'assemblée générale de l'AIEA en 1986 va dans ce sens : « *Il est indispensable que chaque pays*

¹⁷⁴ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 07/11/2016

¹⁷⁵ Baret, J.P., Guimbail, H., et Crochon J.P. (1994). « L'intervention de WANO sur le site nucléaire de Kozloduy en Bulgarie, Revue Générale Nucléaire n°1, janv-fev 1994

s'engage à assumer la responsabilité pleine et entière de la sécurité de ses installations nucléaires. Cette compétence exclusivement nationale est indispensable à la cohérence et à l'efficacité des règles de sûreté. L'objectif de la meilleure sûreté est incompatible avec la dilution de responsabilité qu'entraînerait toute tentative d'internationalisation des normes et règlements en la matière. S'agissant d'une cause aussi essentielle, cette responsabilité ne saurait être déléguée.»¹⁷⁶ Finalement, deux phénomènes vont néanmoins pousser à un début d'harmonisation de la sûreté au niveau européen et international. Le premier réside dans la création d'un groupe de travail à l'AIEA dans lequel la France va prendre un rôle important. Le second est un début de coopération franco-allemand, à la fin des années 1980, en vue de la conception d'une nouvelle génération de réacteurs, ce qui va conduire à des tentatives d'harmonisation de la sûreté entre les deux pays.

INSAG 3 : une première tentative d'harmonisation de la sûreté au niveau international

Le régime de régulation de la sûreté va s'ouvrir vers l'extérieur, notamment à travers l'AIEA. Au milieu des années 1980, l'AIEA crée l'International Nuclear Safety Group (INSAG), un comité consultatif de haut niveau, où une dizaine de pays sont représentés, dont la France. Dès le mois de mai 1986, une réunion de l'INSAG se tient à Vienne consacrée à Tchernobyl. Comme l'explique Pierre Tanguy, alors inspecteur général de la sûreté nucléaire à EDF : « *L'attitude de l'AIEA suite à Tchernobyl m'a paru extrêmement raisonnable. Le volume des moyens supplémentaires à lui accorder est plus politique que technique ; les actions proposées paraissent justifiées* »¹⁷⁷. Dans les années qui suivent l'accident, l'INSAG produit alors plusieurs rapports. Pour certains experts, le rapport « INSAG 3 » marque « *la date de naissance d'une véritable sûreté internationale* » (Bourgeois et al., 1996). Intitulé « *Principes fondamentaux de sûreté pour les centrales nucléaires* », le rapport INSAG 3 présente les grandes doctrines de sûreté considérées comme des bonnes pratiques par l'AIEA. La France, à travers Pierre Tanguy, participe alors activement à ces travaux, ce qui permet alors de défendre la philosophie française : souplesse et pragmatisme. L'AIEA se contentera alors de formuler des grands principes de sûreté, sans rentrer dans les détails et sans développer d'outils de coercition, laissant aux pays membres une liberté quant aux choix en matière de sûreté. Une coopération transnationale en matière de sûreté va toutefois se nouer entre la France et l'Allemagne autour d'un projet de nouveau réacteur.

¹⁷⁶ Discours d'Alain Madelin, reproduit dans le Bulletin Sûreté Nucléaire du SCSIN, N°53, septembre-octobre 1986

¹⁷⁷ Tanguy, P (1986). Compte rendu sommaire de la réunion INSAG consacrée à Tchernobyl des 29-30 mai 1986 à Vienne, 2 juin 1986

Le projet EPR : l'éphémère coopération franco-allemande sur la sûreté nucléaire

Dès la fin des années 1980, la construction d'un nouveau type de réacteur, censé remplacer la génération des REP en exploitation à partir des années 2000 est imaginée. Lors d'un sommet franco-allemand en 1989, la décision est prise de lancer un programme de recherche commun. Un projet baptisé REP 2000 voit le jour autour de Framatome et de Siemens, auxquels s'associent à EDF et neuf producteurs allemands (Dänzer-Kantof & Torres, 2013). En 1992, le projet prend le nom d'European Pressurized Reactor (EPR). Des discussions techniques se déroulent alors entre Français et Allemands autour d'objectifs de sûreté à atteindre pour ces nouveaux réacteurs. L'IPSN et son homologue allemand, GRS (en allemand « Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit » ou « Société pour la sûreté des installations et des réacteurs nucléaires » en français) se réunissent à de nombreuses reprises pour définir ces objectifs et obtenir un consensus technique autour de la sûreté de l'EPR. Comme l'explique André-Claude Lacoste, directeur de la DSIN à partir de 1993 : « *Les organismes de sûreté français et allemand ont pris l'habitude de coopérer depuis longtemps puisque leur coopération remonte à 1989 et que, en particulier en 1990, a été créée la DFD, Commission qui réunit les autorités de sûreté françaises et allemandes au minimum cinq fois par an. [...] Sur tous les dossiers, il y a un travail de nos appuis techniques, GRS du côté allemand et IPSN du côté français. Ces deux appuis techniques travaillent et produisent un rapport commun.* »¹⁷⁸ De même, la DSIN et son « *homologue allemand du Ministère de l'Environnement et de la Sûreté Nucléaire (BMU) travaillent ensemble sur l'analyse des futurs réacteurs franco-allemands (...)* »¹⁷⁹. Autour du projet EPR vont donc se nouer de nombreux contacts techniques entre les organisations en charge de la régulation, matérialisés en 1993 par des objectifs de sûreté communs qui définissent des grands principes, sans rentrer dans trop de détails techniques. On note globalement l'idée d'obtenir un niveau de sûreté supérieur aux réacteurs existants avec des objectifs plus exigeants (moins d'incidents, moins de risque de fusion du cœur et moins de conséquences en cas d'accident). Si l'EPR constitue une évolution plutôt qu'une révolution en matière de sûreté, le développement d'une coopération franco-allemande poussée sur la sûreté constitue une première pour le régime de régulation français. Ces travaux conjoints ne se feront pas sans difficultés, étant donné les différences entre les deux pays en matière de réglementation, mais aussi en raison de divergences politiques sur le nucléaire, qui conduiront les Allemands à abandonner le nucléaire par décision gouvernementale en 1998. A partir de cette date, la sûreté du réacteur EPR sera gérée par les experts français, tout en

¹⁷⁸ Audition publique du 4 mars 1993 d'André-Claude Lacoste.

¹⁷⁹ DSIN (1992). Rapport d'activité de la DSIN, 1992.

maintenant quand même quelques experts allemands au sein du projet. Dans les faits, cette coopération entre les experts français et allemands n'a sans doute pas été aussi équilibrée qu'il y paraît. Pour certains experts ayant participé à ces échanges, un des points de friction se situait entre le choix d'une approche probabiliste, portée par les Allemands, et une approche déterministe, portée par les Français et notamment la direction de l'IPSN. Finalement, il semble que l'approche française prendra le pas sur l'approche allemande, favorisée par le retrait des industriels allemands du programme : « *A la fin des années 1990, l'IPSN faisait la loi chez les Allemands, à GRS* »¹⁸⁰. Cette élaboration conjointe d'une doctrine de régulation franco-allemande, autour d'un projet industriel, sera néanmoins à l'origine du développement d'une sûreté européenne comme nous le verrons plus tard.

Pour conclure cette sous-section, nous avons mis en évidence que différents mouvements d'harmonisation sont à l'œuvre après les accidents de TMI et Tchernobyl. Ce début d'harmonisation a des effets concrets sur le régime français qui va, comme nous le verrons plus tard (Chapitre 5), va intégrer certains objectifs définis au niveau européen dans la conception des instruments.

Nous allons maintenant observer comment, à EDF, et entre les organisations en charge de la régulation, les années 1980 et le début des années 1990 vont être le théâtre de tensions importantes entre EDF et le SSCIN, entre deux visions différentes de ce que doit être le régime de régulation.

1.3. Fissures au sein du petit monde de la sûreté

Le tournant des années 1980-1990 constitue une rupture importante pour la sûreté nucléaire en France. En passant de la conception à l'exploitation des centrales nucléaires, EDF va se retrouver au centre de crises multiples. En effet, pour la période de l'été 1991, cinq incidents sont classés de niveau 2 sur l'échelle conçue par le SSCIN. Pour Michel Lavérie, cité par Philippe Saint-Raymond, les incidents, « *par leur nombre et leur gravité n'avaient cependant jamais constitué une telle accumulation* » (Saint Raymond, 2012). Que ce soit en interne à EDF, ou entre EDF et le SSCIN, le petit monde de la sûreté nucléaire semble alors se fissurer. Les questions de sûreté nucléaire, jusqu'à alors confinées dans les espaces discrets de négociation, entrent brutalement dans l'arène médiatique et politique.

¹⁸⁰ Entretien avec un ancien expert de l'IPSN, 29/09/2017

1.3.1. Période de crises multiples à EDF à la fin des années 1980

Nous sommes au cœur d'une période de transition à EDF. En effet, sur l'activité nucléaire, l'entreprise passe progressivement d'une phase où la conduite du programme de construction des centrales est prééminente, à une phase où les problématiques d'exploitation vont prendre le dessus. Plusieurs crises vont émailler cette transition : une crise sociale, avec les grèves des années 1988-1989, et des crises techniques et organisationnelles. Les salariés EDF en charge de l'exploitation des centrales nucléaires sont le plus souvent des personnels issus des centrales thermiques, ou d'anciens exploitants des centrales Graphite-Gaz du CEA. L'exploitation des centrales nucléaires EDF est confiée au Service de Production Thermique (SPT), en charge des centrales thermiques et nucléaires. Dans un premier temps, et au moins jusqu'à la fin des années 1980, la direction de l'Équipement semble prendre le pas sur les exploitants « *les exploitants du SPT s'inclinèrent devant le savoir-faire du maître d'ouvrage. Ils avaient une confiance absolue dans ses études de sûreté, ses calculs de dimensionnement, la qualité de ses réalisations. Ils se contentèrent de mener une guerre de territoire, pour arracher au plus vite les clefs des mains de ce gardien sévère* » (Kenedi & Clément, 2007). Mais à la fin de l'année 1988 débute la grève la plus longue et la plus coûteuse de l'histoire d'EDF depuis sa nationalisation en 1945. Durant neuf semaines, la conduite¹⁸¹ se met en grève, menaçant la « sûreté d'approvisionnement », c'est à dire la fourniture en électricité de la France. Les raisons de cette grève sont multiples, mais de manière schématique, elle traduisait notamment un besoin de reconnaissance des équipes de conduite, « *renvoyées à la périphérie du système depuis le démarrage du nucléaire* » (Gilon & Ville, 2013). Cette crise sociale de la conduite se déroule au moment où les incidents sont de plus en plus nombreux et médiatisés sur le parc français de centrales nucléaires.

A partir du milieu des années 1980, des anomalies sont mises en évidence sur les générateurs de vapeurs des centrales EDF, et discutées notamment lors d'une réunion du GP de décembre 1984¹⁸². Les générateurs de vapeur (GV) constituent un élément essentiel d'une centrale. Ils permettent de transformer l'eau sous pression du circuit primaire (chauffée par le cœur du réacteur) en vapeur. Une fois dans le circuit secondaire, la pression de cette vapeur fait tourner une turbine qui entraîne à son tour un alternateur, ce dernier produisant un courant électrique alternatif (voir Figure 28).

¹⁸¹ A EDF, la conduite représente le personnel en charge de l'exploitation des centrales nucléaires.

¹⁸² Réunion du Groupe Permanent réacteurs « Examen des problèmes de sûreté liés à l'état des générateurs de vapeur des tranches de 900 MWe en exploitation, 6 décembre 1984

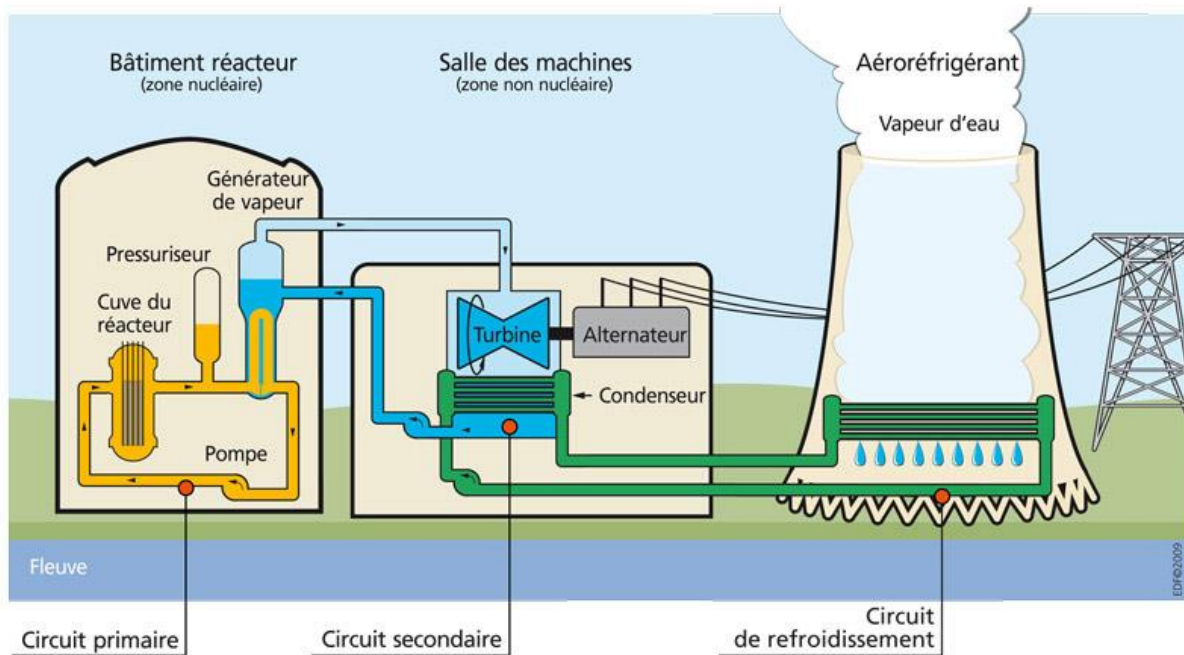


Figure 28 : Fonctionnement d'une centrale nucléaire de type REP, IRSN

L'apparition de dégradations sur les générateurs de vapeurs (usures, corrosion, présence de corps migrants) inquiète alors les organisations en charge de la régulation¹⁸³. Pour le SCSIN la standardisation des réacteurs pourrait impliquer le remplacement de nombreux GV sur plusieurs centrales. Dans son rapport annuel de 1989, le SCSIN précise : « *on peut concevoir qu'un problème générique découvert ou traité tardivement, puisse entraîner, au plan de la sûreté, l'arrêt simultané de tout le palier ; compte tenu de ses conséquences, une telle décision pourrait-elle être prise dans un bon contexte ? (..). Il est indispensable d'anticiper les problèmes techniques qui entraîneraient soit des immobilisations, soit la fin de vie des installations* »¹⁸⁴. Pour la première fois, dans un rapport rendu public, le SCSIN présente un problème qui pourrait amener à arrêter provisoirement, voire à fermer, des installations, ce qui entraînerait des conséquences importantes, du point de vue de l'approvisionnement en électricité, et sur le plan économique pour EDF. De plus, d'autres problèmes

¹⁸³ En effet, les GV sont constitués de tubes, qui en cas de rupture, pourraient conduire à déverser dans le circuit secondaire des éléments radioactifs du circuit primaire. Des soupapes de décompression du circuit secondaire s'ouvriraient alors pour limiter l'élévation de la pression, laissant échapper les vapeurs d'eau contaminées dans l'atmosphère et donc dans l'environnement. Cet accident, que les experts nomment « Rupture de tubes de générateur de vapeur » (RTGV) est un des plus classiques et des plus étudiés par les experts de la sûreté nucléaire. Alors qu'il était considéré à la base comme un accident très peu fréquent (entre 10^{-6} et 10^{-4} d'occurrence par an et par réacteur), les organisations en charge de la régulation se rendent finalement compte que sa probabilité d'occurrence doit être revue à la hausse, suite à une augmentation significative du nombre d'accidents dans le monde (6 accidents avant 1989).

¹⁸⁴ SCSIN (1989), rapport d'activité du SCSIN de l'année 1989

comme des défauts sur les couvercles de cuves, apparaissent au tournant des années 1989-1990. On note aussi la découverte à l'été 1989, d'une erreur de maintenance sur la centrale de Gravelines¹⁸⁵, la centrale fonctionnant depuis 15 mois avec des vis de montage mal montées sur des matériels importants pour la sûreté. Cet incident, dû à un problème dans l'organisation d'EDF, est classé au niveau 3 par le SCSIN, ce qui constitue, en 1989, l'incident le plus important du parc nucléaire français. De nombreux travaux lourds furent entrepris par EDF, avec notamment le remplacement des GV, une première en France, réalisé dans un premier temps sur la centrale de Dampierre en 1990 (cf. Figure 29). Ces épisodes montreront également que « ces fragilités aux défauts dits « génériques » étaient (et restent encore actuellement) le point faible du choix fait par la France de se doter d'un parc de réacteurs standardisés » (Saint Raymond, 2012). Le choix de la standardisation qui avait permis une économie de coût à la conception et à la construction se révélait complexe à gérer du point de vue de la sûreté en exploitation. Un défaut sur une centrale pouvant affecter tous les réacteurs du même palier, voire le parc en entier, la standardisation pouvait devenir un problème économique majeur à gérer. Les problèmes et les défauts génériques s'accumulant, le SCSIN, et son chef, Michel Lavérie, vont alors utiliser le rapport d'activité de 1989 du SCSIN, le premier rendu public¹⁸⁶, pour attaquer frontalement EDF, qui va répondre par médias interposés.

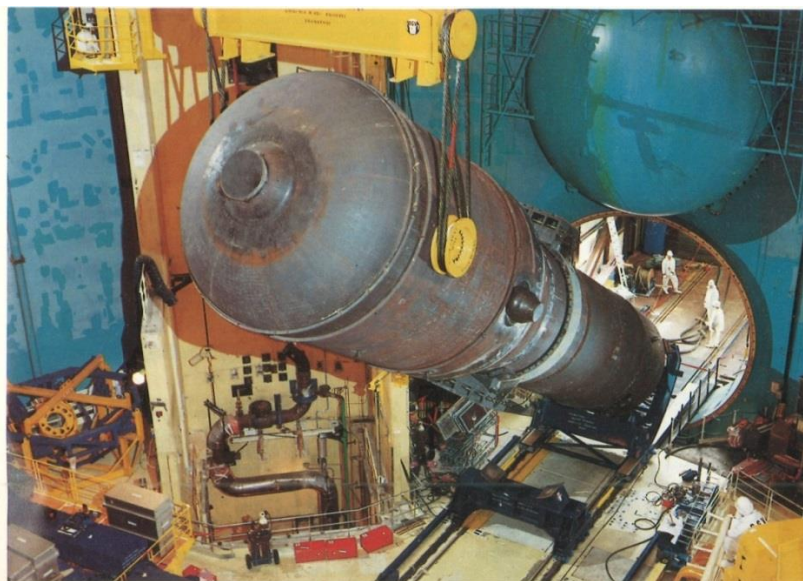


Figure 29 : Remplacement d'un GV à Dampierre, Revue Générale Nucléaire, sept-oct. 1985

¹⁸⁵ Une erreur de montage de vis dans le montage des soupapes de protection, qui en cas de forte pression n'auraient pas fonctionné

¹⁸⁶ Le rapport d'activité du SCSIN de 1989 est un document de 264 pages faisant état du travail du SCIN sur l'année 1989. Il comprend également un organigramme et une liste de toutes les visites de surveillance effectuées en 1989, rendant visible pour le public cette pratique du régime de régulation.

1.3.2. Pierre Tanguy face à Michel Lavérie, la raisonnable souplesse face à la recherche d'auditabilité : la rencontre brutale de deux philosophies de la régulation

Un dialogue houleux va se dérouler par médias interposés en 1989. Deux publications vont nous permettre d'analyser cette crise entre deux figures du régime de régulation : le rapport d'activité de l'année 1989 du SCSIN signé par son directeur Michel Lavérie, et le bilan de la sûreté de l'année 1989 d'EDF, par l'Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire, Pierre Tanguy. A travers ces échanges indirects, ce sont deux visions antagonistes de la régulation de la sûreté qui sont ainsi explicitées, ce qui constitue un élément d'information précieux pour notre compréhension de la « philosophie » d'un régime de régulation.

Après Tchernobyl, Michel Lavérie décide d'opter pour une communication plus directe avec le public, en utilisant les médias pour faire passer ses idées. Il propose alors le principe d'une sûreté plus ouverte à l'extérieur : « *Les questions techniques ne doivent pas seulement être examinées dans le cercle fermé de leurs experts* »¹⁸⁷. Si le consensus n'est pas trouvé entre experts, Michel Lavérie estime que l'autorité de sûreté doit trancher, ce qu'elle n'a pas toujours réussi à faire par le passé. Cette position, qui pousse l'idée que le fonctionnement du régime de régulation se doit d'être auditable pour la société, est nouvelle les acteurs. Pour la première fois, un responsable souhaite publiciser et ouvrir à une expertise externe les questions de sûreté.

Pour Pierre Tanguy, la technique doit être au centre de la sûreté nucléaire, loin de la politique, des médias et des « contre-experts » (Foasso, 2012). Pierre Tanguy présente ainsi l'évolution des relations avec le SCSIN, en faisant une apologie de la raison technique face aux politiques et aux médias : « *Les relations avec les Autorités de Sûreté ont évolué de manière très significative au cours de l'année 1989. On ne peut pas parler à proprement parler de « rupture », car cette évolution était déjà amorcée dans les années antérieures, mais 1989 a vu une succession de prises de position de la part du Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires (SCSIN) qui ont indiqué sa volonté de marquer son indépendance vis-à-vis de l'exploitant nucléaire EDF, premier responsable de la sûreté de ses installations, et qui reflètent plus ou moins directement l'opinion des milieux politiques vis-à-vis des questions de sûreté et de protection de l'environnement (...).* »¹⁸⁸ Pierre Tanguy met ensuite en garde contre les effets possibles d'une rupture entre le SCSIN et EDF : « *L'évolution de nos relations avec le SCSIN me conduit donc à une mise en garde. On a tendance parfois à mettre sur le seul*

¹⁸⁷ SCSIN (1989) Rapport d'activité du SCSIN de l'année 1989.

¹⁸⁸ EDF (1989). Rapport de l'IGSN d'EDF sur la sûreté nucléaire.

compte de la qualité des hommes et de l'organisation des entreprises le succès du programme nucléaire français par rapport à l'étranger. C'est trop vite oublier l'importance de l'environnement favorable sur les plans politique, juridique et réglementaire, il est généralement reconnu qu'elle a une large part de responsabilité dans l'échec du programme nucléaire américain (...). Nous devons nous efforcer d'éviter tout dépérissement du dialogue technique entre nos spécialistes et les experts indépendants qui apportent leur soutien aux Autorités de Sûreté (...). J'ai déjà dit que l'affirmation d'indépendance du SCSIN, par des critiques dures de la manière dont EDF exploite ses centrales, a surtout conduit le public à perdre la confiance qu'il avait dans l'exploitant nucléaire. L'utilisation de l'échelle de gravité comme instrument de pression du SCSIN sur EDF me paraît un grave détournement d'un outil qui ne sera un bon vecteur médiatique que s'il s'appuie sur la vérité des faits et de la technique »¹⁸⁹

Cette prise de position de Pierre Tanguy, expert passé du CEA à l'IPSN et de l'IPSN à EDF et qui a connu les années fastes du développement du nucléaire, résume bien la philosophie de régulation partagée par les experts et décideurs avant Tchernobyl. La régulation de la sûreté doit d'abord s'appuyer sur un dialogue technique nourri au sein du cercle des acteurs du nucléaire, seule garantie d'une bonne sûreté. Il apparaît néanmoins intéressant de noter que Pierre Tanguy est conscient que les contraintes d'exploitation ont changé la donne : « *il ne faut pas sous-estimer la difficulté que représente l'exploitation d'un parc nucléaire de plus de 50 unités, dans des conditions satisfaisantes de sûreté et de disponibilité, compte tenu de contraintes administratives et budgétaires* »¹⁹⁰. On trouve également dans ce rapport la mention d'un possible accident en France : « *Il faut donc considérer que dans l'état actuel de sûreté du parc EDF, la probabilité de voir survenir un tel accident sur une des tranches du parc dans les 10 ans à venir peut-être de quelques pour cent.* »¹⁹¹ Cette phrase sera reprise par les médias pour montrer le changement de ton d'EDF sur la question d'un possible accident en France (Figure 30).

¹⁸⁹ Ibid

¹⁹⁰ Ibid

¹⁹¹ Ibid



Figure 30 : Dessin du Canard enchaîné, journal du 14 février 1990

Reste à tenter de comprendre si ces tensions entre Pierre Tanguy et Michel Lavérie constituent les prémices d'un changement dans le régime de régulation. Michel Lavérie explique qu'« *effectivement j'ai eu des relations avec EDF, qui ont été parfois violentes (...). J'ai été sensiblement plus rigide que mon prédécesseur vis-à-vis d'EDF et ça a conduit à quelques clash. Mais ce n'est pas un changement de structure du système* »¹⁹²

Michel Lavérie considère donc que ces tensions n'ont pas entraîné de changement du système. L'affaire de Superphénix va néanmoins montrer la continuité d'une politisation et d'une médiatisation intense des questions de sûreté.

1.3.3. L'affaire Superphénix : la sûreté sur le devant de la scène politique et médiatique.

Enfin, un dernier épisode reste à mentionner quant au positionnement nouveau de la DSIN, il s'agit du dossier du réacteur à neutrons rapides (RNR) dit « Superphénix ». Dès 1957, le CEA met en service

¹⁹² Entretien avec un ancien responsable du SCSIN, 15/06/2016

un premier prototype de cette filière (le réacteur Rapsodie) à Cadarache, puis un second à Marcoule qui démarre en 1973. Considérée comme la filière d'avenir en 1970 et au début des années 1980, cette filière donne lieu à la construction de divers prototypes à travers le monde. Pour le CEA, qui en est alors le leader, cette filière constitue l'unique projet industriel de l'organisme dans l'optique de fournir de l'électricité, depuis l'abandon des réacteurs UNGG. Après une construction émaillée de fortes contestations, le réacteur Superphénix démarre en 1984, faisant passer la filière RNR dans l'âge industriel aux côtés des REP d'EDF. Mais les premières années d'exploitation du réacteur sont difficiles, puisqu'une fuite de sodium a lieu en 1987, ce qui conduit à un arrêt du réacteur par le ministre de l'industrie. Le réacteur redémarre en 1989 mais subit d'autres incidents en 1990¹⁹³, au moment où des manifestations anti-nucléaires se déroulent pour dénoncer le redémarrage du réacteur (Topçu, 2013). Le réacteur est finalement arrêté une première fois en 1990. Le début de la décennie 1990 va marquer une publicisation importante des questions de sûreté nucléaire et notamment des évaluations et des débats techniques : « *les rapports officiels sont rendus publics, la sûreté de Superphénix est discutée par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) créé en 1983, ce qui permet de donner la parole à des groupes concernés et à des experts académiques (...). À côté du processus institutionnel d'instruction, la sûreté de Superphénix fait l'objet d'une controverse ouverte et publique* » (Le Renard, 2015). De juin 1990 à juin 1992, à la suite des incidents, Superphénix fait l'objet d'une instruction technique par l'IPSN et la DSIN, relatée par la presse. Dès 1991, Michel Lavérie déclare à la presse, lors la présentation du bilan annuel du SCSIN de l'année 1990 : « *Il n'est pas question, dans l'état actuel des informations dont nous disposons, que nous autorisions un redémarrage de Superphénix. Nous ne sommes même pas sûrs que cela pourra se faire un jour, et en tout cas pas avant le dernier trimestre de cette année* »¹⁹⁴. La presse se fait l'écho du positionnement nouveau de l'autorité de sûreté : « *l'autorité de sûreté, véritable gendarme du nucléaire, met son veto* »¹⁹⁵.

Le réacteur est encore à l'arrêt en 1992, date à laquelle un rapport assez critique du SCSIN préconise un redémarrage pour une période de deux ans sous conditions, après une expertise de l'IPSN qui conclut : « *l'IPSN n'a pas exprimé d'objections au redémarrage et au fonctionnement en puissance de la centrale sous réserve de la réalisation du programme d'essais prévu ainsi que de la poursuite et du bon aboutissement des études complémentaires engagées, concernant en particulier la protection*

¹⁹³ Le 29 avril 1990, une nouvelle fuite de sodium se déroule sur l'installation, entraînant un incident de niveau 2

¹⁹⁴ Les Echos, 27/06/1991

¹⁹⁵ Les Echos, 27/06/1991

des galeries secondaires à l'égard des feux de sodium »¹⁹⁶. Une fuite dans le journal Libération donne lieu à une publication médiatisée du rapport, qui sera officiellement rendu public en juin 1992¹⁹⁷. Un autre rapport de l'OPESCT, après avoir auditionné les principaux acteurs du dossier, préconise également un redémarrage du réacteur pour des raisons économiques et scientifiques (le réacteur pourrait faire avancer la recherche dans le domaine des RNR pour le futur). A la suite du rapport du SCSIN, le premier ministre Pierre Bérégovoy décide de ne pas autoriser le redémarrage du réacteur immédiatement mais seulement après les travaux et une nouvelle enquête publique¹⁹⁸. Michel Lavérie quitte ses fonctions de directeur de la DSIN en mars 1993 « *sans doute en partie à cause de l'affaire des fuites de son rapport sur Superphénix* » ou du contenu même, assez critique, du rapport. Comme l'explique Cyrille Foasso : « *Le rapport Lavérie sera très mal reçu par le pouvoir, et il se murmure que son auteur aurait été obligé de « revoir sa copie »* » (Foasso, 2012). Il est alors remplacé par André-Claude Lacoste, au profil a priori assez similaire¹⁹⁹. Ce changement va pourtant ouvrir une période d'apaisement entre EDF et la DSIN.

1.4. Conclusion intermédiaire

Après TMI mais surtout après Tchernobyl, les organisations en charge de la régulation entrent dans une phase de crises multiples. Du point de vue de la légitimité, les suites médiatiques de l'accident de Tchernobyl mènent à une perte de confiance de l'opinion publique dans les experts de la sûreté. Les relations entre l'autorité de sûreté, qui prend de l'importance, et EDF se tendent autour de crises médiatiques et politiques impliquant la sûreté (incidents de l'année 1989, affaire Superphénix). En somme, cette période de crise du régime de régulation apparaît comme propice à des changements, marqués ici par un début d'ouverture du régime de régulation (publicisation, internationalisation) et une réorganisation institutionnelle vers plus d'indépendance. Pourtant nous avons identifié le régime « souple » comme fermé, les acteurs de la sûreté formant un « petit monde » très interconnecté, pratiquant le dialogue technique, et défendant les intérêts nationaux. Le régime de régulation des années a-t-il donc réellement commencé à s'hybrider dans cette période 1986-1993 ?

¹⁹⁶ IPSN (1992). Rapport sur l'éventualité du redémarrage de Superphénix et l'avenir des réacteurs à neutrons rapides, observations de l'IPSN, 1992.

¹⁹⁷ DSIN (1992). Rapport à madame la ministre de l'environnement et monsieur le ministre de l'industrie et du commerce extérieur « Centrale nucléaire de Creys-Malville : bilan de l'instruction menée par la DSIN », 1992

¹⁹⁸ En effet, étant à l'arrêt depuis 2 ans, le redémarrage est assujéti à une nouvelle enquête publique et à des travaux de modifications pour assurer sa sûreté

¹⁹⁹ André-Claude Lacoste est un polytechnicien, ingénieur des Mines, ayant occupé différentes fonctions au sein de Ministère de l'Industrie depuis 1978.

En nous appuyant sur la grille d'analyse de Hood et Rothstein (Hood & Rothstein, 2001) présentée auparavant, nous pouvons réinterpréter le récit que nous venons de faire. Les organisations en charge de la régulation auraient d'abord fait une réponse aux pressions de l'environnement (et notamment les pressions sociétales post Tchernobyl) que les auteurs nomment « rebuttal » et que nous traduirons « rejet ». Dans les semaines qui suivent l'accident, les acteurs minimisent les impacts pour tenter de sortir de la crise. Mais, la situation étant toujours problématique, des changements techniques (lots de modifications post accident) et organisationnels (transformation du SCSIN en DSIN) vont s'opérer durant les années 1980 et au début des années 1990. Nous serions donc en présence d'une seconde phase dite de réorientation, qui correspond ici à un début de réorganisation institutionnelle. Mais les demandes de la société n'ont fait l'objet que d'une prise en compte marginale de la part des organisations en charge de la sûreté, avec la création de la DSIN, premier pas vers l'affirmation de l'expertise et de l'indépendance d'une autorité de sûreté, et un début de publicisation des problèmes de sûreté. Au début des années 1990, si l'après Tchernobyl constitue une période de remise en cause pour les acteurs, le régime de régulation ne semble pas encore réellement évoluer.

Comme nous allons le voir maintenant, le régime va subir des modifications plus importantes dans les années 1990, d'abord en interne, avec la construction d'une auditabilité technique des installations nucléaires.

2. Construire l'auditabilité technique des installations nucléaires : l'exemple des réévaluations de la sûreté (1986-1998)

Dans cette section, nous montrerons comment les acteurs de la sûreté ont tenté, dans les années 1990, de construire une auditabilité technique des installations nucléaires. Cette forme d'auditabilité repose sur l'idée de créer une mesure objective et rationnelle de la performance (Power, 2005) d'une installation nucléaire en matière de sûreté. Pour Michael Power, une procédure d'audit est associée à quelques caractéristiques incontournables : indépendance des auditeurs par rapport à l'audité, existence d'une technologie de contrôle, déclaration d'un jugement fondé sur des preuves... L'audit est une technique (échantillonnage, tests, méthodes analytiques, etc.) mais aussi une pratique et une doctrine, guidées par l'idée de rendre des comptes (accountability). Pour Power, l'audit est donc avant tout une conception du contrôle et de la répartition des responsabilités, applicable (et appliquée) dans des secteurs aussi divers que le secteur financier, qui en a été le premier terrain de diffusion, mais aussi l'enseignement, la médecine ou encore la justice.

Nous montrerons dans cette section que la construction de l'auditabilité technique des installations dans les années 1990 trouve son origine dans un besoin de rationalisation d'EDF. En effet, la période d'exploitation ouvre pour les organisations en charge de la régulation une phase de remise en question de la régulation de la sûreté nucléaire. Conçu et mis en service à marche forcée, entre 1970 et 1980, le parc nucléaire des REP a souffert, pour les experts d'EDF et de l'IPSN, d'une « maladie de jeunesse » (Bourgeois et al., 1996) jusqu'à la fin des années 1980. Les crises, liées aux accidents de TMI et Tchernobyl, mais aussi au passage difficile de la conception à l'exploitation des installations nucléaires, ont affecté les acteurs du régime de régulation. Bien que situés à l'étranger, les accidents ont entraîné, en France, des lots importants et coûteux de modifications techniques, un retournement de l'opinion publique et des tensions au sein des organisations. A EDF, on observe une dérive des coûts d'exploitation et un manque de stabilité des doctrines sur les questions de sûreté nucléaire. Dès les années 1980, l'idée de rationaliser la sûreté nucléaire va germer à EDF pour contrebalancer ces crises. Un des exemples de cette volonté de rationalisation que nous allons mettre en avant est le processus de réévaluation complète de la sûreté des installations.

Nous considérerons la mise en place de ces procédures de réévaluation sur les réacteurs d'EDF comme un phénomène de « procéduralisation ». Ici, nous entendons par procéduralisation, un processus qui répond à un objectif de rationalisation (Stoessel, 2010) et qui donne aux règles, normes et procédures un rôle central dans le cadrage de l'action (Bieder & Bourrier, 2013). Nous retrouverons ces caractéristiques dans la description de la réévaluation de sûreté qui suit.

La réévaluation de la sûreté, que les acteurs nomment aujourd'hui « réexamen » est une pratique qui vise à réévaluer, de façon périodique la sûreté des installations, grâce aux nouveaux savoirs disponibles et au retour d'expérience des incidents et accidents. Elle a pour objectif de :

- réduire les coûts liés à la sûreté en faisant des lots de modifications génériques échelonnées dans le temps long ;
- hiérarchiser les risques en classant ces derniers en termes de priorités, au vu du retour d'expérience des incidents ;

Derrière ces objectifs, se dessine clairement la recherche d'une rationalité économique appliquée aux questions de sûreté.

Cette réévaluation de la sûreté va se dérouler tous les dix ans, empruntant la temporalité déjà existante des « visites décennales », mais qui ne concernent que la chaudière nucléaire. Nous montrerons alors qu'à travers plusieurs processus (le cadencement temporel de ces réévaluations, la création d'indicateurs de performance ou encore la mise en place de procédures), qui répondent à

cette volonté de rationalisation, les acteurs ont construit une forme particulière d'auditabilité du régime de régulation de la sûreté nucléaire.

Nous débuterons en montrant quels sont les moteurs de ce besoin de rationalisation, à travers les suites de l'accident de TMI, entraînant des surcoûts et une perte du caractère « générique » des centrales nucléaires.

Nous montrerons ensuite comment va se développer, petit à petit, l'idée de la réévaluation de sûreté des installations.

Ensuite, nous analyserons de quelles manières la rationalisation prend forme à travers la réévaluation de sûreté, à travers différents processus (le cadencement temporel, la création d'indicateurs de performance ou encore la mise en place de procédures).

2.1. Le besoin de rationalisation à EDF : « La guerre des modifs » et la dé-standardisation du parc

Dès le milieu des années 1980, des voix commencent à s'élever à EDF pour faire part d'inquiétudes sur les modalités de prise en charge des problèmes de sûreté suite aux accidents de TMI et de Tchernobyl. En effet, les modifications techniques qui s'en suivent font peser le spectre d'une dérive des coûts et d'une perte de maîtrise de l'outil industriel. C'est dans ce contexte que va naître un besoin de rationalisation de ces modifications liées à la sûreté nucléaire.

Les accidents de TMI et Tchernobyl ont en effet conduit, sur les installations, à de nombreuses études et modifications. En France, en août 1979, suite à plusieurs réunions du GP, le SCSIN demande à EDF de proposer des mesures dites « post-TMI »²⁰⁰ à mettre en place dans les centrales nucléaires françaises. Pendant près de 10 ans, des études et des modifications sur les installations vont se succéder. Tchernobyl va encore accélérer le rythme de ces modifications. En partant de l'idée que les enseignements « *tirés de l'évaluation de cet accident n'ont pas remis en cause les principes fondamentaux de sûreté sur lesquels est basée la conception des réacteurs à eau pressurisée* » mais « *ont mis en évidence un certain nombre de points faibles* »²⁰¹, les organisations en charge de la régulation entament un cycle de modifications techniques liées à l'accident, sans remettre en cause le programme nucléaire, comme ce fut par exemple le cas aux Etats-Unis. Sans cadre réglementaire

²⁰⁰ SCSIN (1979). Lettre du SCSIN à EDF, « Principaux enseignements à tirer de l'accident survenu le 28 mars 1979 sur la centrale nucléaire de Three Mile Island, 3 août 1979.

²⁰¹ IPSN/DAS (1985). Rapport n°176, « Examen des actions Post TMI sur les tranches REP 900 MWe », 27 novembre 1985.

formel et de manière assez intensive, les modifications post TMI et Tchernobyl vont devenir un processus continu qui « *rendait difficile la maîtrise par l'exploitant de la conformité aux exigences de sûreté de son installation et de ses conditions d'exploitation* »²⁰². Dès 1986, le patron du SPT fait « *le constat d'un début très inquiétant de dé standardisation du parc* » (Gilon & Ville, 2013). La conception et la construction du parc nucléaire avaient fait l'objet d'une forte volonté de standardisation avec la conception et la construction de centrales standardisées par paliers successifs. Cette standardisation se retrouvait également dans les règles (voir Chapitre 4). Après TMI et après Tchernobyl, la direction de l'Équipement doit « *modifier tout le système de documentation, synchroniser site par site, tranche par tranche toutes les procédures. Tout cela génère un désordre permanent* » (Gilon & Ville, 2013). Ce mode de fonctionnement déstabilise alors l'organisation d'EDF et a tendance à rendre chaque installation de plus en plus spécifique, à engendrer des arrêts réguliers pour maintenance et donc des coûts très importants.

A la fin des années 1980 et au début des années 1990, la disponibilité des centrales nucléaires est en baisse, notamment car « *l'amélioration de la sûreté demandait un surcroît d'investissement dans la formation et dans la mise à niveau du parc 900 MW. Les arrêts de tranche s'allongeaient. Les tranches 1300 MW accumulaient les défauts de jeunesse. La disponibilité baissait : diminution continue de la disponibilité du palier 900 MW jusqu'à atteindre 72% en 1992, lente remontée du 1300 MW pour atteindre 70,3 % la même année* » (Kenedi & Clément, 2007).

L'influence des arrêts liés à la sûreté sur la disponibilité des centrales et les coûts des investissements liés aux nombreuses modifications vont donc imposer d'opter pour une rationalisation de la gestion de la sûreté nucléaire. Au même moment, le concept de « parc nucléaire » va naître dans l'esprit de dirigeants d'EDF. En 1989 un rapport dit rapport Rouvillois²⁰³, qui répond à une demande ministérielle, fait le point sur le nucléaire civil et son avenir. Le rapport met en évidence le besoin d'une vision à long terme du nucléaire. En effet, le rapport précise qu'il faut maintenant valoriser le parc nucléaire en exploitation et se poser la question de la durée de vie des centrales. Ensuite, le rapport présente le régime de régulation français comme original, « *quelque peu autogéré* » et pragmatique. Il considère que « *le caractère original du mode d'organisation français pourrait donc constituer un jour un facteur de fragilité dans le contexte international, et en particulier*

²⁰² ASN (2002). Revue Contrôle, n°147, « Les réexamens de la sûreté des installations nucléaires ».

²⁰³ Guillaume, H., Pellat, R., Rouvillois, P. (1989). « Rapport sur le bilan et les perspectives du secteur nucléaire civil en France », mai 1989

européen »²⁰⁴. Enfin, le rapport précise qu'il faut gagner en « *sûreté, fiabilité, coûts et durée de vie* »²⁰⁵ pour rester compétitifs. En 1993, soit trois ans plus tard, EDF remplace le Service de de la Production Thermique (SPT) par la Direction de la Production Nucléaire (DPN) : « *EDF institutionnalise son parc nucléaire, dont l'autonomie managériale est légitimée par la responsabilité sûreté, et l'efficacité économique garantie par l'effet palier* » (Gilon & Ville, 2013).

Ce besoin de rationalisation, autant économique, que technique, va conduire à la mise en place de la procédure de réévaluation de sûreté, pour permettre une gestion des temporalités liées aux modifications des installations concernant la sûreté nucléaire.

2.2. La réévaluation de sûreté : une réponse au besoin de rationalisation

L'idée de réévaluer périodiquement la sûreté des installations est née avec le principe des visites décennales (voir chapitre 2). Effectuée tous les dix ans, la visite décennale ne concernait alors que les chaudières sous pression et correspondait à une série de tests poussés pour en vérifier la bonne tenue. Petit à petit la pratique des visites décennales va devenir un processus beaucoup plus complet, d'abord testé sur les anciens réacteurs UNGG. Après une période de modifications importantes dans les années 1980 suite aux accidents de TMI et de Tchernobyl, l'idée de rationaliser la sûreté par la réévaluation va être testée sur les réacteurs REP de Fessenheim et de Bugey.

2.2.1. Le principe de réévaluation de la sûreté : une histoire ancienne

A la fin des années 1970, alors que les réacteurs UNGG du CEA (alors producteur d'électricité) atteignent entre 10 et 20 ans d'âge, une réévaluation de leur sûreté est mise en place. L'idée pour l'exploitant et les organisations en charge de la régulation est de pouvoir faire une réévaluation exhaustive de la sûreté, en prenant en compte l'évolution des connaissances, de la réglementation et le retour d'expérience des incidents et accidents. Entre 1978 et 1988, l'ensemble de la filière UNGG est réévaluée, faisant à chaque fois l'objet d'un rapport écrit par l'IPSN et de réunions de GP (voir Figure 31), formulant des avis. Le réexamen des tranches UNGG « *a débuté en 1978 par les tranches A2 et A3 de Chinon pour lesquelles le SCSIN a demandé une refonte de leur rapport de sûreté, l'établissement de règles générales d'exploitation et la rédaction des plans d'urgence internes. Il s'est*

²⁰⁴ Ibid

²⁰⁵ Ibid

poursuivi en plusieurs étapes pour chacun des réacteurs jusqu'en 1988 où fut réévaluée la sûreté de la centrale du Bugey »²⁰⁶

	Couplée en	Réévaluée en
CHI A2	1965	juillet 1978
CHI A3	1966	juin 1983 novembre 1983 février 1984
CNA	1967	avril 1983
SLA 1 SLA 2	1969 1971	avril 1984 avril 1985 juillet 1986
BGY 1	1972	novembre 1984 janvier 1988 juin 1988
PHENIX	1973	avril 1986

Figure 31 : Réévaluation des réacteurs UNGG, IPSN 1989

L'objectif de cet examen est de valider ou non la poursuite de l'exploitation. L'IPSN préconise notamment la poursuite de l'exploitation de Chinon A2, après son réexamen en 1983 : « *Compte tenu des remarques formulées dans cette analyse, il nous paraît possible de proposer au Groupe Permanent de donner un avis favorable pour la poursuite du fonctionnement de Chinon A2 dans les conditions actuellement autorisées. Cet avis pourrait être donné sans fixer de limite dans le temps* »²⁰⁷.

²⁰⁶ IPSN/DAS (1989). Rapport « Réévaluation de la sûreté des tranches REP de Fessenheim et Bugey », 1ere partie.

²⁰⁷ IPSN/DAS (1983). Rapport n°15 « Présentation par l'IPSN au GP chargé des réacteurs du rapport concernant l'évaluation de la sûreté du réacteur Chinon A2, Juin 1983

Les réévaluations des anciennes centrales se poursuivront avec le cas de la centrale de Chooz A, intéressant car elle est la seule centrale REP construite avant le démarrage du programme dans les années 1970. L'idée était alors, lors de son réexamen de sûreté en 1983, de rapprocher la sûreté de cette ancienne installation de la sûreté des réacteurs de Fessenheim et Bugey, construits quelques années plus tard. Il s'agit donc de réévaluations partielles, qui concernent certains aspects de la sûreté de l'installation. La réévaluation est déclinée en trois phases distinctes :

- « - phase 1 définition globale des modifications,
- phase 2 conception détaillée des modifications,
- phase 3 mise en service des nouveaux circuits et travaux associés. »²⁰⁸

On notera que ces premières réévaluations se font alors que le SCSIN propose un texte réglementaire, l'arrêté Qualité, en 1984, suite à plusieurs incidents au début des années 1980 sur le démarrage des REP (Foasso, 2012). La qualité est définie dans cet arrêté comme un « ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, fondées sur des procédures écrites et donnant lieu à l'établissement de documents archivés »²⁰⁹. L'arrêté qualité demande alors à l'exploitant de « s'assurer qu'un système soit mis en place pour définir la qualité requise pour les équipements, les ensembles qui les associent et les conditions d'exploitation, et vérifier l'obtention de cette qualité » (Saint Raymond, 2012). Cet arrêté et sa mise en œuvre à partir du milieu des années 1980, qui s'insèrent dans un mouvement bien plus global touchant toute l'industrie, auront tendance à renforcer encore la formalisation et à développer la procéduralisation.

On observe donc dans cette période le début d'une procéduralisation autour du processus de réévaluation, même si les réévaluations sont très spécifiques, étant donné la diversité des réacteurs à réévaluer. En effet, la multitude des filières (UNGG, REP et RNR) et le petit nombre de réacteurs réévalués (7 réacteurs) ont rendu le processus impossible à standardiser. Suivant les réacteurs réévalués, les thématiques traitées et les calendriers ont été très différents.

2.2.2. Fessenheim et Bugey : la mise en place d'un cadre pour la réévaluation d'un parc nucléaire de 58 réacteurs

Un processus de réévaluation de la sûreté plus formalisé va être testé sur les deux premières centrales (Fessenheim et Bugey), qui atteignent dix ans d'exploitation à la fin des années 1980.

²⁰⁸ Ibid

²⁰⁹ Arrêté du 10 Aout 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base.

L'objectif pour EDF est le même que pour les anciennes tranches : vérifier la conformité de ses équipements, procédures, doctrines prises à la conception et modifier si nécessaire l'installation. En mars 1987, le SCSIN demande officiellement à EDF de lancer les réévaluations des centrales de Fessenheim et de Bugey. Un des objectifs de la réévaluation est alors d'homogénéiser le parc nucléaire en matière de sûreté. Les centrales de Fessenheim et Bugey sont en effet les plus spécifiques du parc de réacteurs REP. Conçues avant le plan Messmer sur la base de centrales de référence américaines et donc le plus souvent sur des règles américaines, elles sont assez différentes des autres centrales commandées après 1974. Les 2 tranches de Fessenheim et les 4 tranches de Bugey, appelées « CP0 », doivent donc, grâce à cette réévaluation, rattraper le retard en matière de sûreté sur le palier suivant dit « CP1-CP2 » (28 tranches) en s'approchant de leurs standards. L'idée de paliers successifs, élaborée à la conception du parc des REP, est extrêmement importante car elle garantit, pour l'industriel, une maîtrise des coûts et des modifications. Dans les faits, la configuration française facilite grandement ce mode de fonctionnement. Il y a alors un seul exploitant de REP (EDF), un seul constructeur (Framatome) et une filière surreprésentée (les REP). La définition de la réévaluation de sûreté est établie en 1990 : « *La pratique des réévaluations de sûreté en France conduit à établir, après environ dix années d'exploitation des tranches, des bilans de sûreté qui complètent les autres types de bilan. Ils permettent, d'une part de s'assurer qu'aucun point important n'a été oublié dans le processus continu de réévaluation de sûreté que constitue la prise en compte du retour d'expérience, d'autre part ils fournissent l'occasion d'un réexamen de la conception même des tranches et des écarts entre les options de sûreté qui prévalaient à l'époque de leur construction et celles adoptées sur les paliers plus récents.* »²¹⁰ C'est au moment où se dessine le réexamen de sûreté de Fessenheim et de Bugey que le principe de la réévaluation, qui jusque-là n'était inscrit nulle part, va être introduit dans un arrêté. En effet, un décret²¹¹ va modifier l'arrêté INB publié en 1963, en précisant que « *les ministres chargés de l'industrie et de la prévention des risques technologiques majeurs peuvent conjointement demander à tout moment à l'exploitant de procéder au réexamen de la sûreté de l'installation* »²¹².

La réévaluation de Fessenheim et Bugey est faite en deux étapes. La première étape correspond à une mise à niveau documentaire par rapport à la conception des tranches CP1-CP2.

²¹⁰ IPSN/DAS (1990). Rapport N°765 : « Bilans de sûreté : analyse par les organismes de sûreté, cours international à l'INSTN sur les techniques d'évaluation de la sûreté opérationnelle des centrales à eau sous pression, Saclay, 26 novembre-14 décembre 1990. Décembre 1990

²¹¹ Décret n°90-78 du 19 janvier 1990 qui modifie l'arrêté INB du 14 décembre 1963

²¹² Ibid

La deuxième étape consiste à examiner les travaux encore nécessaires pour atteindre le niveau de sûreté des paliers CP1 et CP2 et « *estimer le gain pour la sûreté qui résulterait de modifications éventuelles des installations ou des procédures d'exploitation, inspirées de cette comparaison* »²¹³ Il s'agit par exemple d'améliorer la protection incendie ou encore de mettre en place de nouvelles procédures qui existaient pour les tranches CP1-CP2 mais pas pour les tranches CP0.

Si les conclusions de l'analyse amènent des modifications, celles-ci passent par l'élaboration d'un dossier qui comprend toute une série de procédures internes et de documents (Note de synthèse, planification, dossier de réalisation...). Une grande partie des modifications sont réalisées pendant l'arrêt décennal, qui correspond également à la visite décennale de la chaudière nucléaire, pratique ancienne du régime de régulation. Pour exemple, Fessenheim 1 est la première tranche à être réévaluée. L'arrêt décennal durera 26 semaines entre avril 1989 et octobre 1989, pour 131 modifications d'un coût de 190 millions de francs²¹⁴.

La réévaluation complète du palier CP0 prendra fin en 1995 avec la décision de poursuivre l'exploitation des tranches pour 10 ans supplémentaires : « *l'autorité de sûreté a alors jugé acceptable la poursuite de l'exploitation de ces 6 tranches, sous réserve d'études complémentaires et de la réalisation d'un certain nombre de modifications lors des deuxièmes visites décennales* »²¹⁵. Dès 1990, les industriels considèrent les réévaluations de Fessenheim et de Bugey comme des réussites : « *notre expérience est encore faible, mais prometteuse* »²¹⁶. Dans la suite des réévaluations de Fessenheim et Bugey, c'est tout le parc nucléaire d'EDF qui va faire l'objet de réévaluations.

2.3. La rationalisation en pratique : cadencement des réévaluations, indicateurs et procédures

En s'attaquant aux réévaluations du reste du parc nucléaire, la réévaluation de sûreté va prendre un caractère générique, avec pour objectif de rendre auditable la sûreté de l'ensemble des installations EDF. Pour ce faire, nous allons observer en pratique, comment va prendre forme cette rationalisation par un changement dans les temporalités du régime de régulation, par le développement d'indicateurs de performance ou encore la mise en place de nouvelles procédures. Comme l'explique Michael Power (Power, 2005), « *le succès de l'audit en tant que système dépend de ce réseau de*

²¹³ ASN (2002), Revue Contrôle, n°147, 2002

²¹⁴ Ibid

²¹⁵ Ibid

²¹⁶ Mercier, J-P., Debes, M., Hutin, J-P., Le Coguiès, A. (1990). « Les visites décennales et la réévaluation de sûreté des centrales nucléaires du premier palier d'EDF », Revue Générale Nucléaire, n°5, Sept-Oct, 1990.

procédures constituant un ensemble reconnu, une ressource de savoirs, auquel on a recours dans des circonstances spécifiques »

2.3.1. Vers une transformation des temporalités de régulation

Dès 1989, la réévaluation est liée à l'enjeu de la poursuite ou de l'arrêt de l'exploitation : « *Le groupe permanent rappelle que l'objectif de la réévaluation de sûreté de Fessenheim et Bugey est de réaliser un bilan de la sûreté de ses tranches, après environ dix années de fonctionnement, dans la perspective de la poursuite de leur fonctionnement* »²¹⁷. Ce principe apparaît alors différent de ce qui était prévu à l'origine de la conception et de la construction de ces installations. Les centrales nucléaires ont été prévues pour 30 ou 40 ans de durée de vie, même si aucun texte réglementaire français n'indique cette durée. Par exemple, pour la centrale du Blayais, le président du GP rappelle en 1978 que « *la durée de vie de la centrale étant estimée à 30 ans (...)* »²¹⁸. On retrouve également ce principe du côté allemand, repris dans un document de l'IPSN en 1979 : « *La durée de vie des centrales nucléaires est limitée à 30-40 ans environ. Passé ce délai, les centrales nucléaires sont mises à l'arrêt définitif* »²¹⁹. L'arrêt définitif est alors envisagé selon plusieurs critères : « *Souvent, la limite de la durée de vie technique est tout simplement atteinte ou la centrale nucléaire est devenue non rentable. Outre ces raisons, le décommissionnement*²²⁰ *peut être provoqué à la suite d'innovations techniques fondamentales ou de requêtes de sûreté difficiles à satisfaire* »²²¹. Dans les années 1980, lors de la réévaluation de sûreté de Chinon A, l'objectif d'une poursuite de l'exploitation est associé pour la première fois à ce processus. Si aucun texte réglementaire ou objectif précis ne vient expliciter les conditions d'arrêt d'une installation, la mise en place des réévaluations de sûreté dans les années 1990 va être au centre des enjeux concernant l'augmentation de la durée de vie des installations.

²¹⁷ SCSIN (1989). Compte-rendu de la réunion du GPR du 16 février 1989, consacrée au réexamen de sûreté de Fessenheim et Bugey.

²¹⁸ SCSIN (1979). Compte-rendu de la réunion du GPR « Autorisation de création de Blayais A3-A4 INB 110 », du 13 décembre 1978.

²¹⁹ IPSN/DSN (1979). Rapport TR n°23, « Arrêt définitif des centrales nucléaires aspects de sûreté »

²²⁰ Le décommissionnement est un terme qui n'est plus utilisé aujourd'hui. On pourrait le rapprocher du terme de démantèlement qui correspond à la déconstruction de la centrale

²²¹ IPSN/DSN (1979). Rapport TR n°23, « Arrêt définitif des centrales nucléaires aspects de sûreté »

En ce sens, les réévaluations de sûreté marquent le début d'un changement des temporalités dans les processus de régulation. Jusqu'alors fortement mobilisées lors de la conception des centrales dans les années 1970-80, puis par les modifications post-TMI ou Tchernobyl, les organisations en charge de la régulation, exploitants compris, vont alors progressivement opter pour un cadencement structuré par les réévaluations décennales²²². Pour EDF, les réévaluations devaient permettre de « substituer à un processus continu de mise à jour des exigences de sûreté et de réalisation des modifications qui en découlent, le principe de remises à niveau générales effectuées à intervalles suffisamment espacés »²²³. Pour EDF, l'idée de départ des réévaluations est d'opérer une rationalisation de la sûreté nucléaire et donc de remplacer une approche de progrès continu par un cadencement des modifications liées à la sûreté : « le processus continu d'amélioration de la sûreté et les modifications qui l'accompagnent présentent, de l'avis d'EDF, plus d'inconvénients que d'avantages. EDF souhaiterait qu'en règle générale, le référentiel des exigences de sûreté ne soit revu globalement que dans le cadre des réexamens de sûreté décennaux du palier, EDF estime que les corrections du référentiel ne doivent être apportées que si leur intérêt pour la sûreté justifient les coûts entraînés »²²⁴. Dans les faits, le processus de modifications continues ne sera pas abandonné²²⁵, puisque les visites décennales sont en réalité réalisées sur dix ans, de la phase de cadrage à la phase de réalisation des modifications. Dès 1996, EDF précise que « l'examen de conformité qui sera réalisé spécifiquement au titre du réexamen de sûreté portera donc particulièrement sur ces dispositions complémentaires. Mais il ne s'agit pas de faire un point zéro sans lendemain. Il s'agit d'insérer ce processus dans la durée, de faire rentrer cet examen de conformité dans les pratiques habituelles et donc dans les méthodes de travail des métiers des exploitants »²²⁶. Ce souci de rationalisation sera également régulièrement perturbé par des incidents, dont le retour d'expérience obligera à des études et des modifications hors du processus de réévaluation. C'est notamment le cas en 1998 à Civaux où un incident sur le circuit de

²²² Les réévaluations de sûreté ne sont qu'un des exemples de l'entrée des thématiques de temps long dans le régime de régulation. En effet, c'est également dans les années 1990 que la sûreté des réacteurs du futur (EPR ou RNR), la sûreté du stockage des déchets à vie longue ou encore le vieillissement des installations et leur démantèlement vont devenir des sujets majeurs pour ces organisations.

²²³ IPSN/DES (1993). Rapport N°150 « Réévaluation de la sûreté des tranches CP1-CP2 », réunion du GPR du 4 novembre 1993.

²²⁴ IPSN/DES (1993). Rapport N°150 « Réévaluation de la sûreté des tranches CP1-CP2 », réunion du GPR du 4 novembre 1993.

²²⁵ Comme nous le verrons plus tard (chapitre 5), un risque non pris en compte dans une réévaluation de sûreté pourra néanmoins se voir réévalué de manière continue.

²²⁶ EDF (1996). Lettre EDF du Délégué au parc nucléaire en charge des affaires techniques au président de la DSIN, « Réexamen de sûreté. Examen de conformité du palier 900 MWe », 21 octobre 1996.

« Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt » (RRA) d'un des réacteurs conduit à un incident de niveau 2 et à l'arrêt du réacteur de Chooz, du même palier²²⁷. Les deux centrales seront arrêtées jusqu'en 1999 et des modifications seront réalisées hors période de réévaluation. A la fin des années 1990, le régime de régulation semble donc faire l'objet d'une cohabitation entre deux temporalités, l'une originelle autour d'un processus de réévaluation continu au cas par cas, et l'autre plus cadencé, intégrant les enjeux de rationalisation et de poursuite d'exploitation pour dix ans. Comme l'explique l'inspecteur général de la sûreté nucléaire, cette nouvelle temporalité, liée à l'idée de la durée de vie des centrales va imposer la mise en place de nouvelles procédures et d'indicateurs multiples : « *Directement lié à la sûreté, l'objectif d'une durée de vie d'au moins 40 ans demande anticipation et vigilance. Les outils, pour bâtir jour après jour cette durée de vie, sont en place ; cadencement décennal des améliorations, référentiel d'exigences stabilisé avec réexamen de sûreté décennal, processus de vérification de conformité qui vient de débiter sur chaque tranche lors des secondes visites décennales pour les 900 MWe, maintenance anticipative, études de durée de vie, etc.,* »²²⁸.

2.3.2. La naissance des indicateurs de performance

La période de rationalisation va également être marquée par la mise en place d'indicateurs de performance (en matière de sûreté et en matière industrielle) quantifiés. En effet, la réévaluation de la sûreté est un des symptômes d'un phénomène plus large, visible à EDF dans les années 1990 : l'entrée de la sûreté dans la procédure standard de management de l'entreprise. En 1993, EDF souhaite mettre en place un "Plan Sûreté Performance des Moyens Centraux du Parc" dont l'objectif est de faire entrer la sûreté au niveau de tous les métiers d'EDF. La sûreté ne doit plus être vue comme un domaine à part mais comme une composante de l'organisation d'EDF. Les responsables doivent combiner dans leurs décisions, une approche couplant sûreté et performance. Pour ce faire, des objectifs sont mis en place pour mesurer les performances en termes de sûreté, comme il en existe déjà pour mesurer la compétitivité économique d'une centrale (taux de disponibilité par exemple). Ces indicateurs sont multiples : nombres d'incidents significatifs, nombre d'arrêts réacteur, taux d'indisponibilité de matériels...Ils sont compilés dans de multiples bilans, à tous les niveaux de l'organisation : bilans de sûreté des sites, bilans annuels de la DPN, bilans annuels « sûreté nucléaire en exploitation », rapports annuels de l'IGSN. En 1998 sont lancés des challenges « sûreté-sécurité » au sein d'EDF sur la base du nombre d'Arrêts Automatiques Réacteur (AAR) et du

²²⁷ Les centrales de Chooz B et de Civaux sont du palier N4. Elles sont les deux dernières centrales du parc nucléaire français en termes de date de mise en service (entre 1997 et 1998).

²²⁸ EDF (1997). Rapport sur la sûreté de l'année 1997 de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire d'EDF

taux d'accidents du travail. Les centrales sont classées en fonction de ces indicateurs. Les indicateurs de performance permettant entre autres de « *mesurer* » *la prise en compte du retour d'expérience, l'amélioration de la qualité, du changement de l'organisation ou de certaines pratiques, Le développement de tels indicateurs s'inscrit dans une démarche d'auto-évaluation* »²²⁹. En ce sens, la réévaluation de sûreté, mise en place pour auditer la bonne santé d'une centrale sur temps long, est également un outil de cette phase de transition vers un management de la sûreté, en interne à EDF.

Mais ce phénomène n'est pas visible qu'à EDF puisque l'on observe le développement d'indicateurs également à la DSIN, qui dans son bilan annuel, va constamment, à partir de 1993-1994, établir un diagnostic de la sûreté nucléaire en France à partir d'indicateurs sur les incidents et leur classement sur l'échelle INES. Par exemple, l'année 1995 est considérée comme une bonne année pour la sûreté nucléaire. André Claude Lacoste, directeur de la DSIN explique alors « *L'illustration de cette notion de « bonne année pour la sûreté nucléaire » peut être donnée par l'évolution des incidents classés dans l'échelle internationale des événements nucléaires INES : pour la première fois depuis l'utilisation en France des échelles de gravité, un seul incident a été classé au niveau 2 (...)* »²³⁰.

2.3.3. La mise en place de nouvelles procédures

Le cadrage du réexamen de sûreté : comment choisir les thématiques prioritaires

La réévaluation débute par une phase de cadrage autour des thématiques qui vont faire l'objet de réévaluation. Pour Fessenheim et Bugey, la réévaluation est cadrée autour de 12 thèmes²³¹, découpés en sous thèmes. Par exemple, pour le thème « agressions externes » on trouve : séisme, explosion, grands froids, projectiles externes, autres agressions d'origine naturelle, autres agressions liées à l'activité humaine. Au total, au sein des 12 thèmes, 53 sous-thématiques ont été identifiées, « *chaque sous thème faisant l'objet d'une fiche d'analyse définissant le contenu de la réévaluation, ainsi qu'une fiche de suivi mentionnant le contenu des études et les conclusions qui en découlent* »²³².

²²⁹ IPSN/DES (1994). « Rapport n°194. Retour d'expérience des REP 900 MWe et 1300 MWe » (année 1990 à 1993), 1994

²³⁰ DSIN (1995). Rapport d'activité de l'année 1995

²³¹ Agressions internes, externes, systèmes de sauvegarde, structures internes, circuit primaire principal, circuit secondaire, circuits auxiliaires, confinement, contrôle commande, études d'accidents, règles générales d'exploitation, principes généraux.

²³² Ravel, J-Y (1990). « Les révisions décennales du CP0 », Revue General Nucléaire », n°5, Sept-Oct, 1990

Dans les faits, la complexité des systèmes d'une centrale nucléaire et la multitude des risques internes et externes à prendre en compte impliquent des choix. Ces choix vont être opérés sur la base du retour d'expérience des incidents, qui peuvent conduire à sélectionner une thématique non traitée et mise en lumière par un incident, mais également sur la base de l'évolution des savoirs scientifiques et techniques. Mais, pour les paliers CP1 et CP2, une nouvelle approche va cadrer la réévaluation de sûreté : l'utilisation d'Études Probabilistes de sûreté (EPS). Les EPS permettent alors, au même titre que le retour d'expérience, de hiérarchiser les risques. Ici c'est une quantification qui vient hiérarchiser ces risques et donc établir un classement entre les situations qui méritent d'être introduites dans une réévaluation ou non.

Ces deux processus (Retour d'expérience et EPS), couplés à l'évolution des connaissances, sont donc à la base du choix des thématiques à introduire dans la réévaluation.

Le référentiel de sûreté comme répertoire d'instruments

Si le réexamen de Fessenheim et Bugey était assez spécifique (les deux centrales sont différentes et ont pour centrale de référence des centrales américaines), le réexamen du palier dit CPY (CP1 et CP2) a pour vocation d'être beaucoup plus standardisé. En effet, ce palier comprend les centrales de Blayais, Dampierre, Gravelines, Tricastin, Chinon, Cruas et Saint-Laurent des Eaux, soit 28 réacteurs (presque la moitié du parc nucléaire français actuel). L'idée d'EDF est de pouvoir faire un réexamen global de toutes les tranches, ce qui va impliquer une standardisation poussée du processus. C'est dans ce contexte qu'apparaît la notion de référentiel, proposée par EDF. Le référentiel est un répertoire d'instruments de régulation. Il est décliné suivant les risques (internes, externes, accidents, incidents...) ou encore suivant les temporalités (conception, exploitation). Le référentiel, pour un type de risque, peut comprendre des RFS, des RCC, des arrêtés, des notes d'études EDF et une multitude de documents, para-réglementaires ou non. Pour l'inondation externe par exemple, le référentiel est constitué par le rapport de sûreté de l'installation et par la RFS de 1984. Une modification du référentiel sur une thématique entraîne alors une mise à jour du rapport de sûreté. L'évolution ou non d'un référentiel lors d'une réévaluation est faite « *en fonction du gain susceptible d'être apporté à la sûreté des installations, en tenant compte d'une part de la faisabilité et d'autre part du contexte technico-économique des modifications associées* »²³³. Le référentiel va constituer la base de la réévaluation de sûreté des installations nucléaires.

²³³ ASN (2002). Revue Contrôle, n°147.

2.4. Conclusion intermédiaire

Les réévaluations de sûreté, issues d'une transformation et d'un élargissement de la pratique des visites décennales, a été imaginé pour répondre à un besoin de rationalisation de la sûreté nucléaire, suite aux années 1980 qui ont vu la multiplication d'incidents génériques non anticipés, une augmentation des coûts et un manque de disponibilité des centrales nucléaires EDF. Conçue autour de concepts-clés comme le cadrage et le référentiel, la réévaluation de la sûreté opère une formalisation importante des pratiques et instruments de régulation, notamment autour d'indicateurs. A cette formalisation accrue va s'ajouter le développement d'un cadencement des réévaluations (et des modifications qui s'en suivent), qui semble contradictoire avec l'idéal de progrès continu de la sûreté jusqu'ici en vigueur.

En outre, les sujets sur lesquels portent les réévaluations sont hiérarchisés. Comme dans tout système d'audit (Power, 2005), on ne recherche pas, en effet, l'exhaustivité absolue, on priorise les sujets importants à auditer. Comme l'explique EDF, « *on procède donc par investigations plus ou moins approfondies ou par sondages plus au moins étendus en fonction des risques que des écarts aient pu survenir depuis la construction d'origine et en fonction de l'importance pour la sûreté des écarts potentiels. L'objectif est cependant bien de couvrir l'ensemble des thèmes du référentiel de sûreté* »²³⁴.

Même si l'IRSN et la DSIN participent au cadrage de ces réévaluations, elles sont d'abord pensées par EDF comme une forme d'auto-audit dans un objectif de rationalisation. Mais ce système mis en place par EDF, cohérent avec les règles de l'audit, va permettre ultérieurement l'auditabilité par l'expert et le contrôleur.

Comme nous allons le voir, ce processus qui aboutira à la construction d'une auditabilité des installations nucléaires, va se voir complété par une autre forme de recherche d'auditabilité, cette fois de l'expert et du contrôleur, répondant à une demande sociétale et politique vers plus de transparence et d'indépendance.

²³⁴ EDF (1996). Note : Réexamen de sûreté CPY, Examen de conformité des tranches », 21 octobre 1996.

3. L'expert et le contrôleur au centre de la construction de l'auditabilité du régime envers la société (1998-2011)

La fin des années 1990 marque le point de départ de la réorganisation la plus importante du régime de régulation depuis les années 1970. C'est une combinaison d'évènements qui vont pousser à séparer institutionnellement les organisations en charge de la régulation. D'un point de vue politique et sociétal, le retentissement des crises sanitaires des années 1990 (vache folle, sang contaminé) et l'entrée des Verts au gouvernement Jospin en 1997 vont créer une fenêtre d'opportunité pour mettre à l'agenda une accélération de la prise d'indépendance des organisations en charge de la régulation, déjà envisagée après l'accident de Tchernobyl. En effet, ces crises vont « *remettre en cause la capacité affichée de l'Etat moderne à maîtriser les questions de sécurité et à fournir à ce sujet des garanties suffisantes aux citoyens* » (Borraz, 2008). Une des réponses de l'Etat est alors de mettre en place des dispositifs de gestion, qui ont autant pour objectif de réduire les risques, pour le cas du nucléaire, que de gérer les risques institutionnels. Une des réponses possibles, qui est devenu un « standard » de bonne gouvernance des risques, repose sur la séparation entre l'évaluation « scientifique » des risques et la gestion des risques (au sens de la décision politique, de la police et du contrôle) (Boudia & Demortain, 2014). Certains auteurs parlent alors de procéduralisation de l'expertise et de la décision en réponse aux crises de légitimité des organisations. Dans la lignée des transformations d'autres domaines de régulation en France et en Europe (Henry et al., 2015), notamment à partir des années 1990, l'architecture organisationnelle relative à la régulation de sûreté nucléaire va alors se restructurer autour d'une agence d'expertise et d'une autorité administrative indépendante (AAI), remplaçant par étapes l'IPSN et la DSIN²³⁵. Le modèle des agences, d'abord développé aux États-Unis, sera repris dans de nombreux pays européens : « *Les agences étrangères, en particulier les agences sanitaires américaines comme la Food and Drug Administration (FDA), les Center for Disease Control (CDC) ou l'Environmental Protection Agency fournissent de puissants modèles.* » (Benamouzig & Besançon, 2005)). Ces agences définissent de nouveaux protocoles d'articulation « *entre experts et décideurs et de nouvelles procédures d'organisation et de fonctionnement de l'expertise* » (Benamouzig & Besançon, 2005) Ces nouveaux fonctionnements sont fondés sur « *la transparence, l'indépendance, l'impartialité et la collégialité* » (Delmas, 2011). Comme l'ont montré plusieurs auteurs, « *la procéduralisation est assez largement gouvernée par des enjeux réputationnels. Pour les agences, qui sont au cœur du système depuis les*

²³⁵ Nous faisons le choix d'utiliser le terme d'agence pour l'IRSN et d'autorité administrative Indépendante (AAI) car la littérature reprend également ces terminologies et qu'elles sont aujourd'hui intégrées et définies dans les textes du conseil d'Etat.

réformes des années 1990, le risque principal est de se voir prises sous le feu d'attaques publiques qui remettraient en cause leur fonctionnement et ruineraient leur capital réputationnel » (Henry et al., 2015).

Ce mouvement de procéduralisation visible dans d'autres régimes de régulation (Borraz, 2008) deviendrait un phénomène massif (Henry et al., 2015), conduisant à une standardisation dans la façon de réguler les risques dans différents régimes. Cette standardisation serait notamment marquée par une expertise plus scientifique, la séparation des tâches d'évaluation et de décision, ou encore une bureaucratisation accrue de l'expertise (Benamouzig & Besançon, 2005; Borraz, 2008)

Selon nous, cette standardisation est due à la volonté de rendre auditable le régime de régulation, par la société, par des organismes de normalisation ou encore par les institutions européennes. Nous analyserons ici la construction de cette auditabilité par l'IRSN et l'ASN. Nous montrerons alors comment cette construction d'une auditabilité s'est développée entre 1998 et aujourd'hui, tout en s'appuyant sur le même système d'acteurs, mais en modifiant petit à petit leurs places et leurs rôles respectifs.

Pour ce faire, nous débuterons par l'analyse du processus de création de l'IRSN et de l'ASN et le développement d'une législation sur la sûreté nucléaire. Dans une seconde sous-section, nous montrerons comment la recherche d'auditabilité a eu pour conséquence un processus de standardisation de l'expertise et de la décision à travers la définition de nouveaux protocoles formalisés, d'une forte spécialisation et d'une scientification de l'expertise. Enfin, nous montrerons que la construction de cette auditabilité repose également sur l'utilisation progressive d'instruments plus coercitifs, donnant plus de poids à l'autorité de sûreté.

3.1. La restructuration organisationnelle du régime de régulation

A partir de 1997-1998, l'idée d'opérer des changements importants dans le fonctionnement du régime de régulation va être mise à l'agenda du gouvernement. Pendant une période de huit ans, entre 1998 et 2006, le régime de régulation va subir des modifications importantes au niveau de son organisation institutionnelle. Dans la lignée d'autres domaines de régulation en France et en Europe (Henry et al., 2015), notamment à partir des années 1990, l'organisation de la régulation de sûreté nucléaire française va se restructurer autour d'une Autorité Administrative Indépendante (AAI) remplaçant par étapes la DSIN, tandis que l'expert, l'IPSN, prend son indépendance par rapport au CEA, devenant une agence.

Nous observerons ici le processus qui a mené à la création de l'IRSN, de l'ASN et au vote d'une loi nucléaire, entre 1998 et 2006, dans un contexte de crise de crédibilité de l'expertise et du contrôle, et de renouveau du secteur nucléaire.

3.1.1. Le rapport le Déaut et le projet de loi nucléaire avorté

La fin des années 1990 marque une avancée importante des réflexions, déjà présentes dans l'après Tchernobyl, sur des possibles réorganisations plus profondes de l'organisation institutionnelle du régime de régulation de la sûreté nucléaire. En mars 1998, suite à une réunion gouvernementale, une lettre de mission est envoyée à un député, membre de l'OPECST, mais personnalité extérieure au système d'acteurs du nucléaire, Jean-Yves Le Déaut. Il y est indiqué que « *le gouvernement a réaffirmé l'importance qu'il attache au respect des règles démocratiques et de transparence, ainsi que la nécessité de séparer clairement les fonctions de contrôleur et d'exploitant. A cette fin, il a annoncé qu'il présenterait des dispositions législatives sur ce sujet, reposant notamment sur la création d'une autorité indépendante* »²³⁶. Il est également question de l'articulation entre l'IPSN et le CEA, « *qui doit permettre aux experts de jouer leur rôle d'appui technique des pouvoirs publics sans interférences, tout en préservant la compétence de l'IPSN* »²³⁷. La lettre conclut en confiant une mission de réflexion sur le sujet à Jean-Yves Le Déaut.

Le contenu du rapport Le Déaut : « normaliser » le régime de régulation de la sûreté nucléaire

En 1998, l'OPECST publie un rapport intitulé « Le système français de radioprotection, de contrôle et de sécurité nucléaire : la longue marche vers l'indépendance et la transparence - Rapport au Premier ministre ». Porté par le parlementaire Jean-Yves Le Déaut, le rapport débute avec un constat clair : la crédibilité du nucléaire en matière de sûreté repose sur deux piliers : la transparence et l'indépendance. Il précise que « *les Français n'auront confiance dans le nucléaire que s'ils acquièrent l'intime conviction qu'on leur dit la vérité. La transparence est la condition sine qua non de la confiance. (...) Même si dans la pratique aujourd'hui l'indépendance des contrôleurs et des experts est quasiment acquise, elle ne l'est pas suffisamment dans les textes, et des voix diverses se font entendre pour demander que le contrôle de la sûreté et de la radioprotection gagne en indépendance et en transparence afin de retrouver une crédibilité quelque peu écornée* »²³⁸. En ce sens, la situation

²³⁶ Lettre de mission du Premier Ministre, Lionel Jospin, au député monsieur Le Déaut, 6 mars 1998

²³⁷ Ibid

²³⁸ Le Déaut J.-Y. (1998). Le système français de radioprotection, de contrôle et de sécurité nucléaire : la longue marche vers l'indépendance et la transparence.

de l'IPSN au sein du CEA est évoquée comme problématique : « *La suspicion sur l'IPSN et ses personnels entretient l'idée légitime d'un expert très proche de l'exploitant CEA. Cet expert n'est donc pas totalement indépendant de tous les exploitants et se trouve même en situation de confusion « contrôleur - contrôlé » lorsqu'il s'agit d'évaluer la sûreté des INB du CEA. De nombreux acteurs étrangers de la sûreté et de la radioprotection ont montré du doigt cette « exception française » peu justifiable, même si personne ne doute de l'intégrité de l'expertise. Des critiques sévères ne manqueraient pas d'être adressées au gouvernement si un incident grave survenait à l'intérieur du CEA* »²³⁹. Pour pallier ce phénomène, le rapport préconise « *une agence française de radioprotection et de sûreté nucléaire, qui reprendrait les personnels et les compétences de l'OPRI*²⁴⁰ (Office de protection contre les rayonnements ionisants) et de l'ensemble de l'IPSN. Cette Agence serait un établissement public »²⁴¹.

De même, du côté du contrôleur, il est préconisé la création d' « *une autorité indépendante de radioprotection et de sûreté nucléaire, sous la forme d'une autorité administrative indépendante, chargée des arrêtés et décisions, pendant que la loi et le décret conserveraient les grandes options au niveau politique* »²⁴². Cette autorité administrative indépendante (AAI) ne serait pas sous tutelle du gouvernement mais la nomination de son président serait effectuée par le Président de la République.

Le rapport propose aussi la création d'une loi sur la transparence et la sécurité nucléaire en précisant : « *La Constitution ne prévoit pas que le nucléaire ou l'environnement soient du domaine législatif. Notre droit nucléaire s'est bâti autour d'un fragile article d'une loi de 1961 sur la pollution de l'air, à l'instar de ce qui s'est produit chez nombre de nos voisins. Mais nos voisins ont depuis mis à niveau leur législation. Nous ne l'avons pas fait. Il est aujourd'hui souhaitable de donner au droit nucléaire ses lettres de noblesse* »²⁴³. Il est notamment expliqué que le droit nucléaire est très en

²³⁹ Ibid.

²⁴⁰ Nous n'avons pas parlé de l'OPRI précédemment car la sûreté nucléaire et la radioprotection ont été très tôt séparées d'un point de vue institutionnel. Les années 2000 marquent donc un regroupement de ces deux disciplines au sein des organisations en charge de la régulation (elles resteront néanmoins séparées en interne des organisations).

²⁴¹ Le Déaut J.-Y. (1998). Le système français de radioprotection, de contrôle et de sécurité nucléaire : la longue marche vers l'indépendance et la transparence.

²⁴² Ibid.

²⁴³ Ibid.

retard sur le droit relatif aux installations classées, en termes de possibilité de sanctions, d'enquête publique, ou encore de contre-expertise.

Enfin, le rapport dresse un constat implacable sur le fonctionnement de la radioprotection, « *parent pauvre de notre organisation* »²⁴⁴. Le rapprochement entre sûreté nucléaire et radioprotection est alors perçu comme un processus essentiel, tant au sein de la future AAI, qu'au niveau de la loi qui reste à écrire.

Globalement, l'idée du rapport est de rendre les « activités nucléaires socialement acceptables »²⁴⁵. Quelques mois plus tard, le choix du premier ministre est fait : il confie à la DSIN la charge d'élaborer un projet de loi reprenant les préconisations du rapport et de créer une autorité de sûreté indépendante sous la forme d'une AAI.

Les tensions entre ministères autour du rapport

Le 29 juillet 1998, une réunion interministérielle se déroule pour examiner les préconisations du rapport Le Déaut. Si le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie se montre « *favorable à la constitution d'une autorité administrative indépendante* »²⁴⁶, la ministre de l'Aménagement du territoire et de l'environnement estime que la création d'une AAI est « *contraire aux principes constitutionnels en matière de répartition des pouvoirs entre le législatif et l'exécutif* »²⁴⁷ et « *ne répond pas à la question posée par la nécessaire démocratisation du contrôle* »²⁴⁸. De plus, elle estime que « *le principe d'une loi fondatrice nucléaire excède largement la portée que le Gouvernement entend donner à la mission parlementaire* »²⁴⁹. Pour Philippe Saint Raymond (Saint Raymond, 2012), Dominique Voynet, ministre de l'environnement « *opposée au nucléaire, pensait pouvoir enrayer son développement plus efficacement par des décisions gouvernementales que par le biais d'un contrôle exercé par une autorité indépendante* ». L'année 1999 sera consacrée à la préparation d'un projet de loi qui reprendra finalement la plupart des préconisations du rapport de l'OPECST. Au printemps 2000, ce projet de loi est présenté au conseil d'Etat qui y voit un

²⁴⁴ Ibid.

²⁴⁵ Ibid.

²⁴⁶ Compte-rendu de la réunion interministérielle : « Examen du rapport de M. Le Déaut sur le système français de radioprotection, de contrôle et de sécurité nucléaire », Paris, le 29 juillet 1998.

²⁴⁷ Ibid.

²⁴⁸ Ibid.

²⁴⁹ Ibid.

amoindrissement « *de façon floue et injustifiée des responsabilités du pouvoir exécutif* » (Saint Raymond, 2012). Dominique Voynet décide alors d'abandonner une présentation du projet de loi en l'état à l'Assemblée et opte pour une version plus réduite dans laquelle ne figure pas la création d'une AAI, principal point bloquant du projet. Le projet de loi ne sera pas discuté à l'Assemblée avant 2002 et l'arrivée d'un nouveau gouvernement. Néanmoins, la création d'un IPSN rassemblant la sûreté nucléaire et la radioprotection détachée du CEA, et d'une autorité de contrôle intégrant la radioprotection, reste d'actualité et va être sujet à de nombreux débats.

3.1.2. La restructuration partielle de l'expertise et de la décision (IPSN, DGSNR)

Depuis 1996 et le départ de Philippe Vesseron, directeur de l'IPSN, l'institut n'a plus personne à sa tête. Le premier ministre Alain Juppé souhaite alors nommer Dominique Maillard, ingénieur général des Mines, ancien cadre du ministre de l'Industrie. Corinne Lepage, alors ministre de l'environnement, n'est pas favorable à ce choix, tout comme les cadres de l'IPSN qui voient dans ce choix un frein à la crédibilité de l'Institut vis-à-vis du public. Dans un courrier adressé à leurs deux ministères de tutelle (Industrie et Environnement), 80 cadres de l'IPSN font part de leurs inquiétudes, jugeant que « *le dirigeant de l'IPSN doit avoir une assise internationale. Des pressions des industriels existent. Mais, jusqu'alors, le dialogue technique est acceptable. Nous souhaitons que cela continue. Nommer un expert serait, en cela, une garantie* »²⁵⁰. Finalement, Michel Livolant, ancien adjoint de Philippe Vesseron à la direction de l'IPSN, sera nommé directeur en mars 1997. Soutenue par Corinne Lepage, puis préconisée par le rapport Le Déaut, la séparation institutionnelle du CEA et de l'IPSN va être rapidement envisagée. Mais cette séparation n'est pas une idée bien vécue par certains salariés de l'IPSN et notamment par les syndicats comme la CGT, opposés depuis toujours à ce processus.

Une des problématiques est notamment celle du transfert de personnel entre les organisations et du statut du nouvel IPSN. En souhaitant regrouper sûreté nucléaire et radioprotection, les experts de l'OPRI (Office de protection contre les rayonnements ionisants) devaient alors se répartir entre le nouvel IPSN et la DSIN. Finalement, le choix est fait de transférer ces agents de manière équitable entre les deux organisations, et de créer en 2001 l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) sous la forme d'un EPIC au moment où plusieurs agences de sécurité sanitaire sont également en création : « *La première réflexion a amené les pouvoirs publics à créer plusieurs agences de sécurité sanitaire chargées de missions d'expertise et d'information sur les risques. C'est ainsi qu'ont*

²⁵⁰ France Soir, « Des étincelles dans le monde de l'atome », 26 février 1997.

été créées des agences pour renforcer la veille sanitaire et le contrôle de la sécurité sanitaire des produits destinés à l'homme : l'AFSSA, pour les aliments ; l'InVs, pour la veille sanitaire de la population ; l'AFSSAPS pour les produits de santé ; la dernière en date est l'Agence Française de Sécurité Sanitaire Environnementale (AFSSE), mise en place par la loi du 9 mai 2001 ; c'est ce même texte qui prévoit dans son article 5 la création de l'IRSN par la fusion d'une partie de l'OPRI et de l'IPSN »²⁵¹

Cet Institut sera placé sous la tutelle conjointe de cinq ministres (Défense, Industrie, Environnement, Recherche et Santé). Dans le même temps, la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR) remplace la DSIN, avec l'ajout du domaine de la radioprotection, sans rupture majeure, en gardant le même directeur, André-Claude Lacoste.

Si la création de l'IRSN constitue un changement important pour le régime de régulation, la création d'une autorité de sûreté indépendante et la loi nucléaire semblent abandonnées en 2005. Le sujet va être remis à l'agenda au début de l'année 2006, au moment où le président Jacques Chirac décide de relancer l'industrie nucléaire française.

3.1.3. Le « renouveau du nucléaire », moteur de la création de l'autorité de sûreté et d'une loi nucléaire

Un contexte de retour en force du nucléaire au niveau politique

Le 5 janvier 2006, le président Jacques Chirac, dans son allocution des vœux de la nouvelle année, explique que le moment est venu de relancer l'industrie nucléaire. Pour cela, il rappelle que le site de Flamanville a été choisi pour accueillir l'EPR français et que Cadarache est le choix définitif pour implanter un projet de réacteur « du futur » appelé ITER. Il présente alors le nucléaire comme une technologie majeure pour l'après pétrole. Dans la même allocution, le président précise : « *pour faire progresser encore la confiance, j'ai demandé au gouvernement de créer par la loi sur la transparence nucléaire, dès cette année, une autorité indépendante chargée du contrôle de la sécurité nucléaire, de la radioprotection et de l'information* »²⁵². Le projet d'une loi nucléaire et la création d'une autorité de sûreté indépendante, abandonnés en 2002, revoient donc le jour. Dans un laps de temps très

²⁵¹ IRSN (2002). Dossier de presse, « La création de l'IRSN », mars 2002

²⁵² Allocution du Président Jacques Chirac « Vœux aux forces vives de la nation » du 5 janvier 2006.

réduit, un nouveau projet de loi, reprenant en grande partie celui de 2002²⁵³, est validé par le gouvernement, envoyé au conseil d'Etat, puis présenté et voté par le Parlement en juin 2006. La loi est promulguée le 13 juin 2006.

La fin de l'exceptionnalisme juridique et réglementaire du nucléaire ?

Dans le texte, la loi TSN (Transparence et Sécurité Nucléaire) procède avant tout à une réorganisation institutionnelle et juridique de la sûreté nucléaire sans fondamentalement changer les relations entre les différentes organisations. En effet, l'Etat délègue une partie de son pouvoir réglementaire et de contrôle à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui peut alors prononcer officiellement des décisions et des sanctions financières à l'égard des exploitants, comme c'est déjà le cas pour les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)²⁵⁴. Nous rappelons qu'un système interne de sanctions et de mises en demeure avait été mis en place au début des années 2000 par l'autorité de sûreté, mais sans véritable fondement juridique ou réglementaire. La loi TSN est également rattachée au code de l'Environnement, ce qui, de fait, vient casser une forme d'exceptionnalisme juridique du secteur. Pour les juristes du CEA, la loi TSN marque alors « *la perte de la spécificité du droit nucléaire* »²⁵⁵, ce qui a d'abord été vu d'un mauvais œil par les exploitants. L'entrée des activités nucléaires « *dans le droit commun* »²⁵⁶ est également liée, pour certains députés, à l'ouverture du capital des entreprises du secteur, EDF et AREVA. Comme l'explique un député, le système de décision de l'autorité de sûreté « *réside aujourd'hui dans la confiance et les liens historiques entre l'administration et les exploitants. Mais, on ne peut pas exclure que, du fait*

²⁵³ Le texte finalement soumis au Sénat a encore été modifié par une lettre rectificative du Premier Ministre, déposée au Sénat le 22 février 2006. La création d'une AAI, qui n'existait plus dans le texte de 2002, a alors été ajoutée au nouveau projet de loi.

²⁵⁴ « *Ces pouvoirs vont de l'avis (par exemple sur un projet de décret ou d'arrêté ministériel relatif à la sûreté nucléaire) ou de la recommandation (par exemple, dans le cas d'une situation d'urgence, l'ASN va émettre des recommandations sur les mesures à prendre sur le plan médical ou sanitaire ou au titre de la sécurité civile) au pouvoir de sanction, en passant par l'édiction de mesures réglementaires à caractère technique (pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection), le pouvoir d'autorisation (mise en service d'une INB), d'investigation (recherche et constatation d'infraction par les inspecteurs de la sûreté nucléaire), d'injonction (mise en demeure de l'exploitant en cas de non-respect des dispositions réglementaires concernant son installation), de sanction (en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation).* » ASN, Revue Contrôle n°178, 2008.

²⁵⁵ Léger, M., ; Grammatico, L (2006). « La loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire : quelles évolutions pour le droit nucléaire français ? », OECD.

²⁵⁶ Venot, A. (2006). Rapport n°2976 de M. Alain Venot, Député, fait au nom de la Commission des affaires économiques, déposé le 20 mars 2006.

notamment des processus d'ouvertures de capital d'EDF ou d'Areva, les actionnaires de ces entreprises exigent que soit prouvée la légalité de telles décisions »²⁵⁷.

Après la publication de la loi TSN, une dizaine de décrets d'application vont être publiés. On peut notamment mentionner le décret dit « Procédure INB »²⁵⁸ publié en 2007 qui abroge l'arrêté INB de 1963²⁵⁹, clarifie le fonctionnement des autorisations liées aux INB, et présente le dispositif réglementaire de l'ASN.

La création de l'IRSN et de l'ASN apparaît comme un changement important pour l'organisation institutionnelle du régime, même si ce processus est en continuité avec des réflexions menées depuis la fin des années 1990. Ces changements organisationnels sont marqués par la séparation institutionnelle de l'ASN vis-à-vis de des ministères et une autonomisation de l'IPSN par rapport au CEA avec la création de l'IRSN. Mais ce processus ne crée pas de ruptures majeures avec les fonctions des précédentes organisations d'expertise et de contrôle qui gardent intact leur domaine de recherche, d'expertise ou de contrôle concernant la sûreté nucléaire, en y intégrant la radioprotection. En effet, l'IRSN garde en grande partie les missions dévolues à l'IPSN, en intégrant, en plus, celles de l'OPRI, l'ASN possède finalement les mêmes fonctions que ses prédécesseurs (SCSIN, DSIN et DGSNR), même si son pouvoir de sanction est institutionnalisé. La nouvelle architecture organisationnelle du régime de régulation s'est donc reconstruite sur des bases préexistantes.

Dans la pratique, à partir du milieu des années 2000, un mouvement de standardisation de l'expertise et de la décision va voir le jour, dont l'objectif, pour l'IRSN et l'ASN, est de garantir leur légitimité.

3.2. Le processus de standardisation de l'expertise et de la décision

Au-delà des changements organisationnels que nous avons analysés, l'expert et la décision vont être au centre d'un processus de standardisation. Comme nous allons le voir, cette standardisation va être marquée par la définition de nouveaux protocoles d'expertise et de décision qui n'existaient pas

²⁵⁷ Ibid.

²⁵⁸ Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives.

²⁵⁹ Décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires.

auparavant, par une scientification et de spécialisation de l'expertise. Nous montrerons comment cette standardisation construit l'auditabilité du régime envers la société.

3.2.1. La définition de nouveaux protocoles formalisés de régulation des risques

Renforcer la légitimité de la décision de l'ASN : le rôle du collège de l'ASN

Dans un premier temps, il convient de revenir sur le processus de la décision à l'ASN. Jusqu'en 2006, la prise de décision à la DGSNR était préparée par les agents de cette administration, elle remontait ensuite à la direction de la DGSNR, ou aux ministres, voire au Premier Ministre, en cas de décrets d'autorisation. Avec la loi TSN, le Président de la République nomme pour six ans un collège de cinq membres dont le président de l'ASN, sur le modèle de la NRC américaine. Trois des cinq membres sont nommés par le président de la République et les deux autres par le président de chaque assemblée parlementaire. Le collège définit la stratégie et la doctrine de l'ASN pour le contrôle de la sûreté nucléaire et la radioprotection. Il prend les décisions les plus importantes et doit prendre publiquement position sur les sujets majeurs qui relèvent de la compétence de l'ASN. Il rend également compte au Parlement de son activité. Avec la création du collège, l'objectif recherché est de garantir l'indépendance de jugement : « *La collégialité, conjuguée avec la diversité des pouvoirs susceptibles de nommer les membres des AAI, est une garantie d'indépendance dans le sens où elle implique un certain pluralisme des idées en intégrant un maximum de courants de pensée* » (Delzangles, 2013). Ce mode de fonctionnement nouveau crée de fait un espace de négociation supplémentaire et relativement opaque, puisque ces discussions ne sont pas rendues publiques. Le passage devant le collège de l'ASN constitue une validation officielle des décisions importantes de l'ASN comme l'explique un de ses responsables : « *Le collège peut être amené à trancher, ou à convoquer telle ou telle partie prenante (...). À la fin, quand il y a des positions divergentes, c'est quand même le collège et l'ASN dans leur globalité qui tranchent* »²⁶⁰.

Comme nous le verrons au chapitre 5, le passage devant le collège de l'ASN constitue l'aboutissement d'un processus de plus en plus formaté, qui comprend des étapes codifiées, et qui se termine au collège, notamment lors de la conception d'instruments de régulation.

²⁶⁰ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 23/11/2015

La progressive publicisation et l'ouverture de l'expertise et de la décision

A partir du début des années 2000, mais surtout après la publication de la loi TSN, l'expert public et le contrôleur vont petit à petit rendre publiques un certain nombre de pratiques du régime de régulation. C'est d'abord en publiant ses mises en demeure et ses décisions, procédures non inscrites dans la législation avant 2006, que l'ASN va rendre publique une partie du fonctionnement du régime de régulation. La première mise en demeure de l'ASN est rendue publique en juin 2000²⁶¹ et concerne la centrale nucléaire du Blayais, suite à l'inondation de décembre 1999. Cette publicisation est notamment favorisée par l'ouverture du site internet de l'ASN en mai 2000. A partir de 2002, l'ASN diffusera systématiquement les résultats de toutes ses inspections, en mettant en ligne les lettres adressées aux exploitants à l'issue de chaque inspection. De même, l'ASN publie un avis d'information à l'occasion de chaque autorisation de redémarrage délivrée par l'ASN à EDF après un arrêt pour maintenance d'un réacteur.

Depuis octobre 2008, l'ASN publie également les avis et recommandations des Groupes Permanents d'experts, que la loi TSN avait placés sous sa responsabilité. Du côté de l'IRSN, les avis formulés suite aux demandes de l'ASN sont rendus publics à partir de 2009. A partir de 2008, des dispositifs de participation sont expérimentés par l'ASN avec une mise en consultation de projets d'avis, de décisions ou de projets de réglementation (voir chapitre 5).

Dans la poursuite des travaux de l'après Tchernobyl, la fin des années 1990 et les années 2000 vont également être marqués par des tentatives d'harmonisation de la sûreté nucléaire au niveau européen.

L'eupéanisation de la régulation : l'exemple de la WENRA et de l'ENSREG

En 1999, André-Claude Lacoste propose la création de la WENRA (Western European Nuclear Regulators Association) qui regroupe des agences ou organismes de régulation de la sûreté nucléaire dans les pays d'Europe de l'Ouest. Comme le rappelle André-Claude Lacoste, qui sera son premier président, l'idée de la création de la WENRA est la suivante : « *Lorsque l'Union européenne a commencé à examiner les demandes de certains pays d'Europe centrale et orientale à rejoindre l'Union européenne, elle a estimé que la sûreté nucléaire dans ces pays serait un des critères d'adhésion (...). Néanmoins, tenir compte de la sûreté nucléaire en tant que critère d'adhésion pose un problème particulier puisque la sûreté nucléaire n'est pas une compétence communautaire (...).* »

²⁶¹DSIN (2000). « Mise en demeure : Respect des engagements relatifs à la protection contre les inondations », 7 juin 2000

Ceci a amené les responsables des Autorités de sûreté des pays de l'Union à prendre conscience qu'il était de leur responsabilité de formuler une opinion technique sur la sûreté nucléaire dans les pays candidats, tandis qu'il appartient aux responsables politiques d'en tirer les conséquences »²⁶².

Dix pays sont membres de la WENRA en 1999, puis 17 en 2003²⁶³. C'est l'ASN et l'IRSN qui représentent la France à la WENRA. Au départ, le travail de la WENRA s'est concentré sur l'adhésion de certains pays de l'Est à l'Union Européenne et sur la sûreté nucléaire de leurs installations, avec en arrière-plan l'accident de Tchernobyl. Un rapport de la WENRA publié en 2000²⁶⁴ concernant la sûreté de sept pays candidats à l'UE contribuera notamment à la prise de position du conseil de l'UE sur la possible adhésion de ces pays. Dans un second temps, la WENRA met en place des groupes de travail²⁶⁵ dans le but d'harmoniser les niveaux de sûreté des différents pays membres. Les domaines à harmoniser sont ciblés en 2003 : il s'agit du management de la sûreté, du design des réacteurs, du management des accidents et des évaluations des risques (EPS et réévaluation de sûreté)²⁶⁶. Cette volonté de standardisation de la sûreté au niveau européen va se traduire par la publication de « Safety Reference Levels » dont le concept est de fixer des objectifs, déterministes ou probabilistes, sur différents domaines de la sûreté nucléaire, que les différents états se doivent de respecter.

Dans la même idée, l'ENSREG (Groupement européen des autorités de sûreté nucléaire) est créé par la commission européenne en 2007, à la suite de la mise en place de groupe de travail sur l'harmonisation de la sûreté nucléaire au niveau européen, dont l'ASN a été l'un des participants actifs. L'ENSREG regroupe les responsables des autorités de sûreté nucléaire de l'Union européenne (27 États membres) ainsi que la Commission européenne. L'ENSREG participe à la publication d'une

²⁶² Lacoste, A-C (2002). « WENRA : l'association des responsables des autorités de sûreté nucléaire d'Europe de l'Ouest », Revue des ingénieurs, nov-déc 2002.

²⁶³ Les membres fondateurs sont les responsables des Autorités de sûreté nucléaire d'Allemagne, de Belgique, d'Espagne, de Finlande, de France, d'Italie, des Pays-Bas, du Royaume-Uni, de Suède et de Suisse. En mars 2003, les membres de WENRA ont décidé d'intégrer dans l'association les responsables des Autorités de sûreté des sept pays « nucléaires » alors candidats à l'adhésion à l'Union européenne : Bulgarie, Hongrie, Lituanie, Roumanie, Slovaquie, Slovénie et République tchèque.

²⁶⁴ WENRA (2000), "Report on Nuclear Safety in the Candidate Countries to the EU".

²⁶⁵ Ces groupes de travail sont le « Reactor Harmonization Working Group »(RHWG) et le "Working group on waste and decommissioning (WGWD)

²⁶⁶ WENRA (2003), "Pilot Study on Harmonisation of Reactor Safety in WENRA Countries".

Directive sur la sûreté nucléaire en 2009²⁶⁷, première directive européenne sur la sûreté nucléaire depuis la création d'Euratom en 1957.

Comme nous le verrons plus tard (chapitre 5), cette standardisation de la sûreté au niveau européen aura des répercussions sur la conception d'instruments de régulation nationaux.

3.2.2. La spécialisation et la scientificisation de l'IRSN : gérer le risque réputationnel

Le processus de spécialisation de l'expertise

Dès 1990 et une première réforme en vue d'une prise d'indépendance financière de l'IPSN vis-à-vis du CEA, l'institut avait commencé à développer sa propre stratégie scientifique, en créant un comité scientifique, dont la première réunion se déroule en décembre 1990. La création de ce comité scientifique, composé de membres extérieurs à l'organisme, marque un premier pas vers une prise d'indépendance scientifique et technique de l'IPSN par rapport aux industriels. Ce mouvement est prolongé par la publication d'un code de déontologie, en 1996, qui réaffirme l'indépendance de la recherche de l'IPSN vis-à-vis des exploitants et le nécessaire renforcement du caractère scientifique de la recherche (transparence des méthodes et résultats, respect de l'éthique scientifique générale, ...) ²⁶⁸.

Ce processus, débuté dans les années 1990, va se renforcer dans les années 2000 et conduire à une spécialisation accrue, attestée par divers acteurs du nucléaire. Il a été amplifié avec la création de l'ASN en 2006, ce qui a introduit une répartition beaucoup plus claire des rôles entre chaque organisation, conforme au principe de séparation entre expertise et décision (Boudia & Demortain, 2014). La décision est la fonction de l'ASN, qui dispose dès lors de moyens plus adaptés pour remplir cette fonction (moyens de sanctions, publicisation, ...). L'expertise et la recherche sont les attributions de l'IRSN, qui va mettre à profit le développement des connaissances pour approfondir certaines études et recherches dont la plupart des bases de travail sont déjà posées depuis plusieurs années ou décennies. Comme l'explique en effet un responsable de l'IRSN : « *Aujourd'hui, on ne découvre plus de grande anomalie concernant la sûreté nucléaire. (...)* » ²⁶⁹. Pour assurer une expertise crédible et indépendante, l'IRSN va en outre progressivement mettre en place des

²⁶⁷ Directive 2009/71/ Euratom du conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires.

²⁶⁸ IPSN (1996). Charte de déontologie de l'IPSN.

²⁶⁹ Entretien avec un membre du GP, ancien de l'IRSN et de l'autorité de sûreté, 16/06/2014

dispositifs visant à un rapprochement avec un mode de fonctionnement scientifique pour « *délimiter clairement ce qui relève de la science* (Borraz, 2008) » dans l'optique de rendre difficilement contestable l'expertise. Dans les faits, cette scientification va conduire à la création d'une organisation spécifique en interne pour développer la stratégie scientifique de l'institut : un conseil scientifique est créé en 2002²⁷⁰, remplaçant le comité scientifique existant ; des évaluations sont mises en place sur les capacités d'expertise et de recherche de l'institut. Évaluation interne d'abord, avec la mise en place d'un programme interne d'évaluation scientifique et technique ; évaluation externe ensuite, par l'organisme public qui assure l'évaluation scientifique des laboratoires de recherche publics (Agence d'Évaluation de la Recherche et de l'Enseignement supérieur (AERES), puis Haut Conseil de l'évaluation de la recherche et de l'enseignement supérieur (HCERES)²⁷¹). Cette « scientification » de l'expertise, qui doit alors passer par le développement d'une recherche visant les canons de l'excellence académique, n'est pas du tout une spécificité de l'IRSN. On trouve ce type de fonctionnement dans bon nombre d'agences développées dans les années 1990 et 2000 dont la création a été favorisée par le développement de crises de confiance et de légitimité vis-à-vis du public (Borraz, 2008). De fait, cela participe au développement d'un régime de régulation plus standardisé et moins spécifique que par le passé.

Dans les faits, cette scientification et cette spécialisation de l'expertise vont avoir des effets directs sur la nature de l'expertise produite à l'IRSN. Cela conduit à traiter un nombre beaucoup plus important de sujets, en abandonnant les approches plus transversales et avec de plus en plus de détails techniques, comme le fait remarquer un membre du groupe permanent et ancien cadre d'EDF : « *Avant, les analystes, c'étaient des généralistes. Ce n'est plus le cas et ça se voit dans les rapports. Ceci étant, les rapports sont très bien faits, puisqu'on retrouve tout. Mais pour moi, ce ne sont pas des rapports pour des groupes permanents* ». ²⁷² Au-delà des effets résultant d'une hyperspécialisation de l'expertise, on observe aussi d'autres symptômes dénotant le souhait de l'IRSN d'adopter un fonctionnement proche de la recherche académique. En fait partie, par exemple, le développement de nombreux partenariats autour de programmes de recherche à l'international, ce qui permet à l'IRSN d'obtenir une visibilité et une crédibilité de ses recherches, comme l'explique

²⁷⁰ Aujourd'hui, en 2018, le conseil scientifique comprend des responsables d'organisme comme le Bureau de Recherche Géologique et Minières (BRGM) ou de l'Institut national de recherche et de sécurité pour la prévention des accidents du travail et des maladies professionnelles (INRS), d'autres instances de régulation (Canadienne et Belge), des chercheurs (Polytechnique, CNRS, Paris Descartes)...

²⁷¹ Une première évaluation de l'institut est réalisée en 2009-2010.

²⁷² Entretien avec un ancien membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016

un ancien responsable de l'IRSN : « À l'international, ce qui existe, c'est l'ASN. Bon, et une façon pour l'IRSN d'exister à l'international, c'est la R&D et les grands programmes de R&D »²⁷³. C'est ainsi un déplacement de l'identité de l'IRSN qui s'observe, vers un modèle où la recherche semble peu à peu supplanter l'expertise.

Le processus de bureaucratisation de l'expertise

En réponse aux crises et dans le souci de se prémunir contre toute accusation de défaillances, les agences ont développé des formes de bureaucratisation assez poussée (Benamouzig & Besançon, 2005). Comme dans d'autres domaines, cette bureaucratisation est visible dans un formalisme accru, qui « se traduit en pratique par l'importance remarquable attribuée à l'écrit, à travers lequel se donne à voir une grande part du travail d'expertise » (Delmas, 2011). En effet, la production de plus en plus importante et de plus en plus publicisée d'avis et de recommandations de l'IRSN, et de décisions de l'ASN, est formalisée pour rendre compte du travail de l'expert et du contrôleur à la société. La formalisation va notamment se retrouver dans « la construction des documents et la formulation de textes, rédigés dans le respect d'une rhétorique technique, à la fois administrative et scientifique, valorisant la neutralité et le caractère impersonnel des arguments » (Delmas, 2011). Cette bureaucratisation se retrouve également chez l'exploitant, l'ensemble des acteurs ayant tendance à fonctionner par mimétisme pour pouvoir dialoguer, comme l'explique un ancien responsable de l'ASN : « Tout le monde s'est bureaucratisé, hein, aussi bien EDF que l'ASN, que l'IRSN. (...) Ça se traduit par beaucoup plus de papiers »²⁷⁴.

Cette bureaucratisation de l'expertise est favorisée par le développement d'un management par la qualité, mis en place à partir de 2003 à l'IRSN et qui a instauré un système de traçabilité (suivis, relectures, archivages, ...) des productions de la recherche et de l'expertise. De fait, on assiste depuis les années 2000 à la mise en place d'indicateurs pour mesurer la satisfaction des « clients » de l'institut, pour suivre le bon fonctionnement et les résultats de différents services ou processus²⁷⁵. Des audits internes et externes de ce management par la qualité, certifiés par l'Afnor²⁷⁶, sont régulièrement réalisés. C'est la volonté de rendre des comptes, à la société, aux ministères de tutelle ou encore aux organismes de normalisation, qui poussent l'expertise à cette bureaucratisation

²⁷³ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 07/11/2016

²⁷⁴ Entretien avec un membre du GP, ancien responsable de l'autorité de sûreté, 28/05/2016.

²⁷⁵ IRSN, Manuel de management par la qualité de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire », 2016.

²⁷⁶ L'IRSN possède une certification Afnor ISO 9001 « Management de la qualité » et subit donc régulièrement des audits « qualité ».

accrue. La gestion des risques liés à l'activité nucléaire par les organismes de régulation de la sûreté se double donc d'une gestion des risques institutionnels ou réputationnels qui pourraient compromettre leur légitimité dans les règles, méthodes, et décisions qu'ils conçoivent et mettent en œuvre (Gaskell et al., 2006; Power, 2004).

La scientification, la spécialisation et la bureaucratisation de l'expertise apparaissent comme des éléments du mouvement de standardisation du régime de régulation.

3.3. Les nouveaux instruments de régulation : l'intégration progressive de la coercition

A partir des années 2000, André-Claude Lacoste propose la mise en place d'un système formalisé de décisions et de mises en demeure de l'ASN vis-à-vis de l'exploitant qu'il présente ainsi : « *Afin de clarifier les échanges entre nos services, de les rendre plus rigoureux et d'améliorer la lisibilité de l'action de l'Autorité de sûreté vis-à-vis du public, j'ai souhaité que soient identifiées par un formalisme particulier : d'une part, les positions auxquelles l'Autorité de sûreté attache une importance particulière, et qui ont vocation à être rendues publiques. Ces positions prendront désormais la forme de « décisions de l'Autorité de sûreté » ; d'autre part, les injonctions que je pourrais être amené à vous adresser au cas où vous dérogeriez à vos obligations en matière de sûreté nucléaire. Elles seront distinguées sous le vocable de « mise en demeure »* »²⁷⁷. Ce système formalisé en 2000 sera utilisé jusqu'en 2006 sans existence réglementaire ou législative. Il sera ensuite repris dans la loi TSN de 2006. En 2005, l'ASN envisage un nouveau fonctionnement de la réglementation, autour de deux catégories de textes : « *les arrêtés ministériels ou interministériels ayant une portée juridique contraignante et la catégorie des textes para-réglementaires qu'il est proposé de dénommer « guides »* »²⁷⁸. Cette refonte réglementaire « *ne vise pas à remettre en cause l'ensemble des textes existants mais s'inscrit dans une évolution partant des textes existants* »²⁷⁹. En 2006, l'ASN est auditée par une mission de l'AIEA : « *A la demande des autorités françaises, une équipe d'auditeurs internationale composée de vingt-quatre experts a rencontré, en novembre 2006, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), l'autorité française chargée du contrôle de la sûreté nucléaire et de la*

²⁷⁷ DSIN (2000). Courrier DSIN aux exploitants « Mise en place d'un système formalisé de « décisions de l'Autorité de sûreté » et de « mises en demeure », 24 août 2000.

²⁷⁸ DGSNR (2005). « Compte-rendu de la réunion du 5 octobre 2005 sur la réglementation technique générale en matière de sûreté nucléaire des installations nucléaires de base » 24 octobre 2005.

²⁷⁹ Ibid.

radioprotection afin de mener la première mission d'audit IRRS²⁸⁰ couvrant l'ensemble des champs d'activité de l'ASN »²⁸¹. A la suite de cet audit, l'AIEA préconise notamment à l'ASN « la formalisation des procédures existantes, des principes et des guides ou, pour certains domaines (...), leur développement ».

Dans les années qui suivent la création de la nouvelle ASN et l'audit de l'AIEA, l'ASN décide de lancer « un important travail de refonte de la réglementation technique générale applicable aux INB visant à mettre à jour une réglementation ancienne datant des années 1960 »²⁸². Pour l'ASN, l'objectif de cette refonte est alors de contribuer à « l'harmonisation européenne des exigences de sûreté en permettant l'intégration dans le droit français des « niveaux de référence » WENRA, association des Autorités de sûreté européennes, dans la rédaction desquels l'ASN s'est largement investie. Par ailleurs, elle permet de mettre à jour et de renforcer des exigences parfois anciennes, d'intégrer le retour d'expérience et l'évolution de l'état de l'art. Elle donne également une assise à des exigences autrefois prescrites par des décisions individuelles, c'est-à-dire au cas par cas, en renforçant ainsi la transparence et l'homogénéité des pratiques »²⁸³.

Entre 2006 et 2011, une dizaine de guides et « décisions » est mise en chantier par l'ASN sur des thématiques diverses, allant de la sûreté (guide sur l'évaluation de la conformité des équipements sous pression nucléaire), à la radioprotection (guide sur la gestion des sites pollués) ou encore l'information du public (guide sur le rapport annuel d'information du public). Certains de ces instruments semblent également devenir plus juridiques, comme les décisions de l'ASN, en reprenant une formulation sous forme d'articles et affichant clairement la loi TSN à laquelle ils se rattachent. Nous analyserons au chapitre 5 la conception collective d'un de ces instruments, le guide concernant l'inondation, entre 2005 et 2013, et examinerons notamment comment ce processus de conception intègre les évolutions que nous venons d'esquisser.

Enfin, nous pouvons également mentionner l'arrêté INB publié en 2012²⁸⁴ qui vient remplacer des arrêtés existants, et notamment l'arrêté qualité de 1984. Ce nouvel arrêté « formalise des pratiques et exigences (déjà largement présentes dans des prescriptions individuelles de l'ASN ou dans des

²⁸⁰ IRSS signifie « Integrated Regulatory Review Service ». Ce sont des évaluations de l'AIEA qui concernent le fonctionnement de la régulation de la sûreté nucléaire des autorités de sûreté.

²⁸¹ Synthèse de l'Audit AIEA IRSS de l'ASN du 6 au 17 novembre 2006, 2006.

²⁸² ASN (2014). Revue contrôle n°197, Mars 2014.

²⁸³ Ibid.

²⁸⁴ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

*guides existants) issues du retour d'expérience de plusieurs dizaines d'années du contrôle des INB »*²⁸⁵ tout en intégrant les niveaux de référence de WENRA. Il fait notamment entrer dans la réglementation trois idées fortes que nous analyserons dans le chapitre 5 : la « proportionnalité aux enjeux », les « meilleures techniques disponibles » et les « conditions économiquement acceptables ».

De fait, au tournant des années 2000-2010, on observe une prolifération d'instruments qui se retrouvent peu à peu hiérarchisés dans une pyramide en fonction de leur force réglementaire (Figure 32). La loi TSN constitue la pointe de la pyramide d'où se déclinent des instruments réglementairement coercitifs tels que les décrets et arrêtés, puis des instruments réglementairement mixtes, souples ou coercitifs, tels que les décisions et les guides de l'ASN. La création de ce système réglementaire plus lisible et l'hybridation des instruments, entre souplesse et coercition, marquent un changement du régime de régulation dans les années 2000.

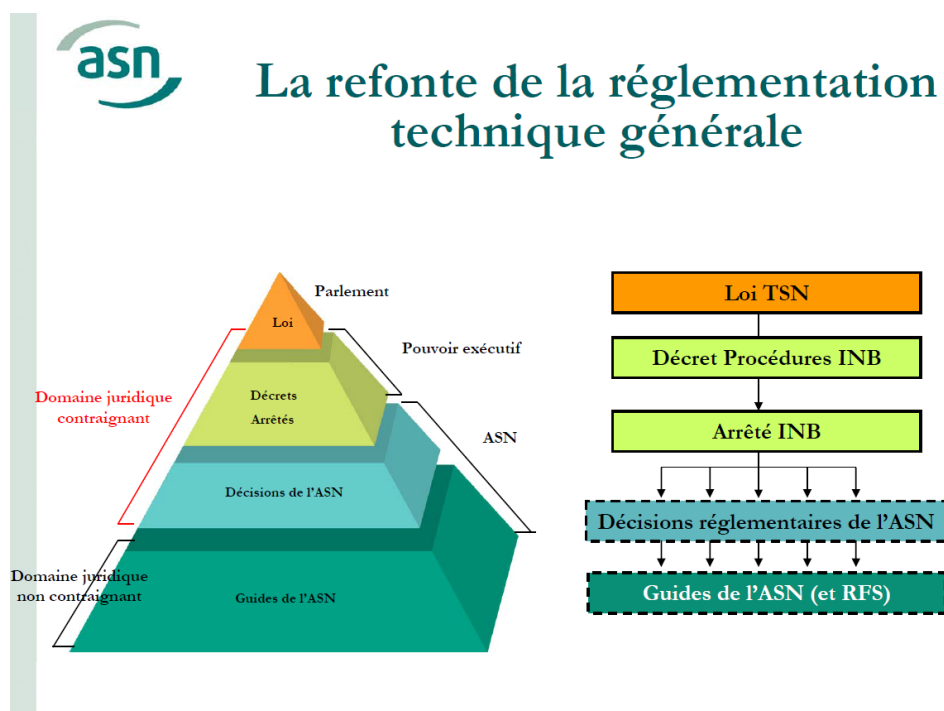


Figure 32 : Pyramide réglementaire des instruments de la sûreté nucléaire, ASN 2014

²⁸⁵ ASN (2014). Présentation ASN, Séminaire réglementation - Axes forts de la refonte réglementaire, 21 mars 2014.

3.4. Conclusion intermédiaire

Dans les années 2000, la crise de légitimité des organisations en charge de la régulation conduit à des réformes institutionnelles et à une refonte organisationnelle profonde. Entre 1998 et 2011, le régime de régulation va construire de manière incrémentale son auditabilité vis-à-vis de la société. Plusieurs phénomènes y contribuent : la création d'une agence et d'un contrôleur (sous forme d'une AAI), une standardisation de l'expertise et de la décision, et la création d'instruments plus coercitifs.

Ces processus de standardisation de l'expertise et de la décision, de transformation de l'architecture organisationnelle et de l'armature réglementaire, cohérents avec les caractéristiques de l'idéal-type du régime standardisé, tel que nous l'avons défini en introduction, nous conduisent à nous demander si on n'assiste pas à l'émergence d'un nouveau régime. En ce sens, un processus d'hybridation semble en cours même s'il semble encore peu visible dans les pratiques ou dans le fonctionnement du système d'acteurs. En effet, la combinaison entre instruments souples et coercitifs, ou la nouvelle architecture organisationnelle, qui s'appuie sur des organisations issues du passé, sont des marqueurs de cette hybridation.

Le 11 mars 2011, à la suite d'un séisme de magnitude 9, un tsunami déferle sur les côtes japonaises, la centrale de Fukushima Daiichi est inondée, entraînant la fusion du cœur de trois des quatre tranches de la centrale. L'accident nucléaire qui en découle a des retombées sanitaires, techniques, politiques et médiatiques mondiales. Nous observerons comment cet accident a conduit à faire évoluer le régime de régulation dans ses pratiques et dans le fonctionnement de son système d'acteurs.

4. L'après-Fukushima : les limites d'une standardisation du régime de régulation ? (2011-2017)

La fin des années 2000 apparaît comme un contexte où un « renouveau »²⁸⁶ du nucléaire au niveau international semble possible, à tel point à tel point qu'un rapport, commandité en 2010 par le président de la République, Nicolas Sarkozy à François Roussely, ancien dirigeant d'EDF, sur l'avenir de la filière nucléaire²⁸⁷ pointe dans un rapport les « excès de zèle » de l'ASN et préconise que l'IRSN assure la diffusion et la promotion des règles françaises à l'international pour favoriser les

²⁸⁶ Appellation donnée par les acteurs du nucléaire au développement annoncé de l'industrie nucléaire après une phase de stagnation de plusieurs années.

²⁸⁷ Synthèse du rapport Roussely sur l'Avenir de la filière française du nucléaire civil, 16 juin 2010.

exploitants dans la vente de leurs réacteurs. Comme lors des tensions entre Michel Lavérie et Pierre Tanguy au début des années 1990, il semble que la relation entre l'ASN et EDF se tende à nouveau, au point que certains médias se poseront la question suivante : « *Qui veut la peau de l'autorité de sûreté ?* »²⁸⁸. L'association Greenpeace présentera le rapport comme « *une régression dans le contrôle de la sûreté nucléaire en s'attaquant au statut de l'ASN ou à ses prérogatives. Cette proposition est une nouvelle preuve de l'inconciliabilité des exigences de sécurité et de rentabilité dans le domaine nucléaire...* »²⁸⁹.

Mais l'année 2011 va marquer un tournant dans le monde du nucléaire civil avec l'accident de Fukushima au Japon. Depuis 1986 et Tchernobyl, aucun accident d'ampleur similaire ne s'était produit. Chaque accident de ce type engendre de nouvelles réflexions sur les grands principes de sûreté et parfois une remise en cause des organisations elles-mêmes. L'accident de Fukushima ne fera pas exception, et questionnera la régulation des risques nucléaires (Delamotte, 2013). Il est intéressant de noter que certains auteurs ont symbolisé le fonctionnement du nucléaire au Japon, avant Fukushima, comme un « village nucléaire » (Wang, Chen, & Yi-chong, 2013). Ce village nucléaire serait composé de l'ensemble des acteurs ayant pris part, depuis la crise pétrolière de 1973, au développement du nucléaire (ministères, exploitants, industriels, régulateurs, médias, organisations mafieuses...). C'est également ce mode de fonctionnement qui aurait facilité une capture du régulateur par l'exploitant et conduit à l'accident de Fukushima (Tsuchiya, 2016; Wang et al., 2013). Une réorganisation institutionnelle du régime de régulation de la sûreté nucléaire japonais sera menée pour répondre aux standards internationaux d'indépendance et de transparence. Au niveau international, les conséquences de Fukushima sont multiples. Des conséquences politiques sont ressenties dans l'ensemble des pays nucléarisés, pouvant aller jusqu'à la sortie du nucléaire comme en Allemagne ou en Italie. En Europe, sous l'égide de l'Union Européenne, des « stress-tests » sont organisés dans tous les pays nucléarisés, ce qui conduit, en France, à la mise en place d'une réévaluation d'une série de risques et à la conception de nouveaux dispositifs de protection sur les installations. L'accident de Fukushima fait également naître, en France, une contre-expertise technique sur les questions de sûreté nucléaire, qui n'existait que sous une forme embryonnaire depuis les années 1970. De même, certaines décisions de l'ASN, dans le post-Fukushima, semblent

²⁸⁸ Journal, Les Échos, 6 octobre 2010.

²⁸⁹ Greenpeace France (2010). Rapport de Greenpeace France « Nucléaire : Sacrifier la sûreté au profit de la rentabilité d'une industrie aux abois : Greenpeace décrypte le rapport Roussely », août 2010.

opérer des changements dans la relation contrôleur-contrôlé, jusqu'ici fondée sur le dialogue et la recherche de consensus.

Nous analysons dans cette section comment l'accident de Fukushima a conduit à accélérer l'hybridation du régime de régulation, en nous basant sur trois exemples concrets illustrant cette idée. Nous observons d'abord comment, contrairement aux précédents accidents, le retour d'expérience de Fukushima, du point de vue de la sûreté, sera d'abord piloté à l'échelle européenne avec la mise en place de stress tests nationaux, préconisés par le Conseil européen. Ceux-ci seront déclinés, en France, sous la forme d'Évaluations Complémentaires de Sûreté (ECS) qui, comme nous le verrons, constituent une forme d'audit finalement assez similaire aux réévaluations de sûreté telles qu'elles avaient été conçues dans les années 1990.

Nous observons ensuite le rôle nouveau de « contre-experts » de la sûreté, qui, pour certains, vont intégrer le régime de régulation par l'intermédiaire d'une ouverture des groupes permanents à la société civile. Enfin nous montrons, par un exemple sur le site du Tricastin, un possible changement de pratique de l'ASN, qui va décider de fermer provisoirement la centrale nucléaire pour des raisons de sûreté.

4.1. Un régime plus européen? L'exemple des stress-tests post Fukushima

Comme nous l'avons déjà vu, les accidents de TMI et de Tchernobyl, mais également la conception du réacteur EPR, avaient conduit à des tentatives d'harmonisation de la sûreté nucléaire, très partielle, au niveau international, européen ou transnational. L'accident de Fukushima va entraîner, pour la première fois, les États européens à développer un cahier des charges commun pour la réalisation de stress-tests sur les installations nucléaires, en forme de retour d'expérience de l'accident. Nous montrerons que malgré la volonté d'un cadrage européen des stress tests, l'harmonisation va être rendue difficile par les intérêts contrastés des différents pays vis-à-vis du nucléaire, ce qui conduira, pour la France, à franciser ces stress tests.

4.1.1. La difficile harmonisation des stress tests européens

C'est le ministre de l'environnement autrichien qui, à l'occasion d'une réunion des ministres de l'environnement à Bruxelles, le 14 mars 2011, demande de mettre en place des « stress tests » en Europe. L'idée est alors de s'inspirer des stress tests bancaires mis en place après la crise financière de 2008 (Lévêque, 2013). Le 17 mars 2011, le commissaire européen à l'énergie demande officiellement la réalisation de stress tests sur les 143 réacteurs en activité dans l'Union. Cette

proposition est formalisée le 21 mars à l'occasion d'un « Extraordinary Council meeting » en référence au conseil européen, qui dépeint une volonté partagée d'effectuer ces tests de résistance. Ces stress tests sont définis un peu plus tard comme « *un ensemble de critères de sécurité supplémentaires élaborés à la lumière de l'accident nucléaire de Fukushima. Ces critères à l'échelle de l'UE viendront s'ajouter aux normes de sécurité déjà en place au niveau national. Leur but est d'évaluer si les marges de sécurité utilisées dans l'autorisation des centrales nucléaires étaient suffisantes pour couvrir les événements imprévus* »²⁹⁰.

L'ENSREG et la WENRA sont chargés de définir un cahier des charges pour ces stress tests. Le consensus autour du cadrage de ces stress tests est alors complexe à obtenir. A la sortie de la réunion du 21 mars, le commissaire européen à l'énergie déclare qu'« *il y a peu de questions en Europe sur lesquelles les gouvernements et les parlements nationaux ont une divergence de vue aussi importante que sur l'énergie nucléaire* »²⁹¹. En effet, l'Allemagne, qui a décidé de sortir du nucléaire après Fukushima, propose que la participation à ces stress tests soit obligatoire. De même, les thématiques sur lesquelles doivent reposer ces stress tests sont sujettes à débat entre les pays membres de l'UE. L'Allemagne et l'Autriche proposent d'intégrer aux stress tests, en plus des éléments directement issus du retour d'expérience de Fukushima (inondations, séismes, ...), les actes de malveillance humains (chute d'avion, piratage informatique, terrorisme). Les membres de l'ENSREG et de la WENRA se réunissent et formulent une première version du cahier des charges. Les stress tests sont alors essentiellement basés sur l'évaluation des agressions externes en réservant une place spécifique aux séismes et inondations : « *Le deuxième point porte sur les conséquences relatives à une perte prolongée d'alimentation électrique ou du système de refroidissement. Le troisième et dernier point aborde la gestion en situation post-accidentelle, différenciant deux situations : la fusion du cœur et la perte de conditionnement des piscines d'entreposage des déchets radioactifs* »²⁹².

Dans un travail de sociologie (Wendling, 2012), il est précisé que la WENRA, et notamment les représentants français, ont joué un rôle extrêmement important dans ce cadrage en rédigeant les principaux textes. Finalement, les partisans d'un élargissement des stress tests ont fait « *marche arrière face à l'opposition de nombreux pays, France et Royaume-Uni en tête, considérant que les*

²⁹⁰ Communiqué de presse de la commission européenne à l'énergie, Bruxelles, 11 mai 2011.

²⁹¹ Journal Le Point, 21 mars 2011.

²⁹² Roger, M. (2015). « Évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : retour sur un processus de retour d'expérience », mars 2015, IRSN.

thèmes amenés par le ministre allemand relevaient de la « sécurité » et non de la « sûreté » et qu'en l'occurrence la Commission Européenne et l'ENSREG n'étaient pas compétents. De plus la France a très tôt exprimé que la prise en compte du risque terroriste était de fait incompatible avec l'obligation de transparence des tests » (Wendling, 2012).

Le 25 mai 2011, un accord est trouvé sur le cadrage des stress tests excluant les actes de malveillance. Un peu plus tard en 2012, les tensions entre états seront encore accentuées avec une communication des résultats de travaux de l'ENSREG par la commission européenne qui présentera la France comme un mauvais élève en matière de résistance aux séismes (Lévêque, 2013). Le processus de stress-test européens conduira à une fracture entre les états nucléarisés (représentés à la WENRA et à l'ENSREG) et non-nucléarisés (représentés uniquement à l'ENSREG). Les divergences sont alors centrées sur les exigences de sûreté à atteindre après Fukushima (Lévêque, 2013).

Derrière ces difficultés, on peut observer des tensions entre la volonté d'harmoniser la régulation de la sûreté nucléaire, et en même temps, une forte volonté d'indépendance de certains États. Comme l'explique un membre du GP : *« Au niveau des autorités de sûreté, il y a cette opposition entre indépendance et harmonisation »*²⁹³.

4.1.2. Les Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) : francisation et assimilation dans l'urgence des stress tests européens

Alors que les débats entre états européens ne semblent pas terminés pour ce qui concerne le cadrage des stress tests, le premier ministre François Fillon saisit l'ASN et son directeur André-Claude Lacoste sur le sujet en lui adressant une lettre qui précise qu'un audit des installations françaises devra être réalisé *« sur cinq points : les risques d'inondation, de séisme, de perte des alimentations électriques et de perte du refroidissement ainsi que la gestion opérationnelle des situations accidentelles »*²⁹⁴. L'ASN présente rapidement le format français des stress tests qui s'intitulent « Évaluations complémentaires de sûreté » (ECS). Le cadrage est le même que celui proposé par la WENRA : *« Afin d'assurer le maximum de cohérence entre les démarches européenne et française, le cahier des charges français a été élaboré sur la base du projet de « spécifications des tests de résistance » pour les réacteurs de puissance rédigé par l'association WENRA des autorités de sûreté européennes (Western European Nuclear Regulators Association) et qui doit faire prochainement*

²⁹³ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 07/11/2016.

²⁹⁴ Lettre du Premier Ministre, François Fillon, à André-Claude Lacoste, Président de l'ASN, 23 mars 2011.

l'objet de discussions au sein des instances européennes compétentes »²⁹⁵. Les ECS sont donc centrées sur des événements « *de même nature que ceux survenus à Fukushima. La réalisation de ces évaluations vient en complément de la démarche de sûreté menée de manière permanente* ». Sur le principe, « *les évaluations complémentaires de sûreté donneront lieu dans un premier temps et pour chaque installation concernée à l'établissement par l'exploitant d'un rapport répondant à un cahier des charges défini par l'ASN* »²⁹⁶. Clairement, cette première phase de cadrage des ECS nous montre une francisation des stress tests qui reprend alors les conclusions de la WENRA, organisation au sein de laquelle la France est très influente, mais qui s'intègre également aux pratiques existantes dans le régime de régulation français. Comme l'explique un membre du GP, il y a alors une volonté de préserver les pratiques nationales, « *il y a dans un certain nombre de pays (...) des pratiques d'analyse auxquelles les gens tiennent mordicus. Et donc même si au niveau de WENRA on a des Reference Level, et de plus en plus de standards de l'AIEA... les grosses différences restent au niveau des pratiques d'analyse* »²⁹⁷

Les ECS ne remettent donc pas en cause les principes de la publication d'un rapport de sûreté par l'exploitant ou l'évaluation de sûreté en cours (réévaluation de sûreté). Néanmoins, les ECS vont être imposées aux exploitants français par le système de prise de décision de l'ASN : « *Pour encadrer cette phase, l'ASN a pris le 5 mai, en application de l'article 29 de la loi TSN, des décisions prescrivant aux différents exploitants d'installations nucléaires de base la réalisation de ces rapports selon un calendrier clairement défini* »²⁹⁸. S'appuyant sur la loi TSN, l'ASN propose que les Commissions Locales d'Informations (CLI) et le HTCSIN²⁹⁹ participent activement à ce processus. Une grande partie des documents techniques issus des ECS seront rendus publics.

En termes de démarche, les ECS ressemblent aux réévaluations de sûreté menées dans les années 1990. La première étape constitue pour les exploitants à évaluer :

- « *Les dispositions prises en compte dans le dimensionnement de l'installation et la conformité de l'installation aux exigences de conception qui lui sont applicables ;*

²⁹⁵ ASN (2011). « Présentation des évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima », 9 mai 2011

²⁹⁶ Ibid

²⁹⁷ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 07/11/2016.

²⁹⁸ ASN (2011). « Présentation des évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima », 9 mai 2011.

²⁹⁹ Le 3 mai 2011, la HCTISN émet un avis favorable sur le projet de cahier des charges des ECS.

- *La robustesse de l'installation au-delà de ce pour quoi elle est dimensionnée ; l'exploitant identifiera notamment les situations qui conduiraient à une brusque dégradation des séquences accidentelles (« effets falaise »³⁰⁰) et présentera les mesures permettant de les éviter ;*
- *Toute possibilité de modification susceptible d'améliorer le niveau de sûreté de l'installation »³⁰¹.*

On retrouve a priori le principe des réévaluations de sûreté avec la vérification du dimensionnement et la recherche d'une amélioration de la sûreté. L'idée d'aller « au-delà du dimensionnement » n'est pas nouvelle et a déjà été mise en œuvre après TMI avec les procédures dites « Hors Dimensionnement » (H) et « Ultimes » (U). Comme pour les réévaluations de sûreté, les ECS constituent la première étape d'un processus cadencé de réévaluation, comme le rappelle un avis des Groupes Permanents en juillet 2011 : « *Les groupes permanents considèrent que les évaluations complémentaires de sûreté constituent la première étape du processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima, qui se déroulera sur plusieurs années* »³⁰². Néanmoins, dans les faits, les ECS vont être menées très rapidement, en quelques mois, devenant ainsi la priorité des organisations en charge de la régulation (Figure 33). Le 5 mai 2011, douze décisions du collège de l'ASN sont envoyées aux exploitants avec un cahier des charges pour mener les ECS. Au début du mois de juin, les exploitants remettent des notes à l'ASN présentant leur méthodologie. Suite à un avis favorable des GP en juillet 2011, l'ASN prend position sur ces notes méthodologiques. Dès septembre 2011, les premiers rapports ECS des installations prioritaires³⁰³ sont transmis à l'ASN par les exploitants. En novembre 2011, l'IRSN remet un avis sur les rapports des exploitants. Les 8 et 10 novembre 2011, les GP se réunissent à nouveau et formulent un avis positif sur les rapports des exploitants. Le 3 janvier 2012, l'ASN remet un rapport au premier ministre sur les ECS réalisés, et ce dernier le transmet à la commission européenne. L'ASN précise qu'« *à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le*

³⁰⁰ La notion d'effet falaise est apparue au milieu des années 2000.

³⁰¹ ASN (2011). « Présentation des évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima », 9 mai 2011.

³⁰² Avis des GP relatif aux démarches mises en œuvre par les exploitants EDF, ILL, AREVA et CEA pour réaliser les évaluations complémentaires de sûreté post- Fukushima de leurs installations nucléaires de base, juillet 2011.

³⁰³ Des installations dites « prioritaires » ont été définies en amont du processus. Elles doivent remettre leur rapport ECS avant les autres.

même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes »³⁰⁴. Les conclusions remises par l'ASN au Premier Ministre, puis transmises au conseil européen, proposent donc de ne fermer aucune installation mais d'augmenter les marges de sûreté face à des situations extrêmes.

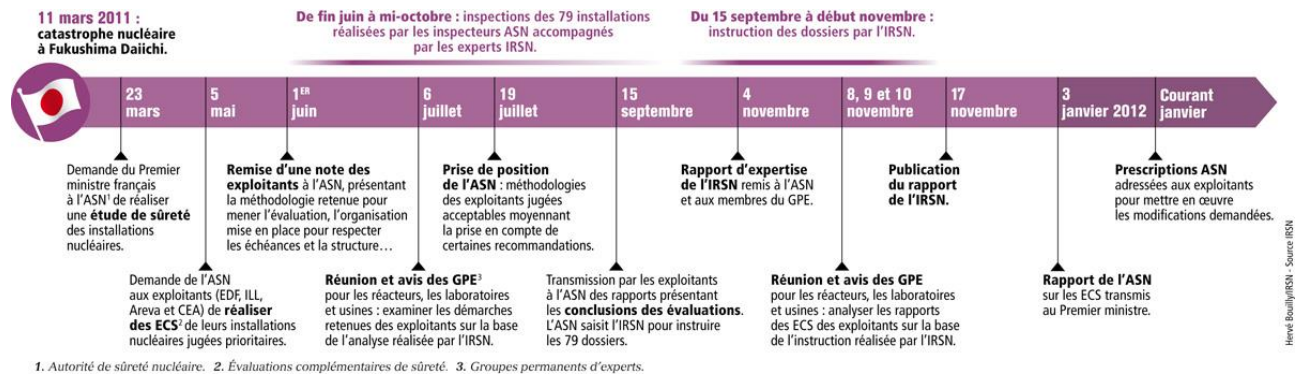


Figure 33 : Calendrier des ECS, IRSN, 2012

Au début de l'année 2012, un an après l'accident, le régime de régulation français semble avoir conclu la première phase du processus de réévaluation de la sûreté baptisé ECS, reprenant le format des réévaluations de sûreté sur le temps long, mis en place dans les années 1990. On assiste donc à une assimilation dans l'urgence du retour d'expérience de l'accident de Fukushima dans les pratiques et les instruments du régime de régulation déjà existants. En effet, sans créer de nouvelles pratiques ou de nouveaux instruments et en s'appuyant sur le mode de fonctionnement existant, le processus ECS nous montre une intégration extrêmement rapide du retour d'expérience de Fukushima aux installations françaises³⁰⁵.

4.2. Un régime plus ouvert ? L'exemple du rôle des contre-experts de la sûreté nucléaire

Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2, une contre-expertise s'est développée en France au milieu des années 1970, notamment par l'intermédiaire du GSIEN (Groupement de scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire), qui publiera sur papier puis en ligne, un journal appelé « Gazette Nucléaire », développant parfois une contre-expertise sur des dossiers techniques liés à la

³⁰⁴ ASN (2012). Avis n°2012-AV-0139 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

³⁰⁵ Nous verrons au chapitre 5, d'un point de vue technique, le traitement d'une thématique particulière, l'inondation, dans les processus ECS

sûreté nucléaire : « *Alors que la contre-expertise dans le domaine nucléaire s'est surtout développée dans les aspects liés à la radioprotection, ce sera l'une des rares et persistantes voix critiques abordant également les questions de sûreté nucléaire* » (Foasso, 2007). En effet, après Tchernobyl, on observe plutôt le développement d'une contre-expertise au niveau de la radioprotection, avec l'arrivée de la CRIIRAD qui effectuera des contre-mesures au SCPRI. Si la contre-expertise en radioprotection semble bénéficier d'une réelle voix et d'une crédibilité dans l'espace public, avec notamment la reconnaissance des mesures de la CRIIRAD sur les retombées du nuage de Tchernobyl par l'IPSN en 1999 (Topçu, 2006), la contre-expertise en matière de sûreté nucléaire semble beaucoup moins développée avant l'accident de Fukushima. En France, on peut notamment citer le rapport sur les ECS commandé par Greenpeace et co-écrit par Yves Marignac, fondateur de l'association Wise-Paris³⁰⁶, et Arjun Makhijani, président de l'Institut pour la recherche sur l'énergie et l'environnement du Maryland. Publié en 2012, ce rapport propose une analyse critique des ECS. Il est intéressant de mentionner qu'il se présente sous une forme relativement proche des documents institutionnels de l'IRSN, formulant des recommandations techniques sur différentes questions de sûreté. Le rapport précise que « *les rapports ECS constituent un bon point de départ pour envisager le renforcement de la sûreté des installations vis-à-vis de ces scénarios, mais ils présentent en l'état trop de limites et de lacunes pour fonder des décisions définitives* »³⁰⁷. La nomination d'Yves Marignac au Groupe Permanent en 2014, montre, la volonté de l'ASN et de l'IRSN d'ouvrir le cercle des membres du GP à ces contre-experts³⁰⁸. En effet, c'est l'ASN, qui, in fine, sélectionne les membres et décide de leur nomination aux différents GP sur la base d'une « *consultation d'organismes « viviers » en vue du dépôt de candidatures, en complément des demandes de renouvellement de mandat exprimées* »³⁰⁹. Avec la nomination d'Yves Marignac, on observe également la volonté de certains contre-experts de changer le fonctionnement du régime de régulation de l'intérieur. Globalement, la portée réelle de cette introduction d'une contre-expertise dans une des instances centrales de la régulation de la sûreté semble à relativiser. En effet, cette contre-expertise semble bien acceptée, dans la mesure où

³⁰⁶ Cette association a été fondée en 1983 pour mettre à disposition du public des informations sur l'énergie et faciliter ainsi le jeu démocratique.

³⁰⁷ Greenpeace (2012). « Sûreté nucléaire en France post-Fukushima : Analyse critique des Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées sur les installations nucléaires françaises après Fukushima ».

³⁰⁸ Depuis les années 2000, l'ouverture des GP à des membres extérieurs (universitaires, membres d'agences sanitaires, membres d'organismes de contrôles...) s'est accentuée mais la nomination d'Yves Marignac est symbolique car il s'agit d'un personnage public qui participe ouvertement au débat sur la question énergétique et qui est politiquement en faveur de l'arrêt du nucléaire.

³⁰⁹ ASN (2013) Note d'information de l'ASN, « L'ASN renouvelle la composition des Groupes permanents d'experts en radioprotection », le 8 janvier 2013

elle répond aux exigences techniques, posées comme condition du dialogue par certains membres du GP : « *L'ouverture, moi je trouve ça très bien, à condition que les « écolos », entre guillemets, présents soient compétents (...)* »³¹⁰. Comme l'explique un autre membre du GP à propos de ces nouveaux membres du GP extérieurs au cercle traditionnel des acteurs de la sûreté : « *Ils sont là, ils ont l'air intéressés, mais ils ne sont pas capables d'intervenir parce que c'est, c'est très compliqué maintenant* »³¹¹.

Si ce mouvement d'ouverture est encouragé par l'IRSN, l'ASN et certains membres du GP, il semble que la seule contre-expertise prise en compte soit une contre-expertise s'insérant dans l'organisation institutionnelle des acteurs de la sûreté, justifiant des compétences permettant l'exercice d'une « raison » technique, et se déroulant dans les espaces de négociations traditionnels du régime de régulation. En ce sens, si le régime apparaît en effet plus ouvert, nous sommes encore loin du fonctionnement d'une démocratie technique autour de « forums hybrides » (Callon et al., 2001), au sens d'espaces ouverts permettant le débat entre des acteurs hétérogènes (experts et profanes), et où les questions soulevées ne sont pas cantonnées aux domaines purement scientifiques et techniques, mais peuvent déborder sur des interrogations économiques, sociales, éthiques, etc..

4.3. Un régime plus coercitif ? Quand l'ASN décide la fermeture provisoire de la centrale du Tricastin

Fin 2017, l'ASN décide de fermer provisoirement les quatre réacteurs de la centrale du Tricastin. Ce type de décision, inédite, prise l'après Fukushima, semble le symptôme d'un changement important pour le régime de régulation. Nous montrerons dans cette sous-section que cette décision exceptionnelle a été prise dans le contexte du post-Fukushima qui a constitué une opportunité pour l'IRSN et l'ASN de durcir le ton envers EDF sur un problème identifié depuis près d'une dizaine d'années.

4.3.1. L'opportunité Fukushima pour imposer des études à EDF

La centrale nucléaire du Tricastin est longée par le canal Donzère-Mondragon, situé à six mètres au-dessus du niveau de la centrale. Sur cette centrale, le scénario d'une rupture de digue de ce canal sous l'effet d'un séisme est envisagé dès la conception de la centrale, puis est jugé irréaliste suite à

³¹⁰ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016.

³¹¹ Entretien avec un membre du GP, ancien de l'IRSN et de l'autorité de sûreté, 16/06/2014.

une étude EDF à la fin des années 1970. EDF avait alors abandonné l'idée de construire une digue de déflexion au nord du site pour résoudre ce problème. Le sujet revient sur le devant de la scène en 2007, notamment après les réunions de GP consacrées à l'inondation (voir chapitre 5). L'IRSN considère alors qu'en cas de séisme, la portion de la digue la plus vulnérable pourrait rompre, entraînant une inondation du site du Tricastin, situé six mètres en contre-bas et, *in fine*, un accident nucléaire.

En 2012, l'ASN profite de l'opportunité de l'accident de Fukushima et des ECS pour prescrire encore une fois à EDF de faire une nouvelle étude sur la tenue au séisme des digues du canal de Donzère-Mondragon : « *Avant le 31 décembre 2013, l'exploitant remettra à l'ASN une étude indiquant le niveau de robustesse au séisme des digues et autres ouvrages de protection des installations contre l'inondation* »³¹².

En 2013, 2014, puis 2015 et 2016, suite à des nombreux échanges entre EDF et l'IRSN, les experts constatent que la digue pourrait tenir à un « Séisme Majoré Historiquement Vraisemblable » (SMHV)³¹³, mais pas à un « Séisme Majoré de Sécurité » (SMS)³¹⁴, plus important que le premier. Suite à ces études, EDF et AREVA, tous deux concernés par ce risque, « déclarent un incident »³¹⁵ à l'ASN en août 2017 lié à un écart au référentiel. En effet, EDF avait jusqu'alors précisé que la digue du canal de Donzère-Mondragon résistait à un SMS. Dans une note d'information, l'IRSN conclut que « *la centrale nucléaire du Tricastin n'est pas conçue pour faire face à un tel événement qui entraînerait une perte totale du refroidissement du combustible présent dans le cœur et la piscine d'entreposage de chaque réacteur, conduisant à un accident de fusion de ce combustible* »³¹⁶.

³¹² ASN (2012). Évaluations complémentaires de Sûreté : suivi des tests de résistance des centrales nucléaires françaises, Plan d'action de l'autorité de Sûreté nucléaire, décembre 2012.

³¹³ Le séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) est considéré comme le séisme le plus pénalisant susceptible de se produire sur une période de durée comparable à la période historique, soit environ 1 000 ans (Source : http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20171205_Tricastin-Avis-IRSN-travaux-confortement-digue-canal-donzere-mondragon.aspx#.Wow-yu_iapg, Consulté le 20/02/2018).

³¹⁴ Le Séisme majoré de sécurité (SMS) est considéré comme le séisme le plus agressif à retenir pour l'évaluation de l'aléa sismique à prendre en compte pour le dimensionnement d'une installation nucléaire. Il est déduit du Séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) par majoration de l'intensité de ce dernier. (Source : http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20171205_Tricastin-Avis-IRSN-travaux-confortement-digue-canal-donzere-mondragon.aspx#.Wow-yu_iapg, Consulté le 20/02/2018)

³¹⁵ L'exploitant étant responsable de la sûreté de ses installations, il est tenu de déclarer à l'ASN tout événement significatif ou écart au référentiel qui surviendrait au sein de ses installations.

³¹⁶ IRSN (2017). Note d'information « Protection du site du Tricastin contre les risques d'inondation, « Comportement des digues du canal de Donzère-Mondragon en cas de séisme », 28 septembre 2017.

Fait tout à fait exceptionnel, l'ASN va décider d'arrêter les quatre réacteurs de la centrale du Tricastin pour réduire les effets d'un possible accident nucléaire en cas de rupture de la digue.

4.3.2. L'arrêt provisoire des quatre réacteurs de la centrale du Tricastin : une décision exceptionnelle

Le 27 septembre 2017, l'ASN décide d'arrêter provisoirement les quatre réacteurs de la centrale nucléaire du Tricastin³¹⁷, conditionnant leur redémarrage à la réalisation des travaux par EDF. Cet épisode va prendre une ampleur médiatique particulière. Finalement, des travaux seront réalisés par EDF et l'ASN autorisera, en décembre 2017, le redémarrage des quatre réacteurs de la centrale du Tricastin³¹⁸.

Comme l'explique un responsable de l'ASN sur ce dossier : « *Il y a deux aspects : le premier c'est de dire, c'est un dossier qui traîne depuis au moins 15 ans, EDF ne se presse pas pour faire des études et en tirer les conséquences. Le deuxième c'est un mode de réflexion qui est né avec le post Fukushima (...). On sait que c'est peu probable mais si ça arrive, on va à Fukushima direct* »³¹⁹.

En ce sens, cette décision est porteuse d'une forme de rupture pour le régime de régulation, mais sur un sujet qui lui, est relativement ancien. En effet, la traditionnelle recherche du consensus par le dialogue technique semble stoppée par une décision de l'ASN qui assume la position de décideur indépendant qu'elle a acquise, et s'appuie en outre sur la publicisation de sa décision. Il s'agit donc d'une forme de rupture dans la souplesse caractéristique du régime. Cette décision de l'ASN sera contestée par EDF qui « *est convaincue que la sûreté des installations est garantie et considère que l'arrêt des réacteurs est injustifié* »³²⁰.

4.4. Conclusion intermédiaire

L'accident de Fukushima constitue un nouveau choc pour l'industrie nucléaire et questionne à nouveau la sûreté nucléaire des installations. En France cet accident va entraîner plusieurs processus montrant des formes d'hybridation entre le régime marqué par la « raisonnable souplesse » et un

³¹⁷ ASN (2017). Décision du 27 septembre 2017 prescrivant la mise à l'arrêt à titre provisoire des quatre réacteurs de la centrale nucléaire du Tricastin (INB n° 87 et 88) exploités par Électricité de France.

³¹⁸ ASN, décision du 4 décembre 2017 de redémarrage des réacteurs 2, 3 et 4 de la centrale nucléaire du Tricastin exploités par Électricité de France.

³¹⁹ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017

³²⁰ EDF (2017). Communiqué de presse, « Mise à l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale nucléaire du Tricastin », 28 septembre 2017

régime « en quête d'auditabilité » beaucoup plus standardisé. Nous avons mis en avant trois exemples qui nous dévoilent cette hybridation. Le premier est celui des ECS. En effet, pour la première fois, le cadrage du retour d'expérience d'un accident se produit au niveau européen. La France, à travers l'association WENRA et l'ASN, va alors activement participer au cadrage des stress tests et rapidement lancer leur traduction nationale en Évaluations Complémentaires de sûreté (ECS), reprenant les principes des réévaluations de sûreté existantes. En mobilisant, dans un temps extrêmement contraint (un an), les pratiques, les instruments et l'organisation institutionnelle mis en place après la loi TSN, le processus ECS montre une francisation et une assimilation dans l'urgence du retour d'expérience de l'accident de Fukushima. En ce sens, si l'ouverture vers l'Europe est manifeste, notamment à travers la WENRA et l'ENSREG, la France a constamment tenté de maîtriser la mise en place de ces stress tests au niveau national.

Dans un second temps, nous avons pu observer, notamment à travers le cas du développement d'une contre-expertise sur les questions de sûreté après Fukushima, la volonté d'ouvrir peu à peu le régime de régulation à ces contre-expertises, notamment au niveau des groupes permanents. Cette ouverture est alors organisée et maîtrisée par l'ASN et l'IRSN. On a pu montrer que cette ouverture restait limitée à des acteurs considérés comme « compatibles » avec le cadrage essentiellement technique des débats opéré par les organisations en charge de la régulation.

Enfin, nous avons également pu analyser comment l'accident de Fukushima a ouvert une fenêtre d'opportunité pour l'IRSN et l'ASN pour définir une position plus ferme vis-à-vis des exploitants et imposer des études à EDF sur le site du Tricastin, sur un problème d'inondation non résolu depuis plusieurs années. Suite à cet épisode, pour la première fois, les quatre tranches d'une centrale nucléaire seront mises à l'arrêt par l'ASN, constituant une rupture dans la manière de réguler, vers plus de coercition et moins de souplesse.

Ces différents cas nous montrent bien une accélération, dans l'après Fukushima, du processus d'hybridation entre un régime d'une raisonnable souplesse et un régime plus standardisé, caractérisé par l'auditabilité.

5. Conclusion du chapitre 3

Comme nous avons pu le montrer dans ce chapitre, c'est un double phénomène de crise, politique liée à Tchernobyl, et technique liée à l'exploitation des centrales REP EDF, qui a conduit les organisations en charge de la régulation et l'exploitant à une recherche d'auditabilité.

On observe donc deux mouvements. Le premier est d'abord technique et gestionnaire. Il est matérialisé par la procéduralisation des années 1990, dont nous avons montré un exemple avec les réévaluations de sûreté. Portées par un besoin de rationalisation, les réévaluations ont conduit à définir de nouvelles temporalités du régime de régulation, dont le rythme des études et modifications sera dorénavant plus cadencé et moins continu, de nouveaux instruments comme le référentiel ou encore des indicateurs en tous genres, pour mesurer la performance, couplant parfois sûreté et efficacité industrielle.

Le deuxième mouvement est plus institutionnel et touche la transformation des relations et des modalités d'intervention des organisations en charge de la régulation des risques. La recherche d'auditabilité prendra en effet la forme de changements, d'abord incrémentaux, avant les années 2000, sous forme de réorganisation institutionnelle très partielle, puis plus rapides après les années 2000 avec la création d'une AAI, l'ASN, et la séparation définitive de l'expert et du CEA, avec la création de l'IRSN. A travers une procéduralisation de l'expertise et de la décision, le régime apparaît plus standardisé qu'il ne l'était depuis les années 1960. L'après-Fukushima semble être l'occasion d'aller un peu plus loin dans ce processus d'hybridation, tant au niveau des pratiques (les ECS), de l'ouverture à la société, que par l'utilisation d'instruments coercitifs comme les décisions de l'ASN, qui vont conduire pour la première fois à arrêter provisoirement une centrale nucléaire.

Il convient également de mentionner que la recherche d'auditabilité, en cours, disloque l'unité du petit monde que nous avons évoqué et introduit dans le jeu un nouvel acteur majeur, le public, ou plutôt la publicisation. Les problèmes techniques deviennent dès lors également des problèmes politiques et sociétaux, et sortent désormais du cercle limité des acteurs historiques. Ce processus assez générique et transverse à d'autres types de risques apparaît néanmoins comme spécifique au nucléaire français, étant donné la nature du risque et surtout la tradition historique d'opacité vis-à-vis de la société. Mais c'est également le deuxième facteur que nous avons identifié dans l'analyse de la genèse du régime de régulation français qui a changé, à savoir le contexte politico-industriel. La stratégie industrielle française n'est plus de construire un parc à marche forcée, mais de prolonger la durée de vie des centrales existantes, au moment où un seul nouveau réacteur est en construction (l'EPR de Flamanville) et où aucun autre projet n'est annoncé.

En reprenant les différents composants du régime de régulation tels que nous l'avons modélisé, nous pouvons synthétiser nos analyses sur le processus d'hybridation en cours, entre un régime d'une « raisonnable souplesse » et un régime « standardisé » :

- Au niveau de l'architecture organisationnelle, nous avons pu observer de nombreux changements, opérant une séparation plus marquée entre les rôles des acteurs et leur donnant en outre des moyens supplémentaires (notamment juridiques) d'assumer ces rôles. Néanmoins nous observons que la création des nouvelles entités (ASN et IRSN) est basée sur les organisations préexistantes et ne transforme pas radicalement leurs fonctions originelles.
- Concernant les instruments de régulation, on observe la coexistence entre d'anciens instruments souples (comme les RFS, transformées en guides) et de nouveaux, plus coercitifs, comme les décisions de l'ASN.
- Dans les pratiques, nous avons pu noter l'apparition des réévaluations de sûreté, pratique qui participe à l'instauration et à la formalisation d'un autocontrôle construisant l'auditabilité. En effet, comme l'observe Power (2005), si « la logique de l'auditabilité exige la création d'un processus auditable doté de caractéristiques observables », elle n'implique pas nécessairement l'accroissement de contrôles externes, mais « se rapporte davantage à la construction de l'audité ». De plus, l'ensemble des décisions de l'ASN et des instruments sont aujourd'hui publicisés et font parfois l'objet de consultation publique.
- Enfin, le système d'acteurs, même s'il semble toujours en partie fermé vis-à-vis de l'extérieur et endogame, manifeste des signes de transformation et d'élargissement. Le cas du GP apparaît à cet égard intéressant car il intègre aujourd'hui des contre-experts, même si, avec la montée en puissance de l'ASN, son poids semble aujourd'hui moins important. Par ailleurs la publicisation des décisions de l'ASN et les processus de consultation publique introduisent le public dans le système d'acteurs, même si cette ouverture n'a pas encore eu beaucoup d'effets concrets. Enfin la reconfiguration des rôles des acteurs liée aux transformations institutionnelles conduit à un déplacement de leurs identités. Ainsi la vision techniciste de la sûreté semble aujourd'hui combinée avec une vision scientifique, portée notamment par la recherche et développement qui a pris une place grandissante à l'IRSN. L'ensemble de ces évolutions ne modifie toutefois pas fondamentalement le principe des relations entre ces acteurs, qui recherchent toujours le dialogue et le consensus sur les questions de sûreté. Mais, même si cette recherche de consensus n'avait jamais exclu dans le passé des conflits entre les acteurs, ceux-ci étaient restés confinés. Dorénavant, quelques « coups de semonce » publics peuvent de temps en temps permettre au contrôleur d'affirmer sa posture spécifique en prenant à témoin l'opinion publique, et peser ainsi sur les décisions de l'exploitant.

Conclusion de la partie II

Nous avons, dans cette partie, cherché à caractériser le régime français de régulation des risques et son évolution, sur une cinquantaine d'années, depuis sa naissance dans les années 60, jusqu'à nos jours. Nous avons distingué trois périodes, sur lesquelles nous avons mis en évidence des transformations du régime. Nous avons réalisé cette analyse en nous appuyant sur une modélisation du régime, que nous avons présentée dans l'introduction, et qui nous permet de distinguer cinq dimensions d'analyse, sur lesquelles nous pouvions classer et interpréter notre matériau empirique. C'est sur la base de cette méthode que nous avons été conduit à interpréter les évolutions constatées dans la troisième période comme un processus d'hybridation du régime de régulation entre un régime singulier, marqué par « une raisonnable souplesse », et un régime « standardisé », idéal-type construit à partir de différents travaux de recherche, que nous avons défini en introduction de cette partie. Le processus en cours est marqué par la recherche d'auditabilité des organisations du régime de régulation, mais il apparaît complexe d'évaluer s'il est proche d'atteindre son objectif. En effet, si le rétablissement d'une forme de confiance et de légitimité des experts et décideurs du régime vis à vis de la société étaient des éléments recherchés par les acteurs, de récents sondages³²¹ nous montrent que cet idéal est encore loin d'être atteint.

Sans proposer d'analyse plus prospective, nous pouvons dire que l'atteinte de l'idéal-type du régime standardisé est un processus inachevé, ce qui nous a amené à parler de « recherche d'auditabilité » et non d'un régime qui serait effectivement « auditable ».

L'hybridation prend un sens très différent et apparaît contrastée selon les composants du régime considérés. Nous synthétisons ci-dessous les constats faits sur chacune de ces dimensions, récapitulés dans un tableau (Figure 35).

L'architecture organisationnelle a été profondément modifiée au cours du temps et au fil de réformes de structure menant *in fine* à la création d'une agence, l'IRSN, et d'une Autorité Administrative Indépendante (AAI), l'ASN. Nous en rappelons ci-dessous la chronologie (Figure 34).

D'un point de vue formel, la création de ces organisations est cohérente avec l'idée d'une standardisation du régime de régulation. En effet, ces créations institutionnelles reposent sur le

³²¹ Le baromètre IRSN de l'année 2017 montre notamment que la confiance du public dans l'expertise de l'institut est en stagnation depuis la fin des années 1990.

principe, inhérent au modèle « standard », d'une séparation claire des rôles entre contrôleur et expert, pour distinguer l'évaluation du risque de sa gestion. Cette séparation s'accompagne d'un rééquilibrage, en termes de ressources, et d'une formalisation plus grande des relations entre les acteurs, dont nous avons vu qu'elle pouvait se traduire par une bureaucratisation accrue. Nous avons également pu constater que le poids de l'IRSN et, plus encore, de l'ASN, semble plus important dans le régime de régulation « en recherche d'auditabilité », notamment en raison de la prise d'indépendance de l'ASN et des pouvoirs plus coercitifs dont elle jouit. Néanmoins, nous avons pu montrer que ces organisations ont de lointains ancêtres dont elles gardent globalement les fonctions, le SCSIN créé en 1973 et l'IPSN en 1976. Quant au groupe permanent, il existe toujours aujourd'hui même si sa composition, maintenant encadrée par des textes, a au fil du temps évolué (avec l'introduction maîtrisée de contre-experts, encore très minoritaires). Enfin, les exploitants jouent toujours un rôle essentiel au sein de cette architecture organisationnelle, au sens où ils restent les responsables de la sûreté de leurs installations.

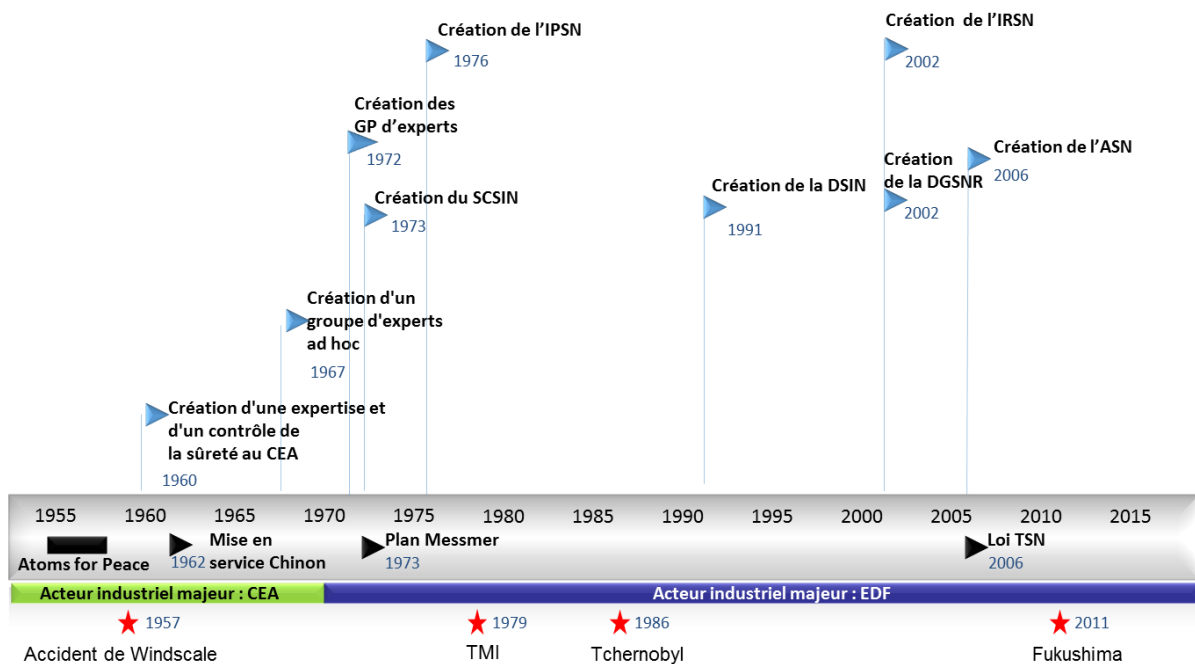


Figure 34 : Transformation de l'architecture organisationnelle- Eléments clés de la chronologie (chapitres 1, 2 et 3).

Concernant les *pratiques*, on constate que certaines parmi les plus anciennes, comme les visites décennales, ont petit à petit été intégrées à des processus plus globaux proches des pratiques d'audit (les réévaluations). Dans l'après Fukushima, ce type de réévaluations sera d'ailleurs choisi pour construire les ECS françaises en réponse aux demandes de stress tests européens.

A cette hybridation incrémentale s'ajoutent des éléments plus visibles, une publicisation accrue et la mise en place de procédures de consultation du public, mais dont les effets sont encore limités.

Le cas des *instruments* apparaît particulièrement illustratif du phénomène d'hybridation, car on observe que ces instruments sont aujourd'hui de nature diverse, certains restant souples, d'autres, plus formalisés ou plus coercitifs. La refonte réglementaire mise en œuvre avec la création de l'ASN a entraîné le déploiement d'une pyramide réglementaire, qui existe déjà dans de nombreux domaines, ce qui entretient l'idée d'une standardisation. Cette refonte réglementaire officialise en outre certains instruments déjà utilisés plus informellement (la mise en demeure), en les rendant contraignants. L'après Fukushima va même être marqué, pour la première fois, par l'utilisation d'instruments coercitifs, les « décisions », allant au-delà de la simple mise en demeure. En revanche, les instruments comme les guides restent dans la lignée des RFS, développées à la fin des années 1970 et au début des années 1980 dans un esprit de « raisonnable souplesse ».

Malgré ces transformations sur les trois dimensions évoquées, où l'hybridation semble marquée, il n'en est pas forcément de même sur le *système d'acteurs*. Celui-ci apparaît relativement stable dans la durée, tant en termes de composition, le public étant encore relativement absent malgré l'ouverture institutionnelle opérée, et l'introduction de contre-experts au GP restant marginale, qu'en termes de relations entre les acteurs, au-delà du formalisme imposé par les nouveaux textes de loi. De même, le nouveau pouvoir de coercition de l'ASN ne semble pas constituer un frein au dialogue et la recherche de consensus. Les changements d'architecture organisationnelle semblent donc, au niveau d'analyse qui est le nôtre, avoir eu encore assez peu d'effet sur le fonctionnement du système d'acteurs, même si différents symptômes d'évolution sont perceptibles.

Finalement, en tentant de caractériser le processus d'hybridation, nous constatons donc que la dynamique d'évolution est différente selon les composantes du régime, et que le processus d'hybridation, beaucoup plus poussé sur les dimensions les plus « standardisables » parce que les plus formelles (l'architecture organisationnelle et les instruments), est beaucoup moins avancé sur le fonctionnement du système d'acteurs. L'existence de ce phénomène d'hybridation différencié selon les composantes éclaire aussi la notion de régime, en mettant en évidence le jeu possible entre les composantes. Celles-ci apparaissent certes comme interconnectées, mais ce lien est lâche, les composantes elles-mêmes pouvant devenir hétérogènes. Ce constat mène à l'idée que l'évolution des différentes composantes possède une certaine autonomie, ce qui justifie qu'on s'intéresse à la dynamique propre de certaines d'entre elles, comme les instruments.




Phi R	La construction par l'expérimentation et l'autocontrôle (1945-1969)	La raisonnable souplesse (1969-1986)	A la recherche d'auditabilité (1986-2017)
AO	 <p>Deux industriels à la fois régulateurs et régulés</p>	 <p>Une séparation maîtrisée entre de l'expert et du contrôleur</p>	 <p>La prise d'indépendance des organisations</p>
IR	<ul style="list-style-type: none"> Instrument de dialogue Technique Para-réglementaire <p>Ex : Rapport de sûreté</p>	<ul style="list-style-type: none"> Instruments de dialogue Techniques, politiques et industriels Para-réglementaire <p>Ex : Rapport de sûreté, lettres d'orientation, RFS, RCC</p>	<ul style="list-style-type: none"> Instruments de dialogue et coercition Techniques, politiques, industriels, communicationnels Para-réglementaire et réglementaire <p>Ex : Rapport de sûreté, Loi TSN, guide et décision ASN, RCC</p>
PR	<ul style="list-style-type: none"> Réunion technique bipartite Rédaction d'avis Inspection interne 	<ul style="list-style-type: none"> Réunion technique bipartite Rédaction d'avis Inspection interne/externe Visite décennale Formalisation des échanges inter-organisationnels 	<ul style="list-style-type: none"> Réunion technique bipartite Rédaction d'avis Inspection interne/externe Visite décennale Formalisation des échanges inter-organisationnels Réévaluation de sûreté Publicisation et consultation
SA	<ul style="list-style-type: none"> Endogamie et interconnexion Fermeture Vision constructive et techniciste Recherche de consensus 	<ul style="list-style-type: none"> Endogamie et interconnexion Fermeture Vision constructive et techniciste Recherche de consensus 	<ul style="list-style-type: none"> Interconnexion Mixte : fermeture/ouverture Vision constructive, techniciste et scientifique Recherche de consensus

Figure 35 : Grille analytique du régime de régulation dans ses phases 1, 2 et 3

Par ailleurs, le modèle que nous avons construit nous a permis d'analyser le régime de régulation sur le temps long, de manière macroscopique, et d'en repérer les traits principaux. Avec cette vision, nous avons pu repérer certains des facteurs expliquant l'évolution du régime : intérêts politiques et industriels liés aux prémices du développement de l'industrie nucléaire (chapitre 1), puis au mouvement d'industrialisation massif (chapitre 2) ; pression de l'opinion publique, liée à un évènement focalisant, l'accident de Tchernobyl (chapitre 3). Ces explications, on le notera, sont cohérentes avec le raisonnement des auteurs du concept de régime de régulation, qui voient dans « le contexte » du régime les facteurs principaux de sa transformation.

Toutefois, nous avons noté d'ores et déjà que la recherche d'auditabilité caractérisant les dernières évolutions provenait pour une part d'un besoin de rationalisation interne à l'exploitant face à une crise technique, ce qui introduisait l'idée que des facteurs organisationnels plus fins, d'un autre ordre que ce qui caractérise le « contexte », pouvaient jouer dans ces évolutions.

En outre, cette approche macroscopique, et très axée sur le niveau national, ne nous donne pas accès à la dynamique fine de construction d'un régime, que nous avons décidé d'aborder, comme nous l'avons expliqué en introduction, par la question des instruments de régulation et de leur

processus de conception. Nous ne reprendrons pas en détail les arguments méthodologiques et théoriques qui ont présidé à ce choix. Rappelons seulement que nous partirons de l'hypothèse du caractère négocié des règles (Lascoumes, 1993; Lascoumes & Le Bourhis, 1996; Martinais, 2010), d'une forte structuration du processus par les logiques des acteurs, mais également d'une forme d'autonomie du développement de l'instrument, liée à ses caractéristiques propres, notamment aux savoirs qu'il incorpore. Sur cette base, nous chercherons à mettre à jour les dynamiques à l'œuvre qui, à notre sens, concourent, autant que les facteurs relevés plus haut, à l'évolution d'un régime de régulation.

Partie III.

Quand l'instrument fabrique et stabilise le régime : la conception collective des règles comme travail de régulation

Après avoir analysé et caractérisé l'évolution du régime de régulation sur trois périodes se recouvrant et montré qu'au niveau macroscopique, on peut observer une forme d'hybridation entre deux idéaux-types, un régime souple, originel, et un régime « standard », caractérisé par l'auditabilité, nous allons, dans cette deuxième partie, déplacer la focale sur la conception des instruments, un des éléments du régime de régulation pour explorer notre deuxième question de recherche : « Comment le processus de conception des instruments contribue-t-il à la fabrication du régime de régulation des risques ? »

En reprenant la conceptualisation, présentée en amont (cf cadrage théorique), d'un « régime de régulation » pensé comme un ensemble de constituants hétérogènes interdépendants « faisant système », nous avons vu qu'il pouvait être fructueux d'interroger la fabrication et la transformation du régime par l'un de ces constituants, les instruments. Nous avons déjà exposé antérieurement les raisons de ce choix qui sont, rappelons-le, de deux ordres : d'une part, sur un plan méthodologique, l'accès au processus de conception collective d'un instrument, particulièrement bien documenté dans le cas qui nous occupe, nous dévoile des éléments du fonctionnement du régime auxquels nous n'avons pas eu accès par une exploration plus générale. D'autre part, sur un plan plus théorique, la conception du régime de régulation sur laquelle nous nous appuyons, par l'absence de hiérarchie entre les constituants qu'elle postule, nous conduit à faire l'hypothèse que l'évolution du régime est produite, de manière partiellement autonome, par l'évolution de chacun de ces constituants. Or les sciences de gestion (Moisdon, 1997) comme la sociologie de l'action publique (Halpern et al., 2014) nous suggèrent que les instruments, loin d'être neutres, structurent les problématisations, orientent les choix, permettent des apprentissages, modèlent l'action collective, y compris lors de leur processus de conception. Il nous faut donc éprouver l'hypothèse selon laquelle le processus de conception des instruments de régulation participe de la fabrication du régime. Dans cet esprit, nous nous sommes donc attachés, dans cette deuxième partie, à analyser d'un point de vue empirique la conception des deux instruments de régulation centraux en matière d'inondation : une « règle fondamentale de sûreté » (RFS) publiée en 1984, et un « guide inondation » qui la remplace en 2013. Nous tenterons ainsi de montrer que l'instrument constitue un miroir du régime de régulation et de son évolution au sens où, composante d'un régime de régulation, il en est une manifestation particulièrement visible. Mais le propos de cette deuxième partie sera surtout de comprendre comment, tout au long du processus de conception de l'instrument, se fabrique cette interdépendance avec les autres composantes, c'est-à-dire *in fine*, comment l'instrument contribue aussi à fabriquer ce régime.

Pour ce faire, et comme nous l'avons exprimé dans la section « cadrage théorique » de la Partie 1, nous faisons le choix de nous intéresser au processus de conception collective de l'instrument comme un travail, en nous inspirant librement du concept de « travail d'organisation », que nous avons transposé à la question de la régulation des risques, en partant d'une hypothèse identique, c'est-à-dire en appréhendant la régulation comme action, et non comme système quasi-stabilisé, et en retenant l'idée qu'il s'agit d'un processus d'échanges négociés, construisant le collectif mais aussi fabriquant le cadre des actions et des interactions.

Nous considérerons que le travail de régulation, travail inter-organisationnel dont le but est d'assurer la sûreté des installations nucléaires, peut être défini comme les activités et interactions que génère la conception, la transformation et le remplacement des instruments, mais aussi leur déclinaison sur les sites³²². Ce travail de régulation a notamment pour conséquences la fabrication des savoirs partagés mais également la formation d'un collectif qui négocie, stabilise et modifie les savoirs, et ainsi participe de la fabrication du régime de régulation.

Pour étudier ce travail de régulation, nous nous attarderons sur diverses modalités que nous considérons comme des éléments de ce travail de régulation.

Ces modalités sont les suivantes : la problématisation du risque ; le choix et la mise en place de la configuration organisationnelle en charge de l'instrument ; le cadrage méthodologique autour de la conception de l'instrument ; le traitement des controverses et la négociation des compromis. Comme nous le verrons, ces thématiques peuvent correspondre à des phases chronologiques du processus de conception mais elles peuvent se superposer ou être plus ou moins présentes suivant les cas.

La problématisation du risque, qui correspond à une phase de formulation des problèmes, est considérée comme une phase « *prédécisionnelle où se confrontent des expertises différentes (académique, administrative, importation de modèles étrangers, etc.)* » (Halpern et al., 2014). Cette phase peut également comprendre une mise à l'agenda politique d'un problème public (Garraud, 1990; Gilbert & Henry, 2009; Hassenteufel, 2010). La problématisation peut être liée à toute une série de facteurs : des crises (scandales sanitaires, accidents), des mouvements sociaux, un traitement médiatique particulier, des rapports et analyses officiels, des ouvrages publiés par des lanceurs d'alertes ou encore des réformes administratives pour répondre à ces constats (Borraz,

³²² Ce dernier aspect concernera la partie 4.

2008). Cette phase va construire une première formulation des problèmes, qui n'est pas encore un cadrage de l'instrument, mais qui va souvent constituer une sorte de point de départ à sa conception. Comme nous allons le voir avec la RFS, analyser le processus de problématisation peut nécessiter la reconstitution assez poussée d'une généalogie pour comprendre comment se sont constituées les formulations adoptées et les connaissances sur lesquelles elles sont appuyées.

Cette thématique de la problématisation va être, pour nos cas, liée à celle du choix et de la mise en place de l'organisation en charge de la conception de l'instrument. Cette thématique renvoie aux questions du pilotage de la conception (qui pilote la conception de l'instrument ?), du périmètre des acteurs concernés, des procédures de travail collectif, et des différentes compétences et ressources disponibles, rassemblées et hiérarchisées sur les différents sujets en jeu lors de la conception (quelles sont les ressources dont disposent les acteurs pour concevoir l'instrument ? Comment sont-elles réparties ?). Comme nous allons le voir, la conception de l'instrument peut faire l'objet d'une procéduralisation plus ou moins poussée. Nous entendons « procéduralisation » au sens d'une définition de nouveaux protocoles d'articulation « *entre experts et décideurs et de nouvelles procédures d'organisation et de fonctionnement de l'expertise* » (Benamouzig & Besançon, 2005; Delmas, 2011). Un de ces protocoles d'articulation est l'organisation d'une séparation entre évaluation des risques et décision politique, considérée comme un principe de bonne gouvernance, dont la généralité au niveau international a été mise en évidence par certains auteurs (Boudia & Demortain, 2014).

Une autre des thématiques du travail de régulation relève du cadrage méthodologique, au sens du choix des méthodes. Comme nous l'observons, le choix des méthodes est un sujet crucial car ces méthodes vont constituer le substrat technique de l'instrument (Hatchuel & Weil, 1992). Comme nous allons le voir, les méthodes ont un impact important sur la valeur des objectifs (en terme d'objectifs probabilistes) retenus pour les scénarios ou encore sur les calculs de hauteur et de débits par exemple.

Enfin, en lien avec le choix des méthodes, la question du traitement des controverses et la négociation des compromis est également au centre de ce travail de régulation. Ces négociations se déroulent sur la base de ces savoirs, qui peuvent prendre la forme de données, de méthodes scientifiques, de doctrines de régulation, ou encore de retours d'expérience sur différents événements. Ces savoirs, scientifiques et techniques, qui ne font pas forcément l'objet de consensus, sont au centre du travail d'experts de profils variés. Nous nous attacherons donc également à analyser de manière fine comment ces savoirs sont confrontés, contestés, reconfigurés et finalement construits collectivement, car ils constituent un des fondements des instruments de régulation. Pour

analyser le traitement des controverses et les négociations, nous nous intéresserons à la fois au travail portant sur l'évaluation des risques, qui correspond à une fonction d'expertise dont l'objet est de proposer des méthodes et fournir des avis (Borraz, 2008).

Cette deuxième partie est constituée de deux chapitres, correspondant à chacune des deux périodes que nous avons jugées cohérentes pour analyser la conception collective des règles. Le chapitre 4 traite de la longue trajectoire des savoirs et des organisations qui ont mené à la conception d'une règle relative à l'inondation sur les installations nucléaires (RFS), publiée en 1984. Le chapitre 5 concerne la conception d'un guide, en remplacement de la RFS, publiée en 2013 et qui fait suite à un évènement marquant : l'inondation de la centrale du Blayais en décembre 1999.

Chapitre 4. Une règle par et pour l'exploitant : EDF au centre de la production des savoirs sur l'inondation (1945-1984)

Dans cette partie, nous retracerons le cheminement des organisations et des savoirs qui a mené à la conception de la RFS de 1984 sur le risque d'inondation pour les centrales nucléaires. Nous tenterons de comprendre comment se sont constitués sur le temps long, et en grande partie hors du monde nucléaire, les savoirs intégrés à cette règle. Nous montrerons comment EDF, en tant qu'acteur clé du monde de l'hydraulique français, a, par un processus continu, été un des principaux artisans d'une règle dont il est en même temps la cible.

Pour ce faire, nous tenterons dans un premier temps d'analyser le processus de problématisation de l'inondation dans le domaine de la sûreté nucléaire. Nous utiliserons les travaux sur la problématisation (Halpern et al., 2014), mais également sur la mise à l'agenda des problèmes publics (Garraud, 1990; Gilbert & Henry, 2009; Hassenteufel, 2010). Nous verrons que la problématisation du risque inondation (Chanton, Mangeon, Pallez, & Rolina, 2016), loin d'être naturelle, est marquée par une distribution des questions de gestion de l'eau entre des organisations en charge de la radioprotection et la sûreté nucléaire, ce qui n'est pas sans conséquences .

Dans un second temps, nous chercherons à restituer le processus de constitution des connaissances statistiques en matière d'inondation. Nous verrons qu'elles sont issues de la nécessité, pour EDF, de disposer d'éléments scientifiques pour aider à la décision dans le domaine de l'hydroélectricité (dimensionnement des barrages). Il en est résulté le développement de méthodes d'évaluation des risques qui vont fortement imprégner, par la suite, les savoirs relatifs au risque d'inondation.

Dans un troisième temps, nous observerons comment le risque inondation a finalement été « nucléarisé » par EDF, en raison du développement industriel massif qui a eu lieu dans le milieu des années 1970 suite au plan Messmer. Nous empruntons ici l'idée de « nucléarité » à Gabrielle Hecht, qui la définit comme « *un phénomène technopolitique issu de configurations politiques et culturelles affectant les choses scientifiques et techniques, elle émerge des relations sociales selon lesquelles le savoir est produit* » (Hecht, 2016). Pour l'auteur, « *la nucléarité requiert des instruments et des données, des technologies et des infrastructures, des agences nationales et des organismes internationaux, des experts et des conférences, des revues et une visibilité médiatique* » (Hecht,

2012). Ici, nous montrerons comment le risque d'inondation, tout en s'appuyant sur le transfert de savoirs constitués dans le secteur hydraulique, s'est constitué comme un champ spécifique de l'évaluation des risques pour les centrales nucléaires.

Enfin, nous étudierons le travail de conception de la règle, au sens de l'écriture d'un règlement (Martinais, 2010), en montrant que cette écriture est négociée (Friedberg, 2009; Journé & Stimec, 2015; Lascoumes, 1993; Sanseverino-Godfrin, 2015) entre les acteurs, mais que cette vision doit être précisée : en effet, la négociation est contrainte par l'incomplétude des savoirs disponibles, et le déséquilibre de la distribution de l'expertise entre les organisations du monde de la sûreté. Elle peut également être influencée par des initiatives d'individus que nous qualifierons d'entrepreneurs de méthodes (Vivant, Arab, & Özdirlik, 2016), qui perturbent les conventions établies en proposant des méthodes innovantes et dans notre cas, une appréhension différente du risque d'inondation.

Ces quatre sections, qui sont organisées thématiquement, correspondent aussi pour partie à une progression chronologique, mais nous ne pouvons la considérer comme entièrement séquentielle. Les périodes se chevauchent sur la période 1945-1984 (cf. Figure 36).

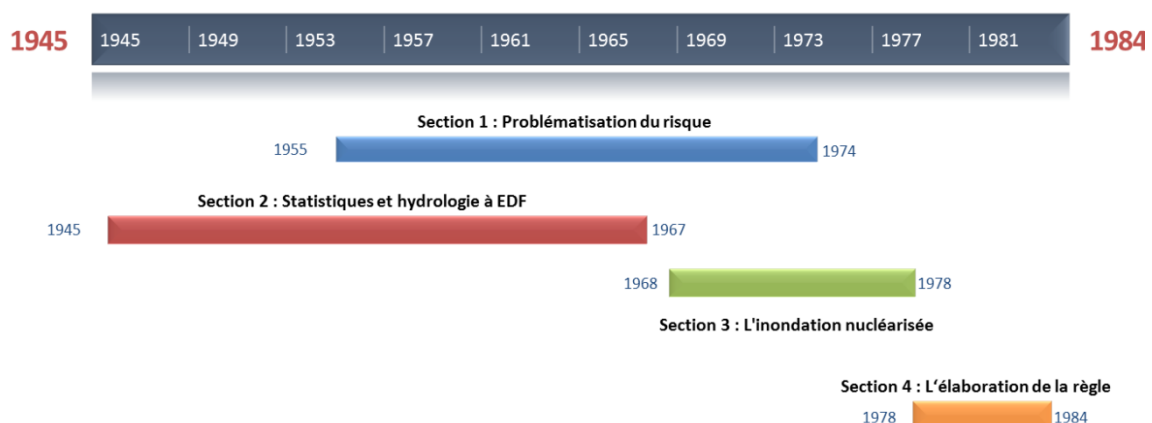


Figure 36 : Découpage chronologique des sections du chapitre 4

1. Le dilemme de l'eau sur les premières installations nucléaires : la phase de problématisation

Lors des premières constructions d'installations nucléaires du CEA, l'eau est à l'origine d'un dilemme majeur car elle constitue la principale ressource pour refroidir l'installation mais également une contrainte importante pour l'exploitant étant donné les risques de pollution liés aux effluents radioactifs rejetés par les installations. Dans cette section, nous allons d'abord analyser comment la

gestion de l'eau a été problématisée, sans intégrer l'inondation, puis, dans un second temps, comment les industriels du nucléaire, le CEA et EDF, ont choisi des approches différentes pour traiter ce risque, mais sans créer d'approche spécifique pour le secteur nucléaire.

1.1. L'eau : enjeu vital pour les installations nucléaires et source de tensions entre industriels

On ne trouve pas de traces du traitement du risque d'inondation lors de la conception des premiers réacteurs de recherche du CEA de Marcoule (G1-G2 et G3), construits au milieu des années 50, qui avaient vocation à produire du plutonium pour la bombe nucléaire. Néanmoins, l'eau apparaît comme un enjeu vital pour ces installations comme le présente un rapport du CEA du milieu des années 1950 : « *C'est en cherchant une région proche d'un fleuve à grand débit, présentant une densité de population assez faible (...), que la CEA a fixé son choix sur Marcoule* »³²³. En effet, si les premières installations du CEA étaient en banlieue parisienne³²⁴, le CEA a besoin d'un site plus étendu, éloigné des zones densément peuplées pour éviter les dangers de contamination, et proche d'une source d'eau importante pour le refroidissement des condenseurs³²⁵ de ses installations. C'est donc un fleuve à grand débit qui doit permettre de diluer les effluents radioactifs rejetés par l'installation nucléaire et donc de respecter les normes de rejets en vigueur³²⁶. Les thématiques de la pollution des eaux et de l'approvisionnement feront l'objet d'un nombre d'études scientifiques important lors de la construction des premières installations entre le milieu des années 1950 et le début des années 1970. Ces thématiques seront également au centre de conflits entre exploitants d'installations nucléaires et exploitants d'ouvrages hydroélectriques.

1.1.1. La problématique de la contamination de l'eau par les radionucléides

Dès les années 1950, la question de la radioprotection et des effluents radioactifs dévoile des tensions entre la protection des populations et la non-entrave au développement de l'énergie atomique (Boudia, 2008). Pour résoudre ces difficultés, en France, une commission spéciale est créée au sein du secrétariat d'Etat à la santé publique en 1955³²⁷ dans l'optique de formuler des avis sur

³²³ CEA (1956). Rapport n°670 « A » Réacteur G1 – Présentation du premier réacteur à graphite français et des expériences effectuées en 1956.

³²⁴ A Fontenay-aux-Roses et à Saclay.

³²⁵ Sciences et Avenir n°109, « Marcoule produira 100 kg de plutonium par an », mars 1956.

³²⁶ CEA (1960). Rapport n°1629, « Problème des effluents d'un centre de production de plutonium », 1960.

³²⁷ « *La Commission de protection des radiations regroupe des membres de droit : le directeur de l'Hygiène sociale, le directeur de l'Hygiène publique et des Hôpitaux, le directeur de l'Institut national d'hygiène, le*

cette question : « *une série de discussions s'engagent en son sein en vue de formuler un avis concernant les rejets du site de Saclay dans la Seine et de celui de Marcoule dans le Rhône* » (Boudia, 2008).

En parallèle, le CEA développe des outils spécifiques pour calculer et mesurer cette pollution radioactive. En collaboration avec le Laboratoire National d'Hydraulique (LNH) d'EDF, le CEA développe la méthode des « traceurs radioactifs » pour permettre « *de déterminer les spécifications auxquelles devait obéir le dispositif de rejet* »³²⁸. Dès la fin des années 1950, des liens entre EDF et le CEA sur les questions d'hydraulique et d'hydrologie se développent donc autour de ces questions. Les problèmes liés à la pollution du milieu entraîneront la création, au CEA, d'une section radioécologie³²⁹ en 1965 qui aura pour but « *d'étudier le transfert des polluants à travers divers compartiments du milieu* » et « *l'effet de ces polluants sur la biosphère elle-même* »³³⁰.

La thématique de l'eau devient alors une question de radioprotection au CEA. Si, au milieu des années 1960, le CEA se spécialise sur la question de la pollution de l'eau, l'inondation sur les installations nucléaires ne fait alors l'objet d'aucun travail spécifique au sein de l'organisation.

1.1.2. La gestion de la ressource en eau : source de conflits entre industriels

Les problématiques autour de la gestion de l'eau apparaissent entre EDF et le CEA sur le site de Cadarache, choisi en 1959 pour accueillir un réacteur de recherche du CEA (Rapsodie³³¹). EDF, alors exploitant d'ouvrages hydroélectriques et pas encore d'installations nucléaires, est également gestionnaire du canal EDF sur la Durance, qui passe par Cadarache. La question de la pollution de l'eau de la Durance et du canal EDF pose problème aux populations avoisinantes. En effet, le canal EDF alimente en eau potable l'aval de Cadarache, la ville de Marseille et couvre les besoins en agriculture. EDF utilise également l'eau du canal pour alimenter son usine hydroélectrique de Jouques mise en service en 1959 quelques kilomètres en aval. Le CEA souhaite alors utiliser le canal

directeur du Travail au ministère du Travail et de la Sécurité sociale, deux représentants du CEA ainsi qu'un mandataire de trois autres ministères, le ministère de la Défense nationale et des Forces armées, le ministère de l'Éducation nationale et le ministère de l'Industrie et du Commerce » (Boudia, 2008).

³²⁸ CEA (1960). Rapport n°1629, « Problème des effluents d'un centre de production de plutonium », 1960 et Rapport CEA n°1788, « Emploi de traceurs radioactifs pour l'étude du transport solide dans les cours d'eau », 1960.

³²⁹ Rattachée alors au Département de la Protection Sanitaire du CEA

³³⁰ CEA (1970). Bulletin d'informations scientifiques et techniques du CEA, « Ecologie et pollution du milieu », Septembre 1970, p3.

³³¹ Réacteur expérimental de la filière à Neutrons rapides.

EDF, plus proche des installations du CEA que la Durance « naturelle », pour résoudre ses problèmes de refroidissement et de rejets des effluents. Devant l'inquiétude des populations concernant le risque de pollution du canal EDF par les installations du CEA, « *les collectivités locales désignèrent un représentant chargé de suivre, en liaison avec les responsables du centre et des représentants du ministère de la santé, la question des effluents* » (Foasso, 2003). Ces tractations contraignent le CEA à opter pour un circuit de refroidissement fermé³³² afin de ne pas rejeter d'effluents dans le canal EDF. On retrouve cette conclusion dans le rapport de sûreté d'un autre réacteur de recherche (Pégase) situé à Cadarache et construit quelques années après Rapsodie : « *La prise d'alimentation en eau de la ville de Marseille se situe sur le canal EDF un peu en aval de Cadarache. Il est donc impossible de concevoir un dispositif de rejet dans ce canal* »³³³. On observe donc, dès l'implantation des premiers réacteurs, que les problématiques liées à la gestion de l'eau forcent le CEA à adapter ses installations à leur environnement. Rappelons qu'à la fin des années 1950, EDF, en plus d'être un producteur d'énergie hydroélectrique, a déjà un pied dans l'énergie nucléaire³³⁴, ce qui facilite les négociations avec le CEA sur le dossier lié à la gestion des effluents du site de Cadarache.

En conclusion de cette sous-section, il semble important de noter qu'une double problématique liée à l'eau interpelle les experts et décideurs lors de la construction et de l'exploitation des premières installations nucléaires : l'approvisionnement en eau des installations et les rejets. Ces problématiques font l'objet d'une réelle mise sur agenda en étant politisées et en mobilisant parfois les citoyens localement (Hassenteufel, 2010), comme ce fut le cas notamment pour Cadarache. Ces thématiques entraînent des discussions complexes sur le site de Pierrelatte où la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), qui dispose d'une concession de l'Etat pour gérer l'aménagement du fleuve Rhône, n'a pas les mêmes objectifs industriels que le CEA ou EDF. Au milieu des années 1960, l'importance de la thématique des rejets et donc de la pollution de l'eau entraîne la création d'un laboratoire spécialisé au sein du département de protection sanitaire du CEA. On observe donc une séparation entre, d'une part, la thématique de l'approvisionnement en eau qui semble être traitée comme un enjeu de sûreté (assurer le refroidissement des réacteurs) et de politique industrielle (assurer la production) et, d'autre part, la thématique de la pollution qui devient une question de

³³² Le CEA utilise alors un circuit de refroidissement fermé avec des tours aérorefrigérantes pour éviter de relâcher de l'eau directement dans le canal EDF.

³³³ CEA (1964). Rapport R N°2518 « Rapport de de Sûreté du réacteur Pégase – Tome 1 – Description des installations », 1964.

³³⁴ EDF et CEA ont passé un accord en 1954 pour extraire de l'électricité des piles plutonigènes du CEA à Marcoule (Foasso, 2003).

radioprotection. Comme l'explique Boudia, la radioprotection de l'environnement a fait l'objet d'une publicisation importante et d'une mise sur agenda précoce dans les années 1950 (Boudia, 2008) alors que, comme nous l'avons vu au Chapitre 1 et 2, la sûreté nucléaire a fait l'objet d'une régulation dans des espaces confinés et discrets (Gilbert & Henry, 2012). Cette étape de formulation des problèmes est fondamentale car c'est par cette séparation que le risque d'inondation pour les installations nucléaires va alors devenir un problème de sûreté nucléaire et donc faire l'objet de négociation dans des espaces discrets.

Néanmoins, à ce stade, si la gestion de l'eau apparaît comme un enjeu crucial pour les experts lors de la construction et de l'exploitation des premières centrales nucléaires, les débats ne sont pas centrés sur l'inondation. De même, à aucun moment le risque d'inondation pour les installations nucléaires n'est l'objet de débats entre le CEA, EDF et la CNR. Il convient donc de se pencher sur les documents techniques de ces premières installations pour voir s'il est fait mention du risque d'inondation.

1.2. L'insertion de la thématique inondation dans les premiers rapports de sûreté : les problèmes de « sites »

Dans les années 1960, avec la construction des premières centrales électronucléaires, dont les exigences de refroidissement sont bien supérieures à celles des réacteurs de recherche, la thématique de la « sélection des sites d'implantations » devient importante au niveau international³³⁵, au moment où se développent les premières contestations sur les centrales nucléaires aux Etats-Unis. Sélectionner le site d'implantation d'une centrale nucléaire implique l'étude de toute une série de facteurs économiques, sociaux, géographique pour choisir un emplacement adéquat. Au début des années 1960, c'est au sein du premier instrument de régulation des risques, le rapport de sûreté (Voir chapitre 1) qu'apparaît la thématique du risque d'inondation. On retrouve notamment des traces de la thématique des inondations dans les rapports de sûreté de certains réacteurs de recherche du CEA. Dans un chapitre du rapport de sûreté consacré au site³³⁶, on observe plusieurs sous-sections, parmi lesquelles la démographie, l'environnement industriel, la géologie et sismologie des sols et l'hydrologie du site. C'est dans cette section « hydrologie » que l'inondation est prise en considération par les experts de la sûreté.

³³⁵ Trois conférences internationales de l'AIEA sont organisées spécifiquement sur cette thématique en 1962 et 1967 à Vienne et en 1963 à Bombay. Les experts du CEA et d'EDF y présentent à chaque fois des travaux.

³³⁶ Le chapitre « site » d'un rapport de sûreté correspond aux thématiques liées à l'emplacement géographique de l'installation nucléaire.

1.2.1. L'exemple de Siloé : l'externalisation du traitement de l'inondation par le CEA

Le rapport de sûreté du réacteur de recherche Siloé³³⁷ du CEA, mis en service en 1963 et situé à Grenoble, est l'un des premiers à prendre explicitement en considération le risque d'inondation. Le rapport de sûreté mentionne que « *les risques d'inondation doivent être examinés et pesés à leur juste poids (...). Ils ont été vérifiés auprès des spécialistes des Ponts et Chaussées de l'Isère* »³³⁸. Le rapport de sûreté précise également que la crue de la rivière Isère de 1859 constitue la référence pour l'étude du risque d'inondation du réacteur et constate que le terrain choisi pour l'implantation du réacteur n'était pas inondé lors de cette crue. Le rapport de sûreté conclut qu'« *en cas de crues très graves de l'Isère entraînant la rupture de la digue rive gauche, il est donc très probable que les constructions ne seront pas inondées* »³³⁹. Il est intéressant de noter que ces conclusions s'appuient sur des travaux de spécialistes du domaine et notamment sur les travaux du professeur Pardé³⁴⁰, universitaire reconnu et spécialiste de l'hydrologie. On note ici une externalisation de l'expertise dans le domaine de l'inondation vers un universitaire et des spécialistes des Ponts et Chaussées de l'Isère. Les experts du CEA, spécialistes de la sûreté des installations, n'interviennent donc pas directement sur cette thématique. A cette époque, le niveau d'inondation pris en compte par les experts du CEA est « déterministe » et correspond à celui d'un scénario connu, la crue de l'Isère de 1859, considérée comme un événement bicentennial³⁴¹. Le niveau de risque contre lequel l'installation doit être protégée est alors explicité par des mots et non par des chiffres : « *Les conséquences à craindre pour le réacteur, des séismes ou des inondations ne doivent pas être ignorées, mais elles paraissent acceptables* »³⁴².

³³⁷ Le cœur du réacteur Siloé était constitué de combustible nucléaire en uranium enrichi à 90 % placé dans une piscine d'eau ordinaire. Le réacteur sera arrêté en 1997 et son démantèlement, débuté en 2005, est aujourd'hui terminé.

³³⁸ CEA (1963). CEA : « Rapport de sûreté de Siloé – Partie Descriptive (1963).

³³⁹ Ibid.

³⁴⁰ Maurice Pardé a estimé que le pic du débit de la crue de 1859 était de 1800 m³/s (en général, une estimation de débit doit être associée à un lieu précis (Archives du Fond Pardé de l'UFR Géographie de l'Université de Grenoble, Dossier 1051).

³⁴¹ Une crue bicentennale se produit en moyenne une fois tous les 200 ans.

³⁴² CEA (1963). « Rapport de sûreté de Siloé – Partie Descriptive (1963) ».

1.2.2. L'exemple de Chinon : un traitement similaire de l'inondation sur les centrales thermiques et nucléaires à EDF

Une évaluation du risque d'inondation, postérieurement au choix du site, va être effectuée sur la centrale EDF 1 à Chinon, première centrale française dédiée à la production d'électricité et donc première étude de sûreté pour EDF (Voir chapitre 1). En effet, c'est avec le troisième plan quinquennal (1958-1961) que l'Etat décide de lancer des prototypes de réacteurs producteurs d'électricité, qui seront la base du développement industriel du nucléaire civil en France. EDF devient alors exploitant de trois centrales à Chinon (EDF 1, 2 et 3) de la filière Uranium naturel-graphite-gaz, couplées au réseau au milieu des années 1960.

Lors de la phase de construction de la centrale, des crues de la Loire inondent « *le chantier dont les remblais n'étaient pas achevés. Remblais qui donneront des idées au très imaginaire responsable de l'aménagement (...). Ainsi, pour renforcer la digue servant à protéger le canal chargé de réguler les flux, il fit couler pas moins de 80 vieux camions et autobus chargés de pierre* »³⁴³. Les rapports de sûreté de Chinon 1³⁴⁴ et 2³⁴⁵ mentionnent alors que « *ce terrain est inondable. Les crues les plus connues ayant atteint la cote de 35,75 m N.G.F en 1856, il a été nécessaire d'exécuter d'importants travaux de remblaiement jusqu'à une cote de 36,50 m N.G.F correspondant à une crue maximum-maximorum* ». A ce stade, il n'y a pas plus de précisions sur les méthodes employées pour calculer cette crue « maximum-maximorum », qui correspond à l'idée d'« *une crue de probabilité rigoureusement nulle* »³⁴⁶.

Si le risque d'inondation n'a pas eu d'influence sur la sélection du site d'implantation de la centrale de Chinon qui a été faite de la même façon que pour une centrale thermique, une évaluation du risque a été effectuée *a posteriori*, ce qui a abouti à un calage de la plateforme au-dessus d'une certaine cote. Il est intéressant de noter que c'est une problématique de terrain (l'inondation du chantier) qui a poussé EDF à développer une évaluation du risque d'inondation, alors que le site d'implantation était déjà choisi.

³⁴³ La Tribune, « 14 juin 1963 : Chinon appuie sur le bouton nucléaire », 22/07/2013.

³⁴⁴ EDF (1962). Rapport de Sécurité de Chinon 1, 1962

³⁴⁵ EDF (1975). Rapport de Sûreté de Chinon 2, édition de septembre 1975.

³⁴⁶ Duffaut, J., (1952). « Choix du débit de crue pour lequel il convient de prévoir les ouvrages évacuateurs d'un barrage », La houille blanche, 1952.

A ce stade, on observe déjà des différences de doctrine et de pratique entre le CEA et EDF. Contrairement au CEA pour le réacteur Siloé, ce sont uniquement des experts EDF qui évaluent le risque d'inondation pour la centrale de Chinon. Si, pour le site de Siloé, le calcul des crues était effectué de manière déterministe, il semble que pour les sites de Chinon, une étude statistique, non précisée dans le rapport de sûreté, a été menée par les experts EDF. Les fonctionnements du CEA et d'EDF concernant le calcul de la crue au début des années 1960 sont résumés sur la figure suivante (cf. Figure 37).

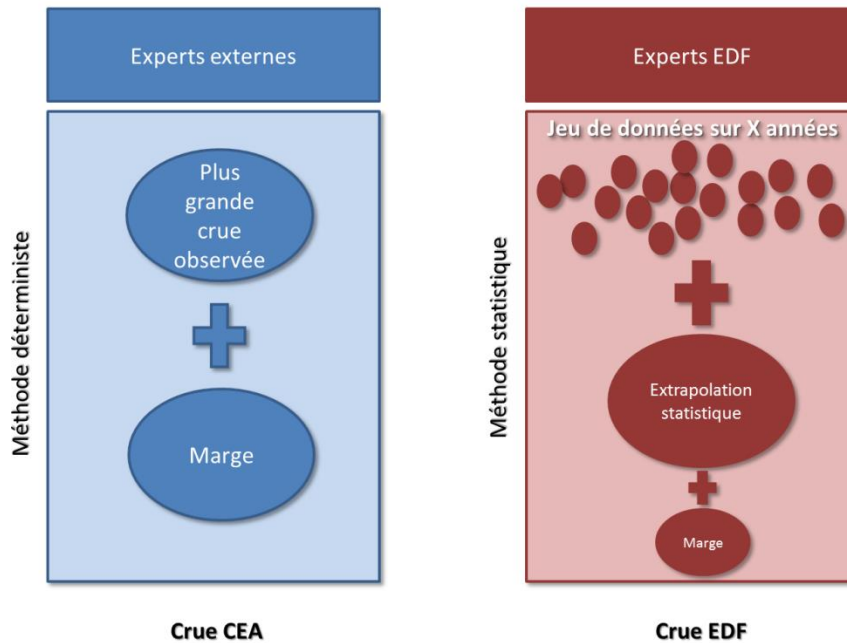


Figure 37 : Le calcul de la crue au CEA et à EDF pour les installations nucléaires au début des années 1960.

Au début des années 1960, bien que faisant l'objet d'un traitement différent par le CEA et par EDF, le risque d'inondation sur les installations nucléaires ne fait pas l'objet d'une évaluation spécifique par rapport à ce qui se fait à l'époque sur d'autres types d'installations.

1.3. Conclusion intermédiaire

A la construction des premières installations du CEA, dans les années 50, la thématique de la gestion de l'eau est une source de conflits entre industriels autour des problématiques d'approvisionnement et de pollutions radioactives émises par les installations. Ces thématiques vont alors faire l'objet d'une mise à l'agenda spécifique (Hassenteufel, 2010), qui sera institutionnalisée par la création d'organisations en charge de la problématique (au niveau des ministères et du CEA). Mais l'inondation ne fait pas partie de cette mise à l'agenda.

L'inondation apparaît plus tard, en même temps que la thématique de la « sélection des sites », au début des années 1960, dans les premiers rapports de sûreté des installations CEA et EDF. Mais au milieu des années 1960, contrairement aux questions de la ressource en eau et des rejets radioactifs, qui sont « nucléarisées », il apparaît que le risque d'inondation ne fait pas l'objet d'un traitement spécifique sur les installations nucléaires. Si l'inondation apparaît comme un sujet peu important pour la sûreté des installations nucléaires (en nombre d'ailleurs très limité), au même moment, EDF s'intéresse de manière très poussée à l'étude des crues pour des besoins opérationnels autour de l'hydroélectricité. Cet intérêt va être la source de la constitution d'une expertise qui sera ensuite réutilisée dans le secteur nucléaire.

2. Quantifier le risque : à EDF, les statistiques appliquées à l'hydrologie

Avant d'être un producteur d'électricité d'origine nucléaire, EDF a construit dans l'après-guerre toute une série de centrales hydrauliques et de barrages sur différents fleuves et rivières. Jusqu'au milieu des années 1960, les effectifs de la direction de l'équipement³⁴⁷ côté hydraulique sont plus importants que pour le nucléaire et le thermique, comme nous le montre la Figure 38.

**EVOLUTION DES EFFECTIFS
DE L'EQUIPEMENT
(Services régionaux)**

	Hydraulique	Thermique et nucléaire
1948	1 628	219
1958	1 839	959
1968	1 344	1 838
1974	760	2 198
1975	3 352	

Figure 38 : Evolution des effectifs de l'équipement à EDF entre 1948 et 1975 (Herblay, 1977)

Dans cette section, nous nous intéresserons à la manière dont se sont constitués, à EDF, des savoirs, autour des statistiques, pour répondre à des questions répondant à un besoin de prévision, portant plus particulièrement sur l'évaluation du risque de crues pour les barrages. L'étude de la genèse de ces évaluations du risque à base de statistiques apparaît essentielle car nous verrons que ces

³⁴⁷ La direction de l'équipement d'EDF était en charge de construire les centrales hydroélectriques, thermiques et nucléaires d'EDF.

méthodes d'évaluation du risque seront un des sujets de controverse majeur lors de la conception de la règle concernant l'inondation pour les installations nucléaires (voir section 4).

2.1. Les statistiques et la recherche de l'optimum économique de l'hydroélectricité : la création d'une communauté scientifique et technique

L'utilisation des probabilités et des statistiques pour les questions liées à l'hydraulique est liée à la création, en 1912, d'une société savante, la « Société Hydrotechnique de France » (SHF). La SHF a été créée dans le but de favoriser les échanges entre scientifiques et techniciens dans le domaine de l'eau, au moment où se construisent les premières centrales hydroélectriques en France. Elle vient donc en appui à l'industrie hydroélectrique. A partir de 1939, la SHF est dirigée par Pierre Massé, futur président d'EDF et commissaire au plan (1965-1969). Économiste de formation, Pierre Massé est convaincu de l'importance des techniques probabilistes et statistiques pour la gestion des ressources hydroélectriques. Il crée alors un Service d'hydrologie statistique en 1939 au sein de la SHF et développe un discours sur le lien entre les problématiques économiques et l'utilisation des statistiques en hydrologie. Selon lui « *les problèmes d'hydrologie statistique tiennent en effet dans la vie économique du pays une place qui s'accroît chaque jour. Nos ressources hydrauliques sont ainsi, et deviendront plus encore un des richesses fondamentales du pays. Richesse vraiment nationale, indestructible et inaliénable. Mais grevée en revanche d'une irrégularité foncière, que l'aménagement de grands réservoirs peut atténuer, non faire disparaître. Un intérêt capital s'attache à prendre la mesure de cette irrégularité, à resserrer la prévision des débits, à préciser le risque des grands étiages, à se prémunir contre leurs effets, à définir le rôle et la valeur des réserves hydrauliques. Ces tâches ne sont pas nouvelles. Ce qui est nouveau, c'est leur ampleur. C'est aussi leur actualité. Ce sont enfin les méthodes d'attaque que le progrès de la statistique mathématique et du calcul des probabilités met à notre disposition* ». ³⁴⁸

En 1946, avec la nationalisation des régies privées d'électricité au sein d'EDF, les équipes de la SHF constituent le noyau du Service des Études et Recherches Hydrauliques d'EDF et du Laboratoire National d'hydraulique, créé en 1942 par le ministère de l'équipement, puis rattaché quelques années plus tard à EDF.

³⁴⁸ Massé, P. (1943). « Situation, perspectives et applications de l'hydrologie statistique », communication au comité technique de la Société Hydrotechnique de France, janvier 1943.

Dans les années 1950-1960, on observe le développement massif chez EDF de la théorie statistique et ses applications à l'estimation des ressources, à la planification et à la gestion des réservoirs hydroélectriques ainsi, comme nous allons le voir, qu'aux risques associés aux crues. En effet, avec la prolifération de la construction de barrages d'EDF ou de la CNR sur le territoire français, les décideurs ont besoin d'être guidés dans leurs choix, pour prévoir les apports d'eau dans les réservoirs³⁴⁹ ou pour dimensionner des ouvrages de protection. C'est l'apogée d'une hydrologie opérationnelle : *« L'application des méthodes statistiques à l'hydrologie n'est pas académique : elle tend à fournir des éléments de décision, c'est-à-dire qu'elle conditionne des choix qui prennent appui sur le résultat du calcul mais le dépassent. C'est dans ce sens que la mise en œuvre de ces méthodes est dite « opérationnelle » »*³⁵⁰.

Le développement d'une communauté scientifique et technique autour de l'hydrologie est donc lié à la recherche d'un optimum économique. En ce sens, EDF, autour de la SHF, cherche à disposer d'un maximum de savoirs pour contrôler, calculer et prévoir les apports en eaux pour ses ouvrages hydroélectriques. Pour les décideurs de l'époque, les statistiques apparaissent comme une réponse pour réduire de manière rationnelle les incertitudes économiques.

2.2. L'utilisation des statistiques pour le calcul des crues de projet³⁵¹ des barrages

Pour des raisons de sécurité et de production, en cas de crue importante, un barrage ne doit ni stopper son fonctionnement ni, au pire des cas, être détruit. Pour cela, EDF va alors développer des calculs statistiques pour dimensionner³⁵² des « évacuateurs de crues », dispositifs essentiels à la sécurité d'un barrage car ils permettent d'évacuer le trop-plein d'eau et donc d'éviter une surverse³⁵³. Comme l'explique un expert d'EDF à propos des études statistiques : *« Toutes ces études ont en effet pour but une utilisation économique des ressources en eau destinées essentiellement à la production d'énergie électrique : le problème des valeurs extrêmes de crue étant également un*

³⁴⁹ Ferry, S. (1956). « L'utilisation des méthodes statistiques à l'Électricité de France pour la prévision des apports dans les réservoirs. Examen des résultats obtenus », *Revue de statistique appliquée*, tome 4, n°2 (1956), P.63-74.

³⁵⁰ Jacquet, J. (1964). « Les méthodes statistiques dans les calculs de prédétermination des crues », *Revue de statistique appliquée*, tome 12, n°1, 1964, p.49-61.

³⁵¹ Une crue de projet correspond au débit de crue maximal qui pourrait passer sans dommage ou sans risque sérieux pour la stabilité des ouvrages (Source : <http://www.georisques.gouv.fr/glossaire/crue-de-projet-0>, page web consultée le 29/06/2017).

³⁵² Le dimensionnement correspond à la capacité de résistance d'un ouvrage face à un aléa (ici une crue).

³⁵³ La surverse correspond à un débordement non prévu de l'eau au-dessus d'un barrage.

*problème économique (relatif au génie civil) »*³⁵⁴. En effet, le dimensionnement d'un évacuateur de crue repose sur le calcul d'une crue extrême. L'enjeu économique autour de ce calcul est primordial pour EDF car l'évacuateur de crue représente un coût important dans la construction d'un barrage. Les experts d'EDF cherchent alors à le dimensionner au plus juste pour obtenir un compromis acceptable entre sécurité et coût. C'est autour de ces enjeux que les méthodes statistiques, qui vont servir à calculer les crues de projet des barrages, vont être développées à EDF, discutées en France et à l'international et appliquées pour la première fois sur le barrage de Serre-Ponçon.

2.2.1. La crue des universitaires avant Serre-Ponçon

Jusqu'à la fin des années 1950, les études pour choisir les « sites » des barrages EDF étaient déléguées à des universitaires spécialisés en hydrogéologie. EDF n'avait alors pas encore développé de savoir-faire spécifique sur le sujet. Un ancien responsable à la direction de l'équipement d'EDF explique que « *du bureau d'études techniques à l'entreprise de génie civil, et du producteur d'électricité au fournisseur de machines, personne ne connaissait rien à l'hydrogéologie. On s'adressait donc à un professeur de faculté, soit à cause de son renom, soit parce qu'il enseignait à proximité. (...) Nous avons un cours magistral mais jamais de conclusions techniques. Les deux langages ne s'accordaient pas* » (Herblay, 1977). Jusque dans les années 1950, les méthodes statistiques restent peu appliquées et le dimensionnement des évacuateurs de crues des barrages est encore effectué de manière déterministe, « *en recherchant la plus grande crue connue et en affectant un coefficient de sécurité* »³⁵⁵. Les universitaires se chargent alors de définir la plus grande crue et les ingénieurs EDF appliquent le coefficient de sécurité qu'ils jugent acceptable du point de vue des coûts et de la sécurité.

2.2.2. Les débats scientifiques pour et contre l'utilisation des statistiques

Avec la naissance de la théorie des valeurs extrêmes en statistiques³⁵⁶ dans les années 1930, le développement des statistiques pour calculer les crues va prendre, à partir de la fin des années 1950, un essor très important, notamment porté par EDF. Ces méthodes sont alors développées par des

³⁵⁴ Duband, D. (1982). Cours d'hydrologie statistique approfondie, Ecole Nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble, 1982.

³⁵⁵ Davy, L (1979). « Le point sur la prévision des crues », Bulletin de l'Association des géographes français, n°459, février 1979, pp. 73-80.

³⁵⁶ Gumbel, E.J. (1935) « Les valeurs extrêmes des distributions statistiques », *Ann. Inst. Henri Poincaré*, vol. 5, n° 2, 1935, p. 115–158.

ingénieurs fraîchement embauchés comme Georges Morlat, Lucien Le Cam ou Jacques Bernier, qui deviendront des spécialistes des statistiques appliquées à l'hydrologie. Comme l'explique un ingénieur EDF, « *l'hydrologie des crues est une terre d'élection pour le statisticien. Non seulement parce que la science hydrologique se constitue à partir de séries d'observations (...) mais également et surtout parce que les phénomènes naturels qu'elle étudie (précipitations, débits des cours d'eau notamment) résultent d'une telle complexité de causes que les grandeurs qui les mesurent en un point peuvent être considérées comme des variables aléatoires dont le calcul des probabilités fournit des modèles utiles à leur description* »³⁵⁷. L'utilisation des statistiques doit alors permettre de prendre des décisions plus justes et plus scientifiques et ainsi d'optimiser le ratio sécurité/coût.

Dès le début des années 1950, des conférences internationales traitent de la question de la gestion et de la sécurité des barrages. C'est notamment le cas en 1951 à New-Delhi, où se déroule le congrès international des Grands Barrages. Les ingénieurs d'EDF participent activement à ce type d'évènement. Le congrès de New-Delhi est l'occasion pour EDF de discuter notamment des études utilisées dans le monde pour dimensionner les barrages face aux crues. Georges Morlat, note que « *l'emploi des lois de probabilité a été parfois critiqué, en particulier par M. Pardé (...). Rappelons aussi que des instructions données aux ingénieurs américains par le Geological Survey font état d'une méfiance très nette à l'égard des méthodes statistiques* »³⁵⁸. En effet, dès les années 1940, les experts de la Société des ingénieurs civils de Boston conclurent dans un rapport³⁵⁹ « *qu'il était pour le moins difficile et douteux d'assigner des périodes de retour aux crues extrêmes observées sur une rivière, et il était d'autant plus difficile et douteux de déterminer par extrapolation, une longue durée de retour correspond à un projet d'évacuateur de crue pour une construction particulièrement importante* »³⁶⁰. Aux Etats-Unis, les années 1950 sont marquées par le développement de méthodes dites déterministes qui nécessitent de définir une limite physique à plusieurs phénomènes (voir section 3 de ce chapitre 4) sans utiliser de statistiques mais en prenant en compte le maximum physique observé de différents phénomènes (humidité, vent, vapeur d'eau...). En France et au niveau international, avec les ingénieurs américains, les méthodes statistiques pour le calcul des crues ne semblent pas trouver un écho très positif. A l'époque, des méthodes dites « empiriques » sont

³⁵⁷ Jacquet, J. (1964). « Les méthodes statistiques dans les calculs de prédétermination des crues », Revue de statistique appliquée, tome 12, n°1, 1964, p.49-61.

³⁵⁸ Morlat, G. (1951). EDF Rapport d'ensemble "Les communications faites à New-Delhi sur l'estimation des débits de crues", 1951.

³⁵⁹ Rapport dans le journal de la « Boston Society of Civil Engineers », 1942-1943

³⁶⁰ Fontaine, P. (1967). Notice d'informations techniques sur l'article de Myers, A Vance, « Meteorological estimation of extreme precipitation for spillway design flood », 1967.

couramment employées. Elles préconisent la récolte d'un maximum de données globales (tailles des bassins versants, pluviométrie, pentes...) pour définir des crues. En ce sens, la méthode statistique EDF est considérée comme plus simple à mettre en œuvre car elle utilise « *les seuls relevés de débits de la station pour laquelle on cherche à évaluer la crue* »³⁶¹. Si Georges Morlat défend alors leur utilisation en expliquant lors de ce congrès que, « *un certain nombre de points délicats ont conduit des auteurs insuffisamment prévenus à des affirmations discutables et parfois inexactes* »³⁶², il reconnaît néanmoins que les méthodes actuellement utilisées en France par EDF mériteraient d'être approfondies et comparées à d'autres méthodes. Lors de cette même conférence, Lucien Le Cam fait le bilan sur l'utilisation des méthodes statistiques pour l'étude des crues à EDF au début des années 1950 : « *Nous nous excusons de ne pas pouvoir d'ores et déjà donner une méthode simple et précise de calcul des crues, mais espérons que ce qui précède, quoique très incomplet, montrera d'une part l'ampleur du sujet et la diversité des problèmes qu'il pose, d'autre part, le genre de travaux qu'il faudra effectuer pour résoudre ces problèmes* »³⁶³. A partir du début des années 1950 et de cette conférence à New-Delhi, les ingénieurs EDF comprennent qu'il leur faut une méthode statistique spécifique pour traiter des crues pour les barrages alors en construction. Les savoirs récemment développés par EDF restent alors incomplets, encore non opérationnels et surtout critiqués par d'autres experts du sujet. Le professeur Pardé, hydrologue universitaire français reconnu et plutôt sceptique quant à l'utilisation des statistiques en hydrologie dira alors « *qu'on parle de crue millénaire, et elle se produit deux fois dans la même semaine* » (Massé, 1964).

2.2.3. La crue des statisticiens pour Serre-Ponçon : la première analyse coût-bénéfice

La première utilisation opérationnelle des statistiques appliquées à l'étude des crues est lancée avec la construction, entre 1957 et 1959, du barrage de Serre-Ponçon sur la Durance. Les études d'EDF concernant l'évacuateur de crue de Serre-Ponçon font pour la première fois appel aux probabilités et statistiques pour calculer un optimum économique entre la sécurité du barrage et le coût de ces protections. La réflexion d'EDF sur l'étude des crues à Serre-Ponçon est ainsi formulée : « *A-t-on*

³⁶¹ Morlat, G. (1951). EDF Rapport d'ensemble "Les communications faites à New-Delhi sur l'estimation des débits de crues", 1951.

³⁶² Ibid.

³⁶³ Le Cam, L. (1951). « Etude sur les crues », rapport préliminaire, 1951.

*intérêt à réduire ce risque au prix d'une augmentation d'investissement ? Le problème est posé. Il s'agit d'un optimum économique ».*³⁶⁴

Pour calculer la taille de l'évacuateur de crue de Serre-Ponçon, quatre données d'entrée sont alors utilisées : l'investissement économique, les dégâts potentiels, les probabilités de crues et la « forme » des crues.

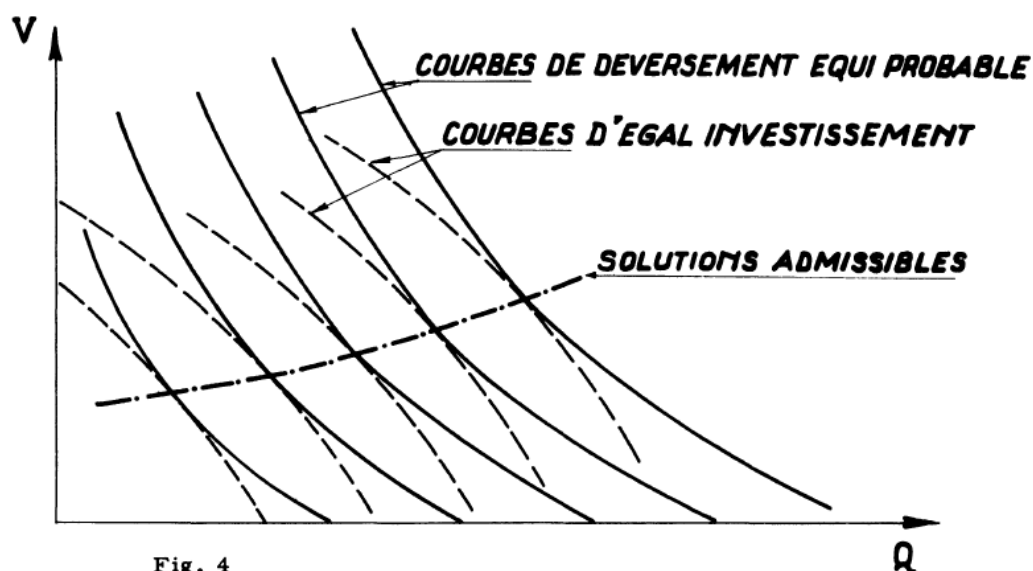


Fig. 4

Figure 39 : Courbes de probabilités de déversement et d'investissement (Direction de l'Équipement d'EDF, 1956)

Comme nous le montre la Figure 39, les ingénieurs EDF recherchent alors une solution admissible entre l'investissement et la probabilité de déversement (V représentant le volume d'eau stockable et Q le débit de l'évacuateur de crue).

On retrouve alors, aux commandes de ces études, les statisticiens EDF présentés plus haut. Pour la première fois en France, un ouvrage hydroélectrique est protégé contre une crue dite « millénaire »³⁶⁵. Pour ces études, un ingénieur à la Direction de l'Équipement d'EDF conclut : « il

³⁶⁴ Labaye, G. (1956). « Le problème des évacuateurs de crues de Serre-Ponçon. Essai de détermination d'un optimum économique », Revue de statistique appliquée, tome 4 n°3 (1956), p47-66.

³⁶⁵ Une crue millénaire a statistiquement une chance sur 1000 de se produire par an. Les statisticiens parlent de la « période de retour » d'une crue, ce qui sous-entend que ses conditions d'apparition n'évoluent pas dans le temps. Avec cette hypothèse (forte !), le niveau de la crue millénaire est en principe atteint ou dépassé en moyenne une fois tous les mille ans ; la crue millénaire a donc une période de retour de 1 000 ans. La crue millénaire deviendra ensuite la norme pour les grands barrages.

semble bien que notre sécurité morale soit satisfaisante. (...) La solution adoptée est économiquement viable »³⁶⁶.

Il est intéressant de signaler que, si une méthode statistique est utilisée pour calculer cette crue de projet, le professeur Pardé est néanmoins consulté pour légitimer les choix de cette méthode : *« les travaux d'un spécialiste aussi éminent que Monsieur Pardé, appuyés non point sur l'analyse statistique, mais sur une connaissance géographique profonde et sur une grande érudition, l'ont conduit à des conclusions qui semblent en bon accord avec les chiffres cités plus haut »³⁶⁷.* La combinaison entre une méthode de détermination d'un optimum économique mise en place par EDF et la consultation d'un hydrologue montre la volonté de « prouver » scientifiquement la quantification retenue pour dimensionner le barrage de Serre-Ponçon. On retrouve ici le développement d'une analyse de risque de types « coûts-bénéfices » qui répond à un principe simple : *« une action est jugée rationnelle si elle vise à satisfaire ou optimiser des intérêts, à savoir que son bénéfice est supérieur à son coût »* (Boudia, 2013).

C'est à partir de la construction de Serre-Ponçon qu'EDF calculera systématiquement les crues de projet de ses barrages à l'aide d'outils statistiques et abandonnera progressivement le recours à des hydrologues universitaires, considérés comme trop éloignés des problématiques de terrain (Herblay, 1977).

Dans les années 1950, EDF débute l'utilisation opérationnelle des statistiques et des probabilités pour calculer des crues pour dimensionner ses barrages. Faisant l'objet de débats à l'international et en France, ses méthodes ne sont pas encore stabilisées à la fin des années 1950.

2.3. Méthodes et machines : le temps de la statistique colonisatrice

La colonisation d'EDF par des méthodes statistiques concernant l'étude des crues va être permise par la formalisation d'une méthode générique mais également par le développement des ordinateurs.

³⁶⁶ Labaye, G. (1956). « Le problème des évacuateurs de crues de Serre-Ponçon. Essai de détermination d'un optimum économique », Revue de statistique appliquée, tome 4 n°3 (1956), p47-66.

³⁶⁷ Ibid.

2.3.1. Le Gradex : L'affirmation d'une méthode générique pour les barrages EDF

Du choc de Malpasset...

La question de la sécurité des barrages prend un virage important dans les années 1950-1960. En 1959, le barrage de Malpasset, situé à une dizaine de kilomètres en amont de Fréjus, cède sous la pression d'une crue considérée comme « presque centennale »³⁶⁸. L'onde de submersion provoquée par la rupture a pour conséquences 423 victimes, 7000 sinistrés et 100 millions de francs de dégâts, détruisant en partie la ville de Fréjus. En 1966, un comité technique permanent des barrages est créé par décret³⁶⁹. Il s'agit de la première instance d'expertise dans ce domaine en France, qui doit alors donner un avis technique sur les projets de barrage³⁷⁰. Il est également demandé à EDF de mettre en place des plans d'alerte aux populations et des dispositifs d'alerte spécifiques³⁷¹, premiers instruments d'action publique destinés à protéger les populations du risque de rupture de barrage³⁷². Pour cela, EDF réalise, dès les années 1960, des simulations de la rupture du barrage de Malpasset sur un modèle réduit³⁷³ réalisées par le LNH. L'Etat délègue donc en partie à EDF, qui dispose des compétences en interne, le soin de concevoir ces instruments.

... à la méthode du Gradex

A côté de ces simulations, EDF participe activement à « la commission d'étude des débits », créée dans les années 1950 au sein de la SHF. C'est lors de réunions de cette commission qu'EDF présente certains travaux sur l'étude statistique des débits de crues³⁷⁴, notamment par l'intermédiaire de Jacques Bernier ou Francis Guillot, ingénieurs chez EDF, qui vont chacun développer des méthodes statistiques à vocation opérationnelle pour calculer des débits de crues. A la fin des années 1960, EDF

³⁶⁸ http://www.rhone-mediterranee.eaufrance.fr/docs/dir-inondations/epri/2_EPRI_District_22.pdf, page web consultée le 27/09/2017.

³⁶⁹ Ses membres sont issus des Ministères de l'Industrie, de l'Agriculture et de l'Équipement pour six d'entre eux, ainsi que deux experts hautement qualifiés dans le domaine

³⁷⁰ Décret du 13 juin 1966 instituant un comité technique permanent des barrages, Journal officiel de la République Française.

³⁷¹ Benoist, G (1989). Les études d'ondes de submersion des grands barrages d'EDF, La houille blanche, n°1, 1989.

³⁷² Ces instruments deviendront petit à petit des « Plan Particulier d'intervention » liés à la rupture de barrage, dont nous reparlons plus loin dans notre travail.

³⁷³ EDF (1964). Note LNH Étude sur modèle et par calcul de l'écoulement consécutif la rupture du barrage de Malpasset, 1964.

³⁷⁴ Société Hydrotechnique de France (1963). « Compte rendu de l'activité de la commission pour l'étude des débits », Décembre 1963.

met en place une méthode spécifique pour calculer les crues de projet de ses barrages : la méthode du Gradex³⁷⁵. Elle permet, en étudiant les données pluviométriques, de calculer des crues d'une probabilité comprise entre 10^{-2} et 10^{-4} (et donc des crues d'une période de retour entre 100 et 10 000 ans)³⁷⁶. Le postulat de base de la méthode du Gradex repose sur l'existence d'une relation entre le volume des pluies et le volume des débits, les débits étant formés par les pluies. L'importance des données pluviométriques disponibles (fournies par Météo France) permet alors de disposer des données journalières de pluies sur plusieurs décennies. Cette méthode convient particulièrement bien pour des bassins versants de taille limitée (moins de 10 000 km²) car elle postule une saturation en eau de l'ensemble d'un bassin pour établir une relation entre la pluie et le débit. Les principaux barrages EDF étant construits en montagne et donc sur des petits bassins versants³⁷⁷, la méthode répond donc à la réalité industrielle du moment.

Si la méthode permet d'extrapoler des données jusqu'à des périodes de retour de 10 000 ans, c'est le décideur qui fixe, en amont, la période de retour à considérer. On observe donc, contrairement à l'analyse faite sur le barrage de Serre-Ponçon, une séparation, en interne à EDF, de la décision politique et de l'évaluation des risques. Comme l'explique Rémy Garçon, spécialiste de ces questions à la Division technique Générale (DTG) d'EDF, « *cette approche des valeurs extrêmes permet au projeteur d'afficher un niveau de fiabilité explicite vis-à-vis du risque de crue, niveau qui dépendra généralement de la vulnérabilité de l'ouvrage et de la vallée aux conséquences d'une crue dépassant la crue de projet* »³⁷⁸. Contrairement au calcul de la crue de projet de Serre-Ponçon, où la dimension économique était directement incluse dans le calcul statistique, la méthode du Gradex ne fait plus apparaître cette dimension. La décision « politique » se traduit alors par un objectif probabiliste à atteindre et est prise en amont du travail des experts d'EDF. Ce chiffre a donc une signification politique dans le sens où il définit la limite entre un risque qui est acceptable et un risque qui ne l'est pas. Néanmoins, ce chiffre résulte d'un compromis qui n'est pas explicité entre une forme de réalisme industriel (au-dessus d'un certain niveau, les coûts seraient trop importants), une volonté politique (au-dessus d'un certain niveau, le risque est négligeable) et une forme de réalisme

³⁷⁵ Guillot, P., Duband, D. (1967). « La méthode du Gradex pour le calcul de la probabilité des crues à partir des pluies », IASH, n°84, 1967.

³⁷⁶ Comité Français des Grands Barrages (CFGB) (1994). « Les crues de projet des barrages : méthode du Gradex », Barrages et réservoirs : 18ème congrès CIGB/ICOLD, n°2, Novembre 1994.

³⁷⁷ Par exemple, le barrage EDF de Vouglans, troisième plus important de France est situé sur la rivière de l'Ain, dont le bassin versant a une superficie de 3 765 km².

³⁷⁸ Garçon, R. (2001). « Recul sur le Gradex », Communication au Colloque technique CFGB, Aix en Provence, 2001.

scientifique (au-dessus d'un certain niveau, le calcul est trop incertain). La méthode du Gradex traduit, dans un objectif probabiliste, les enjeux de coûts (économiques et humains) liés au calcul d'un évacuateur de crues.

Enfin, il est à noter que l'ensemble du développement et de l'application de cette méthode s'est fait en interne : « *Pour la méthode du Gradex par exemple, le développement s'est fait essentiellement en interne à EDF. Il s'agit d'une méthode de dimensionnement essentielle pour la sécurité des barrages, dans laquelle la responsabilité de l'entreprise est engagée. Le débat scientifique a lieu lui aussi quasiment en interne, ou en public à la Société Hydrotechnique de France, et avec deux écoles, entre DTG Grenoble et DER-LNH Chatou* »³⁷⁹.

La création de la méthode Gradex ne fait pas l'objet de controverses ou de débats scientifiques à l'extérieur d'un système d'acteurs composé d'ingénieurs EDF et de membres de la SHF. Deux entités au sein d'EDF travaillent alors sur ces questions : la DTG et le LNH. Cette méthode sera appliquée sur de nombreux barrages, en France, à partir des années 1970.

L'utilisation de cette méthode nécessitant beaucoup de calculs, c'est le développement des ordinateurs qui va la rendre opérationnelle à EDF.

2.3.2. La statistique par ordinateurs : quand les calculs deviennent réellement opérationnels

Au début des années 1960, une difficulté importante bloque encore l'utilisation des méthodes statistiques pour calculer les crues. Comme le montre la Figure 40, les calculs sont encore souvent faits à la main et nécessitent souvent des heures ou des jours de travail pour les statisticiens d'EDF.

³⁷⁹ Ibid.

		X_i	Y_i	
1950	1=1	96	288	
1	1=2	248	608	
2		195	606	
3		136	539	
4		189	435	
5		96	376	
6		278	655	
7		130	463	
8		123	411	$\bar{X} = 173$
9		186	630	
1960		166	558	$\bar{Y} = 520$
1		136	572	
2		131	655	$\bar{X} = 165$
3		366	601	
4		98	669	$\bar{Y} = 422$
5		131	623	
6		189	560	
7		249	760	$\bar{X} = 169$
8		196	520	
9		126	717	
1970		249	677	
1		201	969	
2	1=28	363	739	
		$\sum X_i = 3970$	$\sum Y_i = 13104$	
		$\sum X_i^2 = 222460$	$\sum Y_i^2 = 728268$	
		$\sum X_i Y_i = 2389503$		
		$\sum (X_i - \bar{X})^2 = 86047$		
		$\sum (Y_i - \bar{Y})^2 = 326455$		
		$\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y}) = 120305$		

Figure 40 : Calcul manuel des corrélations précipitations-écoulement d'une rivière des Pyrénées, Archives personnelles D.Duband

Le chef de la division hydrologique du LNH note qu'il existe « un contraste considérable entre les travaux théoriques qui demandent surtout de l'imagination et de la rigueur et la longueur énorme des calculs pratiques dès que l'on veut passer à une application complète des méthodes »³⁸⁰. En effet, le contexte technologique de l'époque à longtermes constitué une limite pour un développement opérationnel des calculs statistiques. Jusqu'en 1965, les calculs étaient effectués sur des machines à calculer manuelles de type Monroe. Avec ces machines, « la moindre corrélation prenait des heures, voire des jours, quand on voulait tester de nombreuses combinaisons »³⁸¹. Des changements importants interviennent au milieu des années 1960, la « DTG³⁸² voit apparaître, à la demande du Service Hydrométéorologie, son premier calculateur, une CAE 510, disposant d'un lecteur de ruban,

³⁸⁰Jacquet, J (1964). « Les méthodes statistiques dans les calculs de prédétermination des crues », Revue de statistique appliquée, tome 12, n°1, 1964, p.49-61.

³⁸¹ Obled, C. (2014). « Daniel Duband : cinquante ans de contributions scientifiques à l'hydrologie (1962-2011) », La houille blanche, n°2, 2014, p.55-58.

³⁸² La DTG (Division Technique Générale) est créé dès 1946 à EDF et est en charge des mesures pour la production électrique.

d'un dérouleur de bande magnétique, et pour sortie papier d'une simple machine à écrire »³⁸³. EDF s'équipe donc avec des calculateurs dans l'optique de traiter plus rapidement des données météos et hydrologiques.



Figure 41 : Un ICL 1904 utilisé ici à l'université de Swansea dans les années 1960. Archives de l'université de Swansea

En 1969, la DTG s'équipe d'un ordinateur beaucoup plus puissant de marque ICL 1902, qui permettra désormais des calculs bien plus volumineux (voir un exemple d'ICL sur la Figure 41). Un service informatique « *doté d'un ingénieur spécialisé, de deux opérateurs et d'une programmeuse scientifique* »³⁸⁴ est mis en place. L'hydrologie statistique chez EDF prend alors un virage important. Plus rien ne bloque désormais l'utilisation des statistiques à des fins opérationnelles et notamment la mise en place de la méthode du Gradex pour dimensionner l'ensemble des évacuateurs de crues des barrages EDF.

³⁸³ Obled, C. (2014). « Daniel Duband : cinquante ans de contributions scientifiques à l'hydrologie (1962-2011) », La houille blanche, n°2, 2014, p.55-58.

³⁸⁴ Ibid.

2.4. Conclusion intermédiaire

Entre l'après-guerre et la fin des années 1960, EDF affine sa recherche de rationalité économique de ses projets hydrauliques et thermiques en déployant des méthodes faisant appel aux statistiques et aux probabilités. Pour les premiers projets (et notamment Serre-Ponçon), EDF recherche alors un optimum économique autour d'analyses coûts-bénéfice. Pour Soraya Boudia, de manière générale, le développement de l'analyse coût-bénéfice dans l'après-guerre avait pour objectif « *de disposer d'un opérateur qui démontre une volonté de rationalisation de l'action publique, un opérateur qui installe les catégories et le raisonnement économiques au cœur des pratiques de l'Etat et au cœur des modes de légitimation de l'action publique* » (Boudia, 2014). Pour ce faire, des statistiques et des probabilités sont utilisées pour aider à la décision et deviennent alors une des clés de voûte de ce lent processus de rationalisation. L'hydrologie devient une discipline faisant le plus appel à ce type d'approches pour définir une crue « acceptable » en termes de sécurité et de coût de réalisation des barrages. D'abord contestées au niveau national et international, les méthodes statistiques pour calculer les crues vont se déployer en interne à EDF et en lien avec la SHF pour aboutir, à la fin des années 1960, à la méthode de Gradex, que les ordinateurs rendront pleinement opérationnelle. Ce développement de l'informatique nous semble important à noter car il permettra aussi, plus tard, dans les années 1990, de modéliser numériquement les inondations. Les années 1960 marquent alors un tournant vers une hydrologie opérationnelle qui abandonne peu à peu le recours au monde universitaire et marque le passage des « mots aux nombres » (Desrosières, 2008).

Contrairement à l'analyse coût-bénéfice faite pour Serre-Ponçon, qui faisait apparaître explicitement les arbitrages effectués entre diverses logiques, la nouvelle méthode du Gradex masque la notion d'acceptabilité autour d'un concept, « la crue millénaire »³⁸⁵, qui devient une sorte de boîte noire où se mêlent réalisme industriel, scientifique et objectifs politiques. Comme nous allons le voir, les méthodes statistiques et la définition d'objectifs « probabilistes », constituées sur les questions de crues de barrages, stabilisées dans des organisations et des machines, vont fortement imprégner la création d'une doctrine interne à EDF concernant l'inondation sur les installations nucléaires.

³⁸⁵ Nous utiliserons dans ce texte les termes « millénaire » et « millénale » pour parler de la même crue. A partir de la fin des années 1970, le terme de millénale remplace celui de millénaire dans les textes que nous avons analysés.

3. L'inondation nucléarisée par EDF : développer de nouvelles organisations et de nouveaux savoirs lors du passage au « tout nucléaire »

Au tournant des années 1960-1970, le choix de passer de la technologie « Graphite-Gaz » du CEA à la technologie des REP EDF de licence américaine Westinghouse, et le plan Messmer de 1974, marquent le passage au « tout nucléaire », en réponse à la crise pétrolière de 1973.

Au même moment, l'institutionnalisation de la sûreté nucléaire se traduit par la création, en 1973, d'un contrôleur, le SCSIN, et, en 1976, d'un expert, l'IPSN, au sein du CEA (cf. partie II). A EDF, une organisation interne et des méthodes spécifiques mises en place pour traiter la question de l'inondation sur les centrales nucléaires et répondre à l'urgence des constructions en cours ou à venir. La prise en compte du risque d'inondation va se développer au sein de ces organisations. Mais, comme nous le verrons, EDF en restera un des acteurs majeurs. Nous analyserons comment le passage vers le « tout nucléaire » va obliger EDF à développer et stabiliser des organisations et des savoirs spécifiques autour de l'inondation. C'est donc à l'occasion du développement industriel du nucléaire que l'inondation va se trouver « nucléarisée », entraînant la création d'outils, de méthodes, de doctrines, mais aussi d'organisations spécifiques. Il convient donc d'analyser finement ces transformations, adaptations et ajustements divers car ils constituent des marqueurs de la manière dont le régime de régulation évolue.

3.1. Le rôle du Laboratoire National d'Hydraulique d'EDF dans l'évaluation de l'inondation pour les centrales nucléaires

Le LNH, déjà au centre des travaux sur les crues à EDF concernant les ouvrages hydroélectriques, va être au centre des travaux concernant les inondations sur les installations nucléaires. Ce laboratoire va alors mettre en place une équipe spécifique, issue du monde de l'hydroélectricité pour gérer cette problématique mais également pour développer une méthode particulière répondant aux spécificités des sites d'implantations des futures centrales.

3.1.1. La création d'une équipe et d'outils spécifiques

Au milieu des années 1970, une équipe spécialisée dans l'inondation des centrales nucléaires se met en place au LNH d'EDF : « *A partir de 1973, le choc pétrolier, puis les besoins d'études liées à l'équipement nucléaire ouvrent encore de nouvelles perspectives aussi bien en hydrologie fluviale que maritime. Jacques Bernier est chargé d'animer une petite équipe d'ingénieurs qui participera à*

l'évaluation des risques liés aux évènements naturels pour les centrales en bordure de rivière ou en bordure de mer »³⁸⁶.

Le parcours de Jacques Bernier à EDF, qui était déjà présent dans l'étude des crues de projet pour le barrage de Serre-Ponçon dans les années 1950, nous permet d'avoir une idée de la trajectoire scientifique et technique d'un ingénieur d'EDF (Figure 42), qui a notamment participé activement aux transferts de méthodes entre l'hydraulique et le nucléaire.

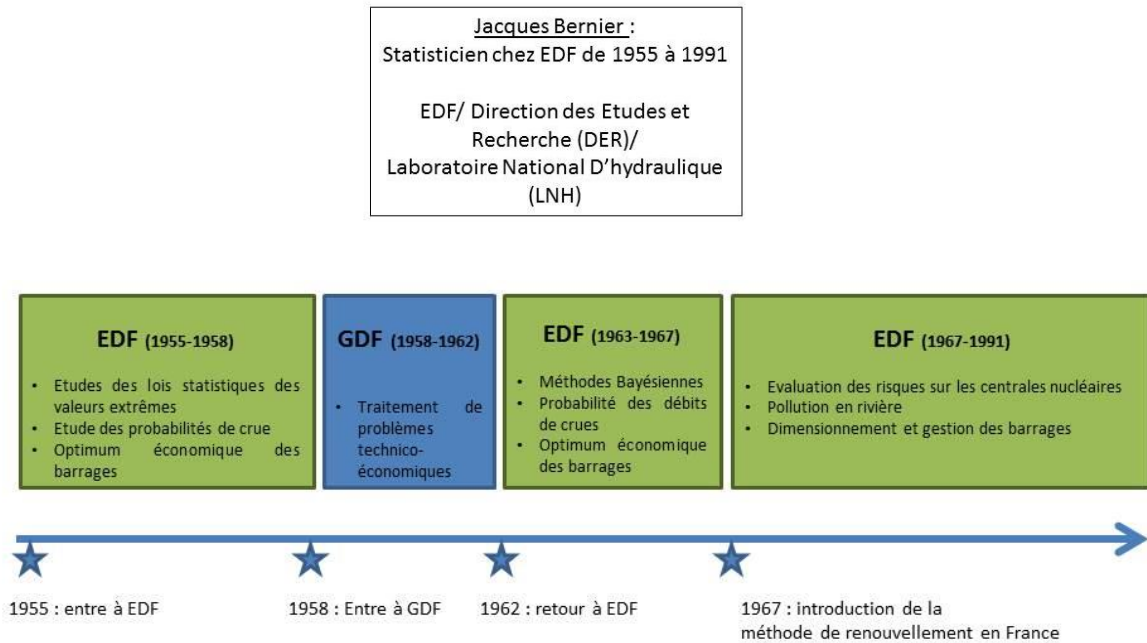


Figure 42 : Parcours professionnel de Jacques Bernier

Comme l'indique le parcours de Jacques Bernier, on notera que c'est un ancien spécialiste des barrages qui va être en charge de l'équipe qui va gérer l'évaluation du risque d'inondation sur les installations nucléaires. L'équipe en charge des études pour les installations nucléaires continue d'ailleurs à travailler simultanément sur la question des barrages, comme le rappelle un responsable du LNH de l'époque : *« Il n'y avait pas de séparation, parce que les groupes au LNH qui s'occupaient de calage des plateformes étaient les mêmes que ceux qui s'occupaient d'autres sujets d'hydraulique comme le maritime et les barrages »*.³⁸⁷

³⁸⁶ Jacquet, J., Bobée, B., Miquel, J., Parent, E. (1995). « Hommage à Jacques Bernier », Méthodes statistiques et approches Bayésiennes en hydrologie, Paris 1995.

³⁸⁷ Entretien avec un ancien expert inondation d'EDF (LNH) d'EDF, 02/03/2017

Le LNH est alors un acteur incontournable dans le paysage français sur les questions d'hydraulique et participe activement à l'action publique dans le domaine des inondations comme l'explique un ingénieur de l'époque : « *On avait beaucoup de partenariats avec les Ministères, par exemple l'étude des digues face à la houle. EDF participait scientifiquement à l'action publique* »³⁸⁸. Dans les années 1970, il s'agit du seul laboratoire français à traiter des questions de risque d'inondation sur les installations nucléaires.

Pour répondre à l'urgence industrielle des constructions de centrales nucléaires, le LNH crée des outils pour étudier les crues autour des installations nucléaires, comme ce fut autrefois le cas pour les barrages. Deux types de travaux sont alors développés au LNH au milieu des années 1970. On trouve notamment des modèles dits « mathématiques », qui utilisent des ordinateurs, et des simulations « physiques » pour étudier les champs d'inondation. L'idée est alors d'étudier les effets de l'inondation sur les installations. C'est dans les hangars dédiés aux expériences du LNH, sur l'île de Chatou, que des simulations physiques vont être réalisées pour étudier les inondations sur les installations nucléaires.



Figure 43 : Modèle réduit de la centrale nucléaire de Chinon et de la Loire, EDF/LNH, 1979

Cette image (cf. Figure 43) nous montre un modèle réduit de la Loire à proximité du site de Chinon (échelle 1/300) en 1979.

³⁸⁸ Entretien avec un ancien expert inondation d'EDF (LNH) d'EDF, 02/03/2017

Dès le milieu des années 1970, les premières tentatives d'exportation de centrales nucléaires francisées vont également permettre aux ingénieurs du LNH de travailler sur des études de site d'implantation de centrale (ici plutôt du côté de l'évaluation des risques).

C'est donc également à l'international, et parfois dans des pays à l'hydrologie et la climatologie très différentes de la France (Iran, Corée du Sud, Afrique du Sud, Chine), qu'EDF va développer son savoir-faire en hydrologie pour les installations nucléaires.

3.1.2. Des méthodes existantes qui ne répondent pas aux particularités des fleuves concernés

C'est lors de la construction des dernières centrales de la génération Graphite-Gaz qu'EDF tente, pour la première fois sur une installation nucléaire, de calculer une crue dite « millénale », en se calquant sur les crues de dimensionnement de ses barrages. Le choix de la crue millénale résulte de deux constats :

- les barrages EDF, qui constituent des sources potentielles d'accidents majeurs, sont déjà protégés contre des crues millénales ;
- les quelques décennies de données disponibles ne permettent pas d'extrapoler au-delà de 1000 ans.

On retrouve des traces de calculs du risque d'inondation sur la dernière centrale nucléaire utilisant la technologie « graphite-gaz », la centrale du Bugey, dont la construction débute en 1968 et qui produit de l'électricité à partir de 1972. Encore une fois, c'est le rapport de sûreté qui contient les informations relatives aux inondations, et qui mentionne que « *la crue millénaire a été estimée à 3 500 m³/s, soit un niveau de 196 NGF au droit des installations. La plateforme du site a été calée au niveau 197 NGF* »³⁸⁹. La démarche de calcul d'une crue millénale est formalisée par EDF en trois grandes étapes³⁹⁰ que sont la collecte des données, la mise en place d'une méthode spécifique pour extrapoler ces données, et la critique des résultats et des incertitudes. Si la collecte de données dépend souvent d'organisations possédant des bases de données fluviales (la CNR par exemple) ou maritime (les ports par exemple), le choix de la méthode reste, comme ce fut le cas pour l'hydroélectricité, effectué en interne à EDF.

³⁸⁹ EDF (1969). Rapport de sûreté de Bugey 1, 1969.

³⁹⁰ Nous avons volontairement simplifié la démarche en trois grandes étapes pour des raisons de clarté du propos. L'étape de collecte peut comprendre une analyse de l'homogénéité de l'échantillon, de la qualité des données, ou un test de stationnarité. L'étape correspondant à la méthode comprend des ajustements avec des lois statistiques, qui peuvent être différentes selon la méthode employée. L'étape de critique des résultats et des incertitudes peut comprendre une vérification des hypothèses et une estimation des incertitudes du calcul.

La récolte des données

Les données sont l'élément essentiel pour la validité du calcul d'une crue. Comme l'expliquent des experts EDF « *Quelle que soit la méthode on ne fera pas de miracle : avec vingt ans de données on n'estimera jamais une crue millénale aussi bien qu'avec deux siècles, même avec la méthode la plus sophistiquée* »³⁹¹

Pour calculer la crue millénale de la centrale du Bugey, EDF va faire appel à la CNR pour obtenir des données hydrologiques. En effet, dans l'optique d'exploiter au mieux ses ouvrages hydroélectriques, la CNR a développé une base de données importante sur tout le linéaire du fleuve. Cette base de données est constituée depuis la fin de la seconde guerre mondiale, à partir d'un réseau de limnigraphes³⁹² et de stations de jaugeage³⁹³, tout le long du Rhône (cf. Figure 44).

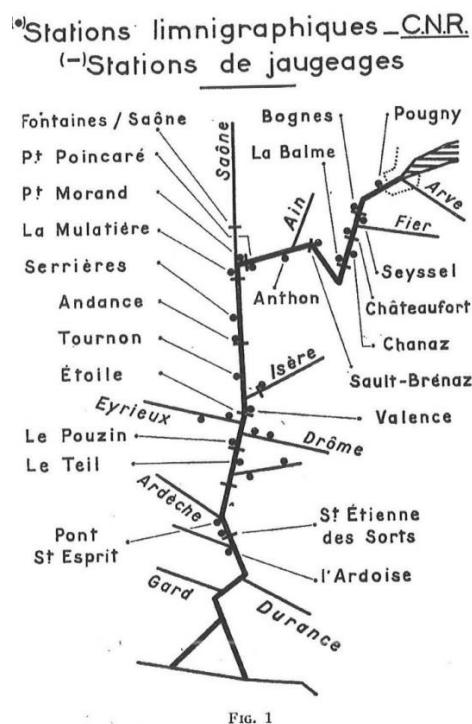


Figure 44 : Schéma tiré de l'article « 10 années d'hydrologie sur le Rhône », La houille blanche 1959

Il s'agit pour EDF d'utiliser cette base de données pour sélectionner des crues extrêmes et, suite à un ajustement avec une loi statistique, d'estimer le débit d'une crue millénale.

³⁹¹ Miquel, J (1984). Guide pratique d'estimation des probabilités de crues, Eyrolles, Paris, 1984

³⁹² Instruments qui observent les hauteurs d'eau.

³⁹³ Instruments qui observent les débits d'eau.

Le calcul statistique de la crue millénale

Au début des années 1970, EDF dispose de deux méthodes statistiques opérationnelles pour estimer une crue millénale : la méthode des Maxima Annuels, et la méthode du Gradex, développée en interne.

La méthode des Maxima annuels est une méthode statistique dite « classique ». Elle est utilisée lorsqu'un nombre suffisant de données est disponible (au moins 20 ans de données journalières). Celle-ci consiste à ajuster une loi statistique aux débits maximaux enregistrés à une station hydrométrique située sur la rivière étudiée. Un débit maximum est extrait pour chaque année observée. C'est notamment cette méthode qui est utilisée au début des années 1970 pour Bugey 1. Elle va ensuite être abandonnée car elle apparaît, aux yeux des experts EDF, comme peu efficace, en raison du peu de données disponibles pour réaliser une extrapolation pour des crues millénales.

Comme nous l'avons déjà vu, EDF dispose également de la méthode du Gradex, développée pour dimensionner des évacuateurs de crues des barrages. Cette méthode convient bien pour des bassins versants de taille limitée mais n'est scientifiquement pas valable pour les bassins versants du Rhône, du Rhin ou de la Loire par exemple³⁹⁴. Or ce sont ces fleuves qui vont accueillir une partie importante des centrales nucléaires construites dans les années 1970 et 80.

EDF doit donc développer une méthode de calcul des débits de crues adaptée à ces fleuves.

3.1.3. La méthode de renouvellement : l'importation d'une méthode statistique américaine

A la fin des années 1960, Jacques Bernier importe des Etats-Unis la théorie du renouvellement pour tenter de l'appliquer pour EDF à l'hydrologie³⁹⁵ et la substituer à la méthode du Gradex, lorsque les bassins versants sont de taille importante. La théorie du renouvellement a été développée dans les années 1960³⁹⁶ pour étudier la durée de vie des équipements matériels d'entreprises industrielles. Elle consiste à calculer la probabilité de défaillance d'une pièce après un certain nombre d'heures ou

³⁹⁴En effet, les bassins versants de ces trois fleuves font respectivement 96 500 km² pour le Rhône, 200 000 km² pour le Rhin et 117 800 km² pour la Loire (source : <http://www.rhone-mediterranee.eaufrance.fr/rhone/index.php> ; http://wikhydro.developpement-durable.gouv.fr/index.php/Fleuve_Rhin ; <http://www.ifremer.fr/indicang/boite-bassins-versants/pdf/rapport-etape-bv-loire-2006.pdf>, pages web consultées le 06-07-2017).

³⁹⁵ Bernier, J (1967). « Sur la théorie du renouvellement et son application en hydrologie, rapport EDF HYD 67, n°10, 1967.

³⁹⁶Cox, D.R (1962). *Renewal Theory*, Methuen, London, 1962.

d'années de fonctionnement. Pour Jacques Bernier, l'idée est alors de transposer cette méthode à l'hydrologie. Pour les hydrologues d'EDF, il ne s'agit plus de calculer la probabilité de défaillance d'un équipement mais de calculer la probabilité d'occurrence d'une crue dite « extrême ». La méthode de renouvellement est une méthode statistique à seuil. Elle est utilisée lorsque la série qui constitue l'échantillon est trop courte pour pouvoir appliquer la méthode des maxima annuels. Au lieu de ne retenir que le maximum annuel, on détermine un débit-seuil au-delà duquel toutes les pointes de crues indépendantes sont considérées pour l'analyse. Elle permet d'extraire toutes les valeurs « extrêmes » au-dessus d'un certain seuil, indépendamment des années durant lesquelles se produisent ces pics. Pour le LNH, cette méthode apparaît comme idéale car elle peut très rapidement être mise en place et nécessite moins de données que la méthode des maxima-annuels. En quelques années, la méthode de renouvellement est théorisée pour l'évaluation du risque d'inondation sur les centrales nucléaires EDF. Comme l'explique un ancien ingénieur du LNH, « *la méthode de renouvellement a été construite en 2 ou 3 ans, au feu de toute premières centrales* »³⁹⁷. En 1974, le LNH propose une note d'estimation de la crue millénale pour les futurs sites en construction en bord de Loire³⁹⁸. Ce document constitue la première étude traitant exclusivement du risque d'inondation sur les installations nucléaires et applique directement la méthode de renouvellement.

EDF cherche à développer une méthode générique et applicable à plusieurs sites. Ce besoin de généralité, déjà présent chez EDF pour les barrages avec la méthode du Gradex, montre le souci de l'industriel d'optimiser l'évaluation des risques et de ne pas forcément faire une évaluation « au cas par cas ».

Comme pour les barrages, un objectif probabiliste (10^{-3} ou crue millénale) est fixé en amont du calcul effectué par le LNH. Comme nous allons le voir, c'est un autre service d'EDF, le SEPTEN (Service d'Etudes et Projets Thermiques et Nucléaires), qui commande les études sur les crues au LNH et décide des objectifs probabilistes à retenir pour dimensionner les installations nucléaires face au risque d'inondation. On retrouve donc ici, en interne à EDF, la séparation théorisée par le RedBook (Boudia et Demortain, 2014) entre l'évaluation du risque d'inondation, effectuée par le LNH et les décisions techniques, politiques et industrielles, prises par le SEPTEN.

³⁹⁷ Entretien avec un ancien expert inondation d'EDF (LNH) d'EDF, 02/03/2017

³⁹⁸ EDF/LNH (1974). Calage des plateformes des centrales nucléaires : estimation de la crue millénaire de la Loire à Gien et à Blois, 1974.

3.2. Le SEPTEN : vers la standardisation et la rationalisation de l'activité nucléaire

Un autre acteur important d'EDF va formaliser les travaux du LNH dans une doctrine plus globale applicable aux installations nucléaires. C'est grâce au travail de ce service, le SEPTEN, qu'EDF va standardiser et rationaliser la prise en compte du risque d'inondation pour les installations nucléaires, prémices de la future règle qui sera conçue quelques années plus tard.

3.2.1. La création d'un service d'ingénierie du nucléaire

En 1968, EDF crée, au sein de la Direction de l'équipement, le SEPTEN, qui sera « responsable de la conception des équipements thermiques, classiques et nucléaires, des spécifications et réglementations relatives à ceux-ci »³⁹⁹. L'idée des responsables d'EDF est alors de rassembler les compétences de différents services et régions d'équipements du thermique et du nucléaire. En effet, avant 1968, les savoir-faire techniques sur le nucléaire et le thermique sont morcelés entre différentes entités :

- Le Service « Étude et Projets Thermiques » (EPT) a un rôle de conseil et procède aux études technico-économiques pour le thermique ;
- le service SEGN (Service Études Générales Nucléaires) joue le même rôle pour le nucléaire, en étroite liaison avec le CEA ;
- Les « régions d'équipements thermiques et nucléaires » sont des entités régionales qui ont chacune à leur charge une ou plusieurs centrales thermiques et nucléaires et qui disposent d'une assez grande autonomie.

Date	SEPTEN			Régions	Total
	SEGN	EPT	Total		
Au 1. 10. 68	138	32	170	1 677	1 847
Au 1. 4. 70	270			1 586	1 856
A long terme	350/400				

Figure 45 : Tableau issu de la note EDF « Service Études et Projets Thermiques et Nucléaires », 23 avril 1970

³⁹⁹ EDF (1968). Note « Principe de base de l'organisation de la direction de l'équipement », juillet 1968.

Comme le montre la Figure 45, l'idée d'EDF est alors de rassembler toutes ses entités au sein d'un même service de taille importante⁴⁰⁰ qui pourrait alors être garant de la doctrine EDF et qui pourrait prendre des décisions en intégrant diverses dimensions (économiques, disponibilité, sûreté, ...). Les régions d'équipements ne sont pas pour autant abandonnées puisque le « *Directeur de l'Équipement entre 1969 et 1972, Jean Guilhamon, transforme les Régions d'Équipement jusque-là spécialisées dans le thermique, l'hydraulique ou le nucléaire, en cinq Régions d'Équipement mixtes qui ne sont plus indépendantes mais orchestrées par la Direction de l'Équipement* » (Foasso, 2003).

Au début des années 1970, le SEPTEN est alors en charge de la politique d'EDF dans les études et projets, qui visent à « *construire les meilleures centrales au moindre coût* »⁴⁰¹. Pour ce faire, le SEPTEN doit travailler sur l'optimisation économique des centrales, l'analyse des performances et la disponibilité des matériels, la collecte de l'information à l'étranger, la sélection des matériels les plus robustes, « *en limitant les innovations à celles rendues nécessaires par le progrès technique* »⁴⁰².

A partir de 1974, le tournant industriel du Plan Messmer (Voir partie II) marque un changement important dans l'organisation d'EDF. L'idée est alors de rassembler, au sein de la direction de l'équipement une véritable équipe autour du nucléaire pour répondre au plan Messmer, retraduit par le directeur de l'équipement à EDF en trois objectifs : « *construire pour produire beaucoup, construire vite et construire bien* » (Lamiral, 1988). Le SEPTEN est alors un des symboles de cette politique et constitue rapidement un service d'élite, ce que résume son directeur de l'époque : « *Mon idée était de faire une constellation d'étoiles. On prenait les meilleurs techniciens (...). Il fallait un service qui ait du temps devant lui pour réfléchir non pas à la centrale d'aujourd'hui mais à celle qui viendrait dans 10 ou 15 ans* » (Picard, 1987).

C'est également à partir de 1973 qu'EDF va définir une politique globale autour de la sûreté nucléaire, que la direction de l'Équipement, et plus particulièrement le SEPTEN, seront en charge de mettre en œuvre. L'orientation générale est ainsi définie : « *EDF place la recherche de la sûreté de ses centrales au premier plan de ses préoccupations. EDF considère que la primauté accordée à la sûreté est compatible avec l'obtention de coûts, de délais et de performance économiquement*

⁴⁰⁰ En 1970, l'idée est alors de créer un service de 350 à 400 personnes.

⁴⁰¹ EDF (1970). Note « Service Etudes et Projets Thermiques et Nucléaires », 23 avril 1970.

⁴⁰² Ibid

acceptables, à condition notamment que les impératifs de sûreté soient définis de façon précise avant le début des réalisations et de l'exploitation »⁴⁰³

Le SEPTEN a alors pour objectif de remettre pour chaque palier des documents génériques qui seront ensuite déclinés par les « sites », autrement dit par l'exploitant de l'installation. C'est notamment le SEPTEN qui sera en charge de rédiger les rapports de sûreté, en collaboration avec les régions d'équipements. Dans les missions du SEPTEN, on trouve également « *la production de normes, spécifications et réglementations portant sur les équipements, les matériels et les matériaux* »⁴⁰⁴. La Direction de l'Équipement, qui abrite le SEPTEN, va alors avoir la responsabilité du transfert de technologie entre les Etats-Unis et la France (voir chapitre 2). C'est donc au SEPTEN que revient le rôle « *d'étudier les normes de sécurité imposées par l'USAEC⁴⁰⁵ et de les adapter à la situation française* »⁴⁰⁶.

En effet, au milieu des années 1970, un des rôles-clés du SEPTEN va être de faire un bilan complet de la réglementation américaine pour déterminer si elle est applicable en France.

3.2.2. Les prémices d'une doctrine globale concernant l'inondation sur les centrales nucléaires EDF : le SEPTEN producteur de normes, de codes et de règles

Au milieu des années 1970, il n'existe pas encore de règles spécifiques concernant l'inondation sur les installations nucléaires. Si l'évaluation du risque d'inondation est alors maîtrisée par les experts du LNH, à l'aide de méthodes statistiques, l'évaluation est encore réalisée au cas par cas sur chaque centrale par les régions d'équipements d'EDF. L'idée du SEPTEN est alors de concevoir une doctrine EDF sur le sujet qui prendrait en compte à la fois les méthodes statistiques du LNH, pour l'évaluation de la probabilité d'occurrence de l'aléa, mais également des aspects de sûreté des installations (protections des bâtiments, système d'alerte, ...). Pour ce faire, un groupe de travail interne à EDF est créé en 1974 concernant le risque d'inondation sur les centrales nucléaires. Il est composé de membres du SEPTEN et des diverses régions d'équipements EDF, et réunit les experts lors de trois réunions pendant l'année 1974. Le LNH n'est pas présent dans ce groupe de travail. Lors d'une 4^{ème} réunion, en décembre 1974, le groupe de travail rédige un rapport d'orientation qui contient la

⁴⁰³ EDF (1973). Note d'orientation interne « Sûreté nucléaire », 1973.

⁴⁰⁴ Ibid.

⁴⁰⁵ L'USAEC (United States Atomic Energy Commission) est l'autorité de sûreté nucléaire des Etats-Unis jusqu'en 1975, date à laquelle elle est remplacée par la Nuclear Regulatory Commission (NRC).

⁴⁰⁶ EDF (1973). Note d'orientation interne « Sûreté nucléaire », 1973

doctrine EDF au sujet de l'inondation⁴⁰⁷. Le rapport d'orientation préconise l'établissement d'une « cote correspondant à la crue maximale probabilisable⁴⁰⁸ en fonction des informations disponibles et de la marge d'erreur, résultant de la menée, très pessimiste, d'un calcul qui sera confié au LNH ». Les scénarios suivants sont alors envisagés pour l'inondation des centrales nucléaires : la rupture de barrage et la définition d'une crue exceptionnelle, pour les sites côtiers⁴⁰⁹ et pour les sites fluviaux⁴¹⁰. Pour le groupe de travail, « ces deux cotes seront de probabilités très disparates (probabilité de l'ordre de 10^{-2} /an, au mieux 10^{-3} /an pour la crue maximale probabilisable ; probabilité globale de 10^{-7} /an pour l'effacement d'ouvrage »⁴¹¹.

Ce document précise par ailleurs la liste des systèmes à protéger et pose le principe d'un calage de la plateforme au-dessus du niveau de référence. Le niveau de référence résulterait des scénarios présentés ci-dessus, qui auraient été retraduits en cote. Il présente également des dispositifs de prévision des crues à mettre en œuvre et des consignes à appliquer durant les inondations. Enfin, le document présente les conséquences d'une inondation « exceptionnelle » ou « hors dimensionnement », qui pourraient encore être supérieures aux scénarios définis. Les experts exposent alors les limites de cet exercice « compte tenu de la méconnaissance de ces problèmes et de l'ampleur des programmes d'essais à promouvoir en la matière »⁴¹². Néanmoins, le groupe de travail précise que « l'opportunité d'une protection de la centrale contre des submersions très improbables (10^{-7} /an), qui risqueraient d'engendrer des dégâts beaucoup plus importants que ceux résultant de la destruction totale de la centrale, nous semble devoir être débattue avec le SCSIN »⁴¹³. Il apparaît donc clairement que cette première note de doctrine n'est pas encore très claire sur les objectifs

⁴⁰⁷ EDF (1974). Note interne « Rapport d'orientation sur les problèmes d'inondation », Groupe de travail sur les problèmes de pertes d'eau brute et d'inondations, Direction de l'équipement, 1974.

⁴⁰⁸ Comme nous le verrons dans la sous-section suivante, le terme choisi par EDF de « crue maximale probabilisable » est une formule en miroir du terme américain « crue maximale probable » (et donc « non-probabilisable » selon les experts EDF).

⁴⁰⁹ L'idée d'une crue pour les sites côtiers sera remplacé par le concept de surcote millénale. Nous nous attarderons moins sur le scénario côtier dans ce chapitre car il n'est pas au centre des débats, contrairement au chapitre suivant.

⁴¹⁰ Nous ne disposons pas d'éléments supplémentaires sur le choix de ces scénarios mais ils apparaissent en cohérence avec les travaux disponibles à l'époque au LNH sur l'inondation, qui se concentrent principalement sur les crues et les ruptures de barrages

⁴¹¹ EDF (1974). Note interne « Rapport d'orientation sur les problèmes d'inondation », Groupe de travail sur les problèmes de pertes d'eau brute et d'inondations, Direction de l'équipement, 1974.

⁴¹² Ibid

⁴¹³ Ibid

probabilistes, ni sur la terminologie employée, EDF précisant d'ailleurs le caractère « provisoire » du document.

Pour sa doctrine, le groupe de travail précise qu'avant de proposer ses solutions au SCSIN, « *l'agrément des organismes compétents en la matière (DIGEC, Ingénieurs des grands barrages, ...) sera recherché au niveau national en ce qui concerne la méthodologie adoptée par EDF/LNH* »⁴¹⁴.

Dès 1974, le SEPTEN a donc posé les bases d'une doctrine EDF complète qui comprend à la fois les méthodes d'évaluation du risque fournies par le LNH, mais également une réflexion sur les dispositifs de protection, notamment en termes de conception, centrés alors sur la hauteur de calage de la plateforme. Au même moment, aux Etats-Unis, la NRC publie des guides concernant toute une série de risques et notamment le risque d'inondation sur les installations nucléaires, construisant alors un régime de régulation des risques différent de celui déjà en place en France (voir chapitre 1 et 2).

3.2.3. La confrontation à la doctrine américaine : le SEPTEN défenseur de la doctrine EDF

En important les centrales américaines, EDF se voit dans l'obligation d'appliquer, au moins dans un premier temps, pour les centrales de Fessenheim et Bugey, les règles américaines (voir partie II). Dès le début des années 1960, le risque d'inondation pour les installations nucléaires est pris en compte aux Etats-Unis (Okrent, 1978). Mais ce n'est qu'à la fin des années 1960 et au début des années 1970 qu'une doctrine américaine va se développer autour de ce risque, basée sur une approche particulière appelée « Probable Maximum Flood ».

En 1973, l'autorité de sûreté américaine publie un Regulatory Guide intitulé RG 1.59 « Design Basis Floods for Nuclear Power Plants »⁴¹⁵ qui a pour objectif de définir des approches acceptables pour calculer une crue de dimensionnement pour les centrales nucléaires. Ce guide, qui définit la manière d'évaluer une « inondation de dimensionnement »⁴¹⁶, sera révisé deux fois, en 1976 et en 1977. Un autre document important pour notre sujet est un second guide paru en 1975 et intitulé RG 1.102 « Flood Protection at Nuclear Power Plants »⁴¹⁷, qui sera lui aussi révisé en 1976. Ce document décrit

⁴¹⁴ Ibid

⁴¹⁵ En français « Crue de dimensionnement pour les centrales nucléaires ».

⁴¹⁶ L'inondation de dimensionnement correspond à un niveau d'inondation contre lequel l'installation nucléaire doit être protégée. L'objectif est alors de fixer une cote, niveau maximal d'inondation qui va définir les protections à envisager pour l'installation.

⁴¹⁷ En français « Protection contre l'inondation des centrales nucléaires ».

également des méthodes acceptables mais cette fois-ci, elles concernent les protections des centrales nucléaires contre les inondations et non l'évaluation du risque. Le RG 1.102 intervient donc en complément du RG 1.59.

Distinguer ces deux dimensions, « détermination d'un aléa » et « dispositifs de protection », est essentiel pour comprendre le rôle des acteurs dans la prise en compte du risque d'inondation. En effet, ces deux dimensions ne font pas intervenir les mêmes scientifiques, ingénieurs ou experts. La dimension aléa nécessite des connaissances spécifiques en hydrologie alors que les aspects protection sont traités par des ingénieurs en sûreté nucléaire⁴¹⁸. A EDF, c'est le LNH qui sera en charge de la détermination de l'aléa et le SEPTEN et les Régions d'Équipement de la mise en œuvre des dispositifs de protection.

Dès 1974, EDF commence à analyser les premiers guides américains mais ce n'est qu'en 1978, que le SEPTEN propose une synthèse de l'ensemble des Regulatory Guides américains avec traduction en français, commentaires et position des experts d'EDF sur chaque guide⁴¹⁹.

Pour le guide RG 1.59 « Design basis floods for Nuclear Power Plants », cette synthèse précise que : « *Tant pour le CP1 que pour le 1300 MW, la doctrine EDF consiste en l'établissement d'une plateforme générale supérieure au niveau de la crue maximale probable, afin d'éviter la submersion par déversement à l'intérieur des ouvrages. Ainsi l'esprit du « Regulatory Guide » est appliqué [...]. Cependant, les méthodes de calcul des inondations de référence étant différentes, il s'ensuit que le RG 1.59 n'est pas appliqué* ». Les principes d'une crue de dimensionnement et la définition de zones géographiques (littorale, fluviale et en estuaire) sont donc les deux éléments qui seront retenus par les experts français.

Pour le RG 1.102 « Flood protection at Nuclear Power Plants », la NRC propose trois types de protection : un calage suffisamment haut de la plateforme, des digues extérieures et enfin des barrières incorporées aux structures pour protéger les systèmes et composants importants. EDF précise que, pour les centrales françaises, seul le calage de la plateforme au-dessus du niveau de la crue de dimensionnement est alors pris en compte. Les deux autres solutions ne sont pas encore appliquées en 1978 en France.

⁴¹⁸ Comme nous le verrons dans la suite de notre développement, il existe, encore aujourd'hui, ce découpage entre les phénomènes pouvant engendrer une inondation et la définition des protections contre les inondations.

⁴¹⁹ EDF/SEPTEN (1978). Note « Application des Regulatory Guides aux centrales nucléaires à Eau Légère », 1978.

Comme on le constate, les fondements des guides américains et des pratiques françaises en matière de traitement du risque d'inondation sont relativement proches du point de vue du cadrage général. Ils sont néanmoins très différents sur le fond puisque les méthodes de calcul de la crue de dimensionnement ne sont pas les mêmes. En effet, le Regulatory Guide 1.59 recommande l'usage de méthodes déterministes ou maximisantes consistant à définir une précipitation maximale probable (PMP ou « Probable Maximum Precipitation »), à partir d'un modèle météorologique et de données climatologiques (humidité, température, vent, ...). La PMP a été conçue dans les années 1950 aux Etats-Unis, puis définie plus spécifiquement par le corps des ingénieurs de l'armée des Etats-Unis en 1968 pour calculer les évacuateurs de crue des barrages⁴²⁰, au même moment où EDF invente la méthode du Gradex pour répondre à la même problématique. A partir de la PMP, la NRC définit la crue maximale probable (PMF ou « Probable Maximum Flood »), qui correspond à la « *plus grande crue qui puisse survenir compte tenu de tous les facteurs conditionnels : géographiques, météorologiques, hydrologiques et géologiques* »⁴²¹. Cette méthode part d'un postulat déterministe qui est que « *l'ensemble de l'îlot nucléaire doit être calé à une cote telle que la plateforme ne soit inondée en aucune circonstance, quelle que soit la cote atteinte par la crue* »⁴²². Il n'est alors pas question de définir un objectif probabiliste, ni de calculer statistiquement une crue mais de tenter de chercher la plus grande inondation possible en combinant tout une série de paramètres.

En analysant les guides américains et en choisissant de maintenir les méthodes du LNH, le SEPTEN va alors définitivement ancrer l'utilisation des statistiques EDF pour évaluer les crues tout en tentant de ne pas trop s'éloigner de la doctrine américaine en matière de protection.

A la fin des années 1970, EDF fait donc le choix de mettre de côté la méthode américaine basée sur la définition d'une inondation maximale, et de s'appuyer sur ses propres méthodes statistiques et plus particulièrement la méthode de renouvellement. Néanmoins, EDF tente de ne pas trop s'éloigner de « l'esprit » des guides américains, qui restent une référence mondiale dans le domaine de la sûreté nucléaire.

Par contraste avec l'activité déployée chez EDF sur ce risque, au milieu et à la fin des années 1970, à l'IPSN comme au SCSIN, l'inondation, répertoriée dans le chapitre site des rapports de sûreté

⁴²⁰US Army Corps of engineers (1968). Rapport « Engineering and Design-Policies and Procedures Pertaining to Determination of Spillway Capacities and Freeboard Allowances for Dams, " 19 février 1968

⁴²¹ WMO/Unesco (1992). Glossaire international d'hydrologie, WMO/Unesco Panel on terminology.

⁴²² Bernier, J (1981). Remarques sur les évaluations des crues fluviales extrêmes, EDF.

présentés par EDF, ne fait pas l'objet, comme nous allons le voir, d'une attention particulière. Le peu de compétences disponibles sur le sujet et le peu d'intérêt sur le sujet empêchent ces organisations de fournir un avis sur la question. Les experts du CEA, puis de l'IPSN, sont alors beaucoup plus enclins à travailler sur des thématiques qu'ils maîtrisent depuis longtemps : les rejets en cas d'accident ou les problématiques de sûreté interne à l'installation.

3.3. L'héritage du CEA sur l'inondation : une expertise faible et dispersée à l'IPSN

Comme nous avons pu le voir avec le rapport de sûreté du réacteur de recherche Siloé, dans les années 1960, le CEA externalise les études sur l'inondation concernant l'implantation de ses installations. Au début des années 1970, la Section d'Étude de Sûreté des Sites Nucléaires (ou SESSN) du CEA est chargée d'étudier les « sites nucléaires » et notamment les problèmes de sismologie et d'hydrogéologie⁴²³ (pollution des nappes phréatiques en particulier). Héritage des thématiques traitées par le CEA depuis les années 1950, l'hydrogéologie est notamment mobilisée pour les problèmes sur la pollution de l'eau et les interactions entre les installations nucléaires et les nappes phréatiques. Le SESSN ne compte pas de spécialistes sur les questions d'inondation.

2 - BILAN DES MOYENS	

- Personnel C.E.A.	13
- Personnel non C.E.A. (collaborateur temporaire étranger)	1
- Subventions C.E.A (total général annuel)	
- Sismologie	1 576 000 F
- Hydrogéologie	813 000 F
- Transferts atmosphériques	1 524 000 F
- Interactions Installations-Sites	350 000 F
Recettes diverses (ordre de grandeur basé l'exercice 1973) (domaine non nucléaire)	500 000 F

Figure 46 : Bilan des moyens du SESSN (CEA) en 1973

La Figure 46 nous montre le bilan des moyens de cette section en 1973. L'hydrologie, au contraire de l'hydrogéologie et la sismologie, ne dispose pas d'une section, ni de moyens financiers dédiés.

⁴²³ L'hydrogéologie est la science des eaux souterraines que les experts mobilisent notamment pour les problèmes de qualité de l'eau et de transferts d'eau.

En 1976, lors de la création de l'IPSN au sein du CEA, il n'y a toujours pas au sein du Département de Sûreté nucléaire (DSN) de spécialistes ou d'équipe chargée d'étudier spécifiquement le risque d'inondation sur les installations nucléaires, comme c'est alors le cas au LNH à EDF. Un service qui remplace l'ancien SESSN du CEA, le SESRS (Service d'études et de sûreté radiologique et des sites) reprend la charge d'étudier les chapitres relatifs aux sites des rapports de sûreté. Parmi les experts du SESRS, certains commencent à partir de 1978, à s'intéresser au risque d'inondation dans l'optique de fournir des avis sur les méthodes et calculs EDF, développés au milieu des années 1970, et mobilisés pour traiter l'inondation dans les rapports de sûreté. Entre 1978 et 1980, une série d'études est menée par le SESRS concernant les tempêtes, les barrages, les marées ou encore les sites fluviaux.⁴²⁴ Pour ce faire, le SESRS fait appel à des compétences extérieures comme le Centre océanologique de Bretagne (COB) pour les hauteurs de vague ou le Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM) pour les ondes de tempête. Des spécialistes de bureaux d'études externes sont alors également détachés au SESRS pour accompagner les experts de l'IPSN. On ne trouve alors pas encore de spécialistes en hydrologie mais plutôt des généralistes traitant d'un ensemble de risques (séismes, chute d'avion...). Ponctuellement, le SESRS fait également appel à d'autres services de l'IPSN sur des sujets particuliers, notamment le Bureau d'Études Probabilistes de Sûreté (BEPS).

A la fin des années 1970, au moment où les échanges avec EDF débutent sur la question de l'inondation, le rapport de force apparaît donc déséquilibré. Contrairement à certains autres risques naturels (comme le séisme), l'IPSN ne dispose pas d'un service ou d'un bureau dédié au risque d'inondation. Il hérite d'une expertise dispersée sur l'inondation et compte alors seulement deux ou trois généralistes capables de participer aux débats techniques sur ce risque avec les experts du LNH d'EDF. De son côté, EDF compte déjà plusieurs années de développement des méthodes statistiques et une équipe spécialisée sur les questions d'inondation pour les centrales nucléaires au LNH, appuyée par le SEPTEN.

Quant au SCSIN, il ne s'est pas encore intéressé à la question de l'inondation sur les installations nucléaires.

⁴²⁴ IPSN/SESRS (1980). Note technique SESRS n°145, « Tableau des études support aux activités d'évaluation ou d'analyse du SESRS, Janvier 1980.

3.4. Conclusion intermédiaire

Nous avons donc vu comment, en réponse au développement massif du nucléaire au milieu des années 1970, EDF développe des expertises, des organisations et des méthodes spécifiques, en partie héritées du monde de l'hydroélectricité, sur le risque d'inondation appliqué au nucléaire : le LNH constitue une équipe spécialisée dans l'évaluation du risque autour d'anciens experts ayant participé aux travaux sur les études des crues appliquées aux barrages, et développe en quelques années, entièrement en interne, une méthode spécifique pour les centrales nucléaires, la méthode de renouvellement. La doctrine EDF et l'utilisation des méthodes statistiques EDF sont portées par le SEPTEN qui écrit une doctrine interne sur la question et décide définitivement d'ancrer l'usage de ces méthodes face aux méthodes d'évaluation des risques présentes dans les règles américaines sur l'inondation.

Cette « doctrine » interne à EDF est un mélange entre une méthode statistique héritée de l'hydroélectricité et de la fiabilité industrielle, et des principes de sûreté franco-américains. Cette méthode se veut générique pour tous les nouveaux sites nucléaires à construire, ce qui répond à une volonté de rationaliser et standardiser la construction des centrales nucléaires, portée par un souci d'efficacité économique.

On note une forme de « dépendance au sentier » liée aux méthodes et savoirs hérités de l'hydroélectricité (standardisation et généricité, utilisation des statistiques, utilisation d'objectifs probabilistes...) et portée, pour l'évaluation des risques, par des statisticiens faisant le lien entre le monde des barrages et du nucléaire. Pour EDF, l'utilisation d'une méthode interne permet de se distinguer des Etats-Unis et de s'appuyer sur une méthode éprouvée, maîtrisée en interne (et donc d'aller plus vite sur l'évaluation des risques des centrales en construction).

On observe également une forme d'autonomisation d'une organisation dédiée au nucléaire simultanément au développement du plan Messmer, au LNH, mais aussi au SEPTEN, qui va développer une doctrine spécifique au nucléaire. Cette doctrine est compatible avec des exigences d'efficacité industrielle (rationalisation et généricité) et est source de légitimité pour l'organisation interne, puisqu'elle provient d'EDF, tout en prenant en compte le cadrage général des normes américaines.

Le LNH et le SEPTEN ont participé activement à ce processus, qui va donner à EDF un poids prépondérant dans les évolutions futures de la doctrine en matière de sûreté. A l'inverse, en 1978, ni l'IPSN ni le SCSIN ne se sont encore intéressés au sujet de l'inondation sur les installations nucléaires. A l'IPSN, l'expertise dans ce domaine apparaît comme très dispersée et les ressources disponibles,

humaines et matérielles, sont peu nombreuses. Au SCSIN il n'y a pas de spécialistes de la question. C'est dans ce contexte a priori déséquilibré que l'écriture de la RFS inondation va se dérouler.

4. Dans les coulisses de l'écriture de la première règle inondation : négociations et apprentissage au centre du travail de régulation (1978-1984)

En 1981, le SCSIN décide de mettre officiellement en chantier la rédaction d'une règle française qui concerne la protection des centrales nucléaires face au risque d'inondation. Cette règle va comprendre une série de bonnes pratiques pour évaluer le risque d'inondation et préconiser quelques protections à envisager pour les centrales nucléaires. Comme nous allons le voir, c'est à partir de 1978 que le SCSIN et l'IPSN vont se pencher sur cette question. Ce travail d'écriture sur plusieurs années prendra la forme d'une dizaine de réunions de travail, de nombreuses études internes à l'IPSN et à EDF et de plusieurs centaines de courriers échangés. La conception de la règle sera l'occasion pour les différents acteurs de négocier et de tenter de trouver un compromis pour que la règle puisse être publiée et acceptée des différentes parties. Nous chercherons à montrer comment, tout au long du processus de production de cette règle par « le petit monde de la sûreté » (voir partie 2), les organisations ont reconfiguré leurs relations autour des savoirs disponibles (David et al., 2012). C'est ce « travail de régulation », qui, en fabriquant en permanence les collectifs impliqués, au fil de la production et de la mobilisation des savoirs, produit simultanément les cadrages qui orienteront la négociation et, *in fine*, son résultat, la règle.

Nous tenterons donc dans cette section, après avoir mis en évidence les enjeux stratégiques (Crozier & Friedberg, 1977) des organisations impliquées dans la conception de la règle, de montrer concrètement comment se déroule ce travail de régulation, au fil de cadrages et de négociations, qui se déplacent en fonction, parfois, de situations contingentes et de l'action de certains individus.

Dans une première sous-section, nous mettrons en évidence le contexte dans lequel l'écriture de la règle est déclenchée. Dans une seconde sous-section, nous analyserons comment est construit le cadrage initial de la négociation. Dans une troisième sous-section, nous montrerons comment l'incomplétude des savoirs réouvre des controverses qui semblaient closes sur les marges. Dans une quatrième sous-section, nous observerons comment, dans l'écriture de la règle, l'objectif de genericité est impacté par l'urgence industrielle.

4.1. Contexte et enjeux de l'écriture d'une règle inondation

L'écriture de la règle inondation est marquée par un contexte de développement industriel exceptionnel, liés à la mise en œuvre du plan Messmer. L'idée de concevoir une règle spécifique sur le sujet de l'inondation est mise sur la table à l'occasion de l'analyse de la sûreté de la centrale nucléaire de Belleville et fait l'objet de stratégies différentes, selon les organisations.

4.1.1. Un contexte de développement industriel exceptionnel

Le tournant des années 1970-1980 est une période intense de construction de centrales nucléaires EDF, et donc, d'expertise à l'IPSN. Entre 1981 et 1984, dates qui correspondent à l'intervalle de conception formelle de la RFS, la charge de travail pour les experts de la sûreté de l'IPSN et du SCSIN est considérable.

Comme le montre la Figure 12 ci-dessous, entre 1977 et 1983, les demandes d'analyse du SCSIN au DSN de l'IPSN vont exploser. Pour l'IPSN « *la création de cette situation peut s'expliquer par le fait que le démarrage en cascade des tranches de 900 MWe et l'occurrence dans la même période de l'accident de TMI ont fait apparaître un nombre important de difficultés liées à des erreurs de conception, nécessitant des modifications, donc, de nombreuses prises de décisions dans des délais courts, pour autoriser le fonctionnement des tranches* »⁴²⁵.

EXEMPLE D'EVOLUTION POUR LES P.W.R.

- 1977	61
- 1978	99
- 1979	203
- 1980	415
- 1981	740
- 1982	957
- 1983	1 334

Figure 47 : Tableau des demandes d'analyse du SCSIN à l'IPSN/DSN, issu d'une note de l'IPSN/SAER de décembre 1983

⁴²⁵ Réponse du SASCEL au directeur de l'IPSN sur le projet de « note de soutien IPSN au SCSIN », octobre 1982.

4.1.2. L'opportunité « Belleville »

Alors que de nombreuses constructions sont prévues, c'est lors de l'analyse de la sûreté d'une centrale dont la construction débute (en 1979-1980), celle de Belleville, que le SCSIN et l'IPSN se rendent compte que l'inondation constitue véritable point faible. En 1980, l'IPSN indique qu'« *il n'existe actuellement aucune raison permettant d'assurer qu'une crue dépassant le niveau d'une plateforme n'entraîne pas de conséquences radiologiques inacceptables* »⁴²⁶. En effet, les premières centrales EDF ont été construites sur la base d'une crue millénaire, jugée insuffisante par les experts de l'IPSN. Lors de l'analyse du rapport de sûreté de Belleville, le SCSIN « *propose d'ajouter une marge de sécurité (à déterminer « intelligemment ») à la cote de probabilité 10^{-3} /an* »⁴²⁷. Au milieu de l'année 1980, le SCSIN demande à l'IPSN et à EDF « *quelles mesures supplémentaires pourraient être prises pour protéger les sites nucléaires fluviaux contre des risques d'inondation de fréquence plus faible que celle de la crue millénaire ?* »⁴²⁸. C'est donc à partir d'un constat de l'IPSN et d'une demande du SCSIN que l'écriture de la RFS I.2.e « Protection des centrales nucléaires contre le risque d'inondation d'origine externe » va débiter. Pour ce faire, à partir de 1981, date à laquelle va débiter l'écriture de la RFS Inondation, ce sont trois services de DSN (IPSN)⁴²⁹ qui participent à cette réflexion. Il s'agit :

- du Service d'Analyse de Sûreté des Réacteurs (SAER), qui s'intéresse au comportement des composants en cas d'agressions internes et externes, au confinement des produits radioactifs et à l'évaluation et l'analyse des risques d'agressions internes et externes ;
- du Service d'Autorisation et de Suivi des Centrales à Eau Légère (SASCEL), qui analyse la sûreté des REP en vue de préparer les rapports d'évaluation pour les réunions du Groupe Permanent « Réacteurs », et qui suit la conception, la réalisation et l'exploitation des réacteurs ;
- du Bureau de Réglementation Technique de la Sûreté Nucléaire (BRTSN), qui travaille sur les aspects réglementaires de la sûreté nucléaire (réglementation, autorisation et normalisation).

⁴²⁶ IPSN/SESRS (1980). Note technique IPSN/SESRS n°190, 1980

⁴²⁷ SCSIN (1980). Compte-rendu de réunion du GP consacré à l'examen du rapport de sûreté de Belleville, 1980

⁴²⁸ SCSIN (1980). Lettre SIN n°B 2415/80 « calage des plateformes des futurs sites nucléaires en regard des risques d'inondation », 18 juin 1980

⁴²⁹ Le Département de Sûreté Nucléaire (DSN) de l'IPSN a été restructuré en 1980. Le Service d'Analyse de Sûreté des Réacteurs (SAER) remplace le SESRS.

4.1.3. Pourquoi écrire une règle sur l'inondation : objectifs stratégiques initiaux d'EDF, de l'IPSN et du SCSIN

Si l'idée d'écrire des règles françaises intervient au milieu des années 1970 (voir Partie II), il apparaît que les enjeux stratégiques autour de ces documents sont différents pour EDF, l'IPSN et le SCSIN. A la fin des années 1970, il n'existe pas de réglementation française sur le sujet de l'inondation sur les installations nucléaires. Entre le milieu et la fin des années 1970, EDF a néanmoins pu développer une doctrine interne, dont les savoirs semblent stabilisés à la fin des années 1970. Cette doctrine consiste à calculer, pour les sites fluviaux une crue millénale et à considérer également les ruptures de barrages⁴³⁰. C'est donc à partir de cette base que va débiter l'écriture de la règle. Mais pourquoi une « règle fondamentale de sûreté » ?

EDF : une règle pour formaliser la doctrine interne dans un objectif industriel

En France, sur les questions de sûreté nucléaire, les règles sont apparues bien plus tard que les autres éléments du régime de régulation des risques (voir chapitre 1 et 2). Les règles sont alors l'occasion de formaliser des pratiques : « Lorsque la pratique dans un domaine donné est arrivée à un état de maturité suffisant, un projet de Règle Fondamentale de Sûreté peut être rédigé par un petit groupe de spécialistes puis fait l'objet d'une présentation et d'un examen devant le Groupe Permanent qui l'approuve »⁴³¹.

Pour EDF, on peut analyser ce processus comme la recherche d'une stabilité de la norme, une forme de sécurité juridique qui permettrait à l'industriel de prendre des décisions dans un environnement stable. Néanmoins, comme nous l'avons vu au chapitre 1 et 2, cette recherche de sécurité juridique ne conduit pas à une réglementation rigide, mais plutôt à des règles souples, outils de dialogue entre les membres du monde de la sûreté.

Concernant le risque d'inondation, EDF dispose d'une solide expertise et de méthodes déjà utilisées sur les installations nucléaires depuis le milieu des années 1970. Pour EDF, l'intérêt d'écrire une règle est également de stabiliser des pratiques, et notamment les méthodes statistiques que l'entreprise a développées. EDF est donc dans une stratégie de « formalisation de l'existant ». Le cadrage de la règle qui va être écrite présente donc un enjeu très important pour EDF et notamment pour le SEPTEN.

⁴³⁰ IPSN (1979). Note interne IPSN, « Protection des centrales contre les inondations », 19 janvier 1979

⁴³¹ IPSN (1988). La sûreté des sites nucléaires, Coopération maroco-française en matière de sûreté, séminaire de novembre/décembre 1988, Rabat.

Pour l'IPSN : l'écriture de la règle pour constituer une expertise autonome

L'inondation est d'abord un enjeu de sûreté pour l'IPSN qui considère, grâce à des études préliminaires dans les années 1970-1980, que ce risque est « sous-estimé » par EDF. Le choix de la crue millénaire serait, pour l'IPSN, « une erreur de conception » de la part d'EDF. Comme nous le verrons plus tard, un débat interne à l'IPSN agite les experts sur le potentiel catastrophique ou non d'une inondation pour la sûreté de l'installation.

Mais, selon notre interprétation, pour l'IPSN, le travail sur la règle est vu comme une occasion de constituer une expertise autonome sur le sujet, à une époque où l'institut n'a que peu d'accès aux pratiques d'EDF concernant l'inondation, et où son expertise en interne est encore faible. En effet, le processus d'écriture de la règle présente l'intérêt d'autoriser l'IPSN à collecter des informations sur les pratiques d'EDF, à les analyser à la demande du SCSIN, à proposer des contre-études ou des contre-calculs, à discuter avec les experts EDF. Effectivement, à l'occasion de l'écriture des règles, des groupes de travail seront mis en place, en interne à l'IPSN mais également avec EDF, qui permettront des échanges et donc une compréhension plus fine des enjeux par l'IPSN. Ce processus d'apprentissage légitime contribuera au renforcement de son statut d'expert et au rééquilibrage du triptyque « exploitant-expert-contrôleur ».

Pour le SCSIN : la règle comme quête de légitimité

Enfin, pour le SCSIN, l'écriture d'une règle présente un enjeu de légitimité. En effet, à la fin des années 1980, la réglementation française, qui est à la charge du SCSIN, apparaît comme très en retard par rapport aux réglementations américaine ou allemande (voir chapitre 2). Pour le SCSIN, il s'agit donc d'asseoir une autorité réglementaire, dans un contexte particulier où de nombreux chantiers de construction sont en cours. Les effectifs du SCSIN sont alors très limités (voir chapitre 2), et les compétences sur le sujet sont inexistantes. Comme l'explique un responsable de l'époque : « On n'était pas à niveau sur les disciplines techniques spécialisées. Sauf une, où c'était nous qui l'étions (...) c'est les appareils à pression »⁴³² (voir chapitre 2).

L'idée du SCSIN est alors de se baser sur les travaux de l'IPSN, et, comme nous le verrons plus tard, sur le groupe permanent, qui au-delà d'être un appui, constitue un véritable organe de décision au début des années 1980. Le SCSIN est donc dans une stratégie de « légitimation » en tant qu'acteur décisionnaire du petit monde de la sûreté.

⁴³² Entretien avec un membre du GP, ancien de l'IRSN et de l'autorité de sûreté, 16/06/2014

A travers cette première analyse du système d'acteurs qui va lancer les négociations autour de la conception de la règle, il apparaît que les objectifs stratégiques et les ressources disponibles sont très différents. Si EDF semble doté d'une expertise solide en la matière, les compétences dans ce domaine à l'IPSN sont encore en développement et le rôle du SCSIN apparaît encore flou. Deux types de débats étroitement liés vont alors particulièrement nous intéresser dans les négociations : le choix politique d'un objectif de sûreté et les débats techniques autour des marges qui vont découler de ce choix. Ces débats sont intéressants car ils éclairent le rôle de chaque acteur dans le processus de conception de la RFS mais aussi le lien existant entre la décision et l'évaluation des risques.

4.2. L'inadéquation entre un objectif politique et les savoirs mobilisés : cadrage et contexte de la négociation

Si tous les acteurs ont la volonté d'écrire une règle sur le risque d'inondation, la négociation autour du cadrage politique, scientifique et technique de la règle va revêtir une importance stratégique. En effet, le cadrage de la négociation constitue un enjeu crucial qui « *conditionnera le résultats du processus ainsi que la capacité des uns et des autres à obtenir des termes de l'échange favorables* » (Friedberg, 2009). Une négociation ne pouvant aboutir que « *si les protagonistes acceptent de s'engager* » (Friedberg, 2009), il apparaît intéressant d'observer comment va être négocié le cadrage de la conception de la RFS. Nous montrerons comment cette phase de cadrage fait autant intervenir un enjeu politique (le choix d'un objectif probabiliste acceptable) que des enjeux scientifiques et techniques autour des méthodes à mobiliser. Pour bien comprendre ce cadrage, il convient de préciser ce que nous appelons objectif probabiliste. L'objectif probabiliste est un chiffre, quantifiant une probabilité, permettant de fixer une limite entre un risque acceptable et inacceptable. Il peut être issu d'un calcul ou être fixé comme un objectif politique. Comme nous l'avons vu, en France, pour l'inondation, un objectif probabiliste, qui semble être issu d'un « jugement d'expert »⁴³³, est utilisé pour cadrer les scénarios d'EDF conçus par le SEPTEN. Pour créer ces scénarios, les experts du LNH procèdent à une évaluation du risque sur la base d'une méthode statistique, la méthode de renouvellement, qui permet de calculer des inondations en prenant en compte l'objectif probabiliste du SEPTEN. Aux Etats-Unis, depuis le rapport Rasmussen (voir partie 2), des Etudes Probabilistes de Sûreté (EPS) ont été réalisées pour évaluer le risque de fusion du cœur pour un réacteur. De ce calcul résulte un chiffre qui peut être utilisé ensuite dans l'analyse des risques pour définir la limite entre acceptable et inacceptable. Mais, pour l'inondation, les Etats-Unis utilisent une méthode

⁴³³ L'idée du « jugement d'expert » pour définir l'objectif probabiliste présente l'idée que l'objectif probabiliste n'est pas issu d'un calcul scientifique mais une cible à atteindre pour les experts.

déterministe qui vise à calculer une inondation maximale acceptable, sans l'associer à une probabilité d'occurrence.

4.2.1. Le 10^{-7} de la discorde : un objectif politique impossible à atteindre

On observe, à partir du milieu des années 1970, un développement des évaluations probabilistes des risques, notamment dans le secteur nucléaire (Rip, 1986b). Sous l'influence des Etats-Unis, les organismes français en charge de contrôler la sûreté nucléaire ambitionnent également de fixer un chiffre comme limite entre risque acceptable et risque inacceptable (Voir chapitre 2).

La lettre SIN de la discorde...

Dans un échange de lettres entre 1977 et 1978, le ministère de l'industrie, à travers le SCSIN, recommande alors à EDF d'utiliser des objectifs probabilistes pour ses études de sûreté et définit un chiffre qui pourrait servir de cadre à l'évaluation des risques nucléaires. Le SCSIN propose alors que « *La probabilité globale qu'une tranche puisse être à l'origine de conséquences inacceptables ne devrait pas dépasser 10^{-6} / an* »⁴³⁴. Pour ce faire, « *dès lors, lorsqu'une approche probabiliste sera utilisée pour apprécier si une famille d'événements doit être prise en compte (...) il conviendra de considérer que cette famille d'événements doit effectivement être prise en compte si la probabilité qu'elle puisse conduire à des conséquences inacceptables est supérieure à 10^{-7} par an (...).* »⁴³⁵. Ce chiffre, comparable à celui retenu aux Etats-Unis à l'époque (Voir chapitre 2), est avant tout un objectif politique dont l'idée est de « *de pousser EDF à regarder un certain nombre de séquences accidentelles allant au-delà des défaillances qui étaient examinées jusque-là* » (Foasso, 2007). Les experts de l'IPSN sont alors assez enthousiastes mais « *si les analystes s'enthousiasment et les autorités réglementaires les suivent, du côté des constructeurs et de l'exploitant les réticences sont vives* » (Foasso, 2012). La raison est assez simple, EDF craint qu'une réglementation probabiliste ne vienne se superposer à ses pratiques habituelles et entraîne « *une forte augmentation des coûts d'investissement et d'exploitation* » (Foasso, 2012).

⁴³⁴ SCSIN (1977). Lettre SIN n° 1076/77 du 11 juillet 1977 relative aux grandes options de sûreté des tranches comportant un réacteur nucléaire à eau pressurisée du ministre chargé de l'industrie au directeur général d'EDF.

⁴³⁵ Ibid.

... et son impossible traduction pour le risque d'inondation.

L'idée pour les experts de l'IPSN est donc, dans un premier temps, d'appliquer cet objectif probabiliste dans l'écriture de la nouvelle règle concernant l'inondation. Selon l'IPSN, « *la crue millénaire par définition présente une probabilité d'occurrence de 10^{-3} /an largement supérieure à la probabilité en-dessous de laquelle une agression externe n'est plus à prendre en compte (10^{-7} /an). Il n'existe actuellement aucune raison permettant d'assurer qu'une crue dépassant le niveau d'une plateforme n'entraîne pas de conséquences radiologiques inacceptables. Le risque dû à la crue millénaire peut donc être considéré comme trop élevé* »⁴³⁶. Or, les experts de l'IPSN se rendent compte que la méthode statistique EDF du « renouvellement », qui sert de base aux études du LNH, ne permet pas d'extrapoler des données jusqu'à ce niveau. Pour l'IPSN il faut donc qu'EDF change sa méthode pour répondre aux objectifs de sûreté fixés par le SCSIN. Côté EDF et plus particulièrement pour le SEPTEN, dès 1980, il n'est pas possible avec les méthodes utilisées de calculer une crue de probabilité d'occurrence 10^{-7} : « *On sait que les extrapolations statistiques dans le domaine hydrologique ont des limites : on ne peut donc prédire avec sérieux les crues dont la période est inférieure à 10^{-3} /an* »⁴³⁷. A l'IPSN, une première idée est alors de ne pas arrêter le choix sur la méthode EDF mais de voir si d'autres méthodes, pas forcément statistiques, permettent d'obtenir des crues « extrêmes ». Néanmoins, étant donné les ressources disponibles à l'IPSN, il n'apparaît pas possible de mener de contre-études sur ce sujet.

Un premier débat entre l'IPSN et EDF va alors avoir lieu sur le choix de la méthode à retenir.

4.2.2. Un débat rapidement tranché : le choix de la méthode et des lois statistiques

Au tournant des années 1970, l'IPSN sait qu'il existe d'autres méthodes utilisées à l'étranger pour calculer les crues de projet des centrales nucléaires. L'IPSN est notamment régulièrement consulté lors de la rédaction des guides de l'AIEA⁴³⁸ et peut donc apprendre, par ce biais, sur les pratiques étrangères. Or, un guide AIEA est en cours d'écriture sur l'inondation à la fin des années 1970. Le guide AIEA reprend alors les méthodes déterministes américaines pour calculer les crues. Dans un

⁴³⁶ IPSN/SESRS (1980). Note technique SESRS n°190. « Inondations à prendre en compte pour la sûreté des centrales nucléaires : Analyse des principes retenus par EDF. Propositions du DSN » Juillet 1980.

⁴³⁷ EDF/SEPTEN (1980). Rapport « Premières réflexions sur l'analyse des risques entraînés par une inondation supérieure à la crue millénaire. Définition d'axes d'études pour préciser les dispositions complémentaires de protection », juin 1980.

⁴³⁸ En 1974, les experts de l'AIEA lancent un programme d'élaboration de normes de sûreté nucléaire (programme NUSS) qui comprend des codes de bonnes pratiques et des guides.

premier temps, l'IPSN apparaît plutôt favorable à la méthode américaine reprise dans le guide AIEA S10 « Crues de références ». Un expert de l'IPSN en charge d'analyser le guide AIEA précise, concernant la méthode américaine : « *Outre le fait qu'elle est plus sûre et plus satisfaisante scientifiquement, cette approche a pour avantage de prendre en compte une crue de référence, de probabilité plus faible que la crue millénaire [...]* »⁴³⁹. Une des premières stratégies de l'IPSN autour de l'écriture de la règle va consister à demander à EDF de justifier le choix des méthodes statistiques vis-à-vis des méthodes déterministes utilisées aux Etats-Unis.

Argumentaire d'EDF pour imposer la méthode de renouvellement

Pour le LNH, plusieurs contraintes empêchent l'utilisation de la méthode américaine. Le premier argument est celui de la particularité du contexte scientifique, technique et géographique des Etats-Unis : « *la méthode de la PMP et de la PMF a été développée par les météorologues américains et elle est très dépendante de leurs expériences et connaissances acquises au contact de la réalité hydrologique et météorologique des bassins américains de caractéristiques et d'homogénéités très différentes de celles des bassins français en général* »⁴⁴⁰. Le LNH précise qu'il ne connaît que très peu la méthode américaine, qui dépend de connaissances acquises par des météorologues américains (dont le LNH ne dispose pas). De plus l'idée émise est également celle d'une différence entre la France et les Etats-Unis au niveau des contextes hydrologique et météorologique et donc d'une forme d'inadaptation de la méthode avec le cas français.

Le second argument des experts du LNH réside dans l'absence d'objectif quantitatif de la méthode américaine. Il n'apparaît pas possible de juger les probabilités d'occurrence de la « crue maximale prévisible » américaine. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 2, EDF semble très enclin à utiliser des probabilités pour l'analyse de risques particuliers ou de certains systèmes (études fiabilistes) mais aucunement pour afficher la probabilité d'occurrence des risques, comme le montre l'épisode autour de la lettre « SIN » du SCSIN.

Enfin, le troisième argument, qui n'est pas mis en avant dans le débat technique avec l'IPSN, est celui du potentiel déstabilisateur de l'utilisation d'une nouvelle méthode peu maîtrisée et qui pourrait donner des résultats très différents de la méthode EDF. En plus de ne pas disposer d'experts compétents sur ces méthodes, pour EDF, les incertitudes sont nombreuses sur les résultats. Une des

⁴³⁹ IPSN (1978). Avis et observations sur le guide AIEA S10A « Design basis floods for nuclear power plants on river sites ».

⁴⁴⁰ Bernier, J (1981). Note « Remarques sur les évaluations des crues fluviales extrêmes », EDF.

craintes des experts EDF est alors de calculer, avec les méthodes américaines, des débits beaucoup plus importants qu'avec leur méthode interne, ce qui engendrerait des coûts supplémentaires pour définir de nouvelles protections pour les centrales nucléaires françaises. Un expert du LNH de l'époque nous mentionne que « *La PMF donnait des débits très supérieurs à la méthode du renouvellement* »⁴⁴¹. Ce constat semble être le même à l'IPSN « *Les spécialistes du SESRS pensent que les méthodes américaines conduiraient à des résultats certainement égaux, sinon supérieurs à ceux qui sont obtenus par l'approche adoptée actuellement (...)* »⁴⁴².

⁴⁴¹ Entretien avec un ancien expert inondation d'EDF (LNH) d'EDF, 02/03/2017

⁴⁴² IPSN/SESRS (1979). Lettre interne du SESRS à François Cogné, « Protection des centrales contre les inondations », 19 janvier 1979.

ANNEXE : TABLEAU DE COMPARAISON DES METHODES.

Qualités \ Méthodes	Probabiliste renouvellement	Probabiliste maxima annuels	Gradex	Déterministe
1 - <u>Objectifs annoncés</u>	risque millennial	risque millennial	risque décennal	garantie absolue
2 - <u>Incertitudes sur l'estimation de l'objectif</u>	précision calculée et contrôlée en fonction de l'information	évaluation très incertaine	évaluation très incertaine au niveau décennal	incertitude complète sur l'atteinte de l'objectif
3 - <u>Objectif atteint</u>	risque millennial	risque millennial relativement imprécis	risque millennial dans les conditions de petits bassins homogènes et d'information hydrométéo. complète	inconnu
4 - <u>Vérification de l'adéquation</u>	intégrée à la méthode	intégrée à la méthode mais moins efficace	sommaire	sommaire
5 - <u>Poids des hypothèses a priori</u> (possibilités de choix)	choix contrôlable	choix d'extrapolation souvent arbitraire	très important (choix très limité)	important
6 - <u>Rigidité des hypothèses</u>	faible	faible	très grande	grande
7 - <u>Mobilisation des connaissances physiques</u>	limitée à des données qualitatives	très limitée	relativement limitée	assez complète
8 - <u>Mobilisation de l'information hydrométéorologique</u>	possible et complète avec données historiques	très limitée	relativement limitée	relativement complète
9 - <u>Traitement des diverses incertitudes</u>	relativement complet	limité	absent	absent

Figure 48 : Tableau de comparaison des méthodes, EDF/LNH, 1981

Comme nous le montre la Figure 48 : un important effort de communication sera fait par EDF pour entériner le choix de la méthode de renouvellement. Des caractéristiques comme « précise », « contrôlable » ou encore « complète » sont attribuées à la méthode de renouvellement. C'est alors le LNH qui défend la méthode EDF auprès de l'IPSN et du SCSIN. Nous pouvons noter la volonté, pour

EDF, de continuer avec la méthode qui est alors en train de servir de base au dimensionnement, vis-à-vis du risque d'inondation, de l'ensemble du parc nucléaire de REP. Au début des années 1980, il semble que l'IPSN ait déjà abandonné l'idée d'avoir recours à une autre méthode que celle d'EDF. En effet, l'IPSN ne dispose alors pas de ressources nécessaires pour mener une contre-étude avec les méthodes déterministes américaines ou même d'autres méthodes statistiques. De plus, Il semble également qu'EDF, sans convaincre sur sa méthode, ait persuadé l'IPSN qu'il n'y avait pas une méthode meilleure qu'une autre : « *Aucune méthode employée en France et dans la monde ne donne pleinement satisfaction (...)* »⁴⁴³. Un expert de l'IPSN juge alors « *Nous avons un certain retard à combler dans l'étude de ces méthodes mais il nous semble néanmoins nécessaire de repartir, en quelque sorte, à zéro sur des exemples concrets en utilisant l'expérience d'EDF* »⁴⁴⁴. Par méconnaissance du domaine et convaincu par l'argumentaire d'EDF, l'IPSN abandonne alors l'idée de faire changer EDF de méthode. Si la méthode EDF n'est pas remise en question, l'IPSN va profiter d'une réunion du GP de 1981 consacrée à l'examen de la centrale de Gravelines pour afficher des divergences avec EDF sur les lois statistiques utilisées pour extrapoler les données recueillies jusqu'à une période de retour millénaire.

Débat sur les lois statistiques entre l'IPSN et EDF : la prise en compte des « points singuliers » dans les lois statistiques

Le 2 octobre 1981, une réunion entre l'IPSN (représenté par le SAER⁴⁴⁵) et EDF (représenté par le LNH et la Région d'Équipement de Paris) se tient pour décider quelle serait la loi statistique à adopter pour extrapoler les données avec la méthode du renouvellement. Les positions entre EDF et l'IPSN sont alors différentes. Pour l'IPSN, « *Il semble donc que les résultats d'EDF minorent les valeurs des surcotes de faible probabilité. Aussi a-t-il paru nécessaire de rechercher un meilleur ajustement en utilisant d'autres lois statistiques* ». Le SAER préconise l'utilisation d'une loi de type « logarithme normal » (Loi de Galton), qui permettrait de « *recadrer un point singulier (surcote de 1967) dans l'ajustement* »⁴⁴⁶.

⁴⁴³ IPSN/SESRS (1980). Note technique SESRS n°190. « Inondations à prendre en compte pour la sûreté des centrales nucléaires : Analyse des principes retenus par EDF. Propositions du DSN » Juillet 1980.

⁴⁴⁴ IPSN/BEPS (1980). Observation du BEPS au SESRS sur le « calage des plates-formes des futurs sites nucléaires en regard des risques d'inondation », 22 avril 1980.

⁴⁴⁵ Service d'Analyse de Sûreté des Réacteurs

⁴⁴⁶ IPSN (1981). Compte rendu de réunion entre l'IPSN et EDF « Site de Gravelines. Estimation de la surcote millénaire », 2 octobre 1981.

EDF préfère utiliser une loi exponentielle qui correspond selon les experts du LNH à « *un catalogue de lois qui sont adaptées, comparées à l'expérience et validées* »⁴⁴⁷. Toujours selon le LNH, la loi préconisée par l'IPSN « *accorde en particulier une probabilité non nulle à des évènements qui ne peuvent se produire (...) un autre point de principe, qui tient de la philosophie statistique, est de ne pas accorder de poids plus important aux points particuliers, à moins d'avoir un a priori sur la question* »⁴⁴⁸.

Les différences opérationnelles qui découlent de l'utilisation des lois préconisées par EDF et l'IPSN sont alors très importantes (Figure 49).

	Estimation moyenne de la surcote millénaire	Borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70 %
EDF-LNH	2,43 m	2,58 m
DSN	2,86 m	3,60 m
écart	0,43 m	1,02 m

Figure 49: Comparaison entre le calcul DSN et EDF sur la surcote de la centrale de Gravelines, EDF 1981

Après des échanges autour de la validité de l'utilisation des lois statistiques, l'IPSN, à court d'arguments, décide de suivre le choix d'EDF. La conclusion de cette réunion (rédigée par la Région d'Équipement de Paris) est la suivante :

« *Compte tenu :*

- *de l'absence de test déterminant quant au choix d'une loi statistique à l'intérieur de la méthode du renouvellement,*
- *des arguments qui militent contre le choix de la loi Log-Normal,*
- *de la difficulté d'appliquer une telle loi lors du calcul, en cours au LNH, de la probabilité d'inondation du site,*

⁴⁴⁷ Ibid

⁴⁴⁸ Ibid

Il a été convenu de retenir pour le site de Gravelines, la loi de type exponentielle proposée par le LNH et donc l'estimation de la surcote millénale à 2,58m »⁴⁴⁹

En septembre 1981, au moment où l'écriture de la règle débute, il n'y a plus de débats entre l'IPSN et EDF sur la méthode à employer, ni sur les lois statistiques à utiliser pour extrapoler les données recueillies. Le SAER et le SEPTEN s'engagent à écrire une annexe à la règle en cours d'écriture qui précise le fonctionnement de cette méthode. Si l'IPSN ne remet plus en cause la méthode statistique EDF, il propose « *dans l'immédiat, afin de mieux approcher le niveau atteint par les crues de faible probabilité, d'apporter une majoration de sécurité au niveau calculé de la crue millénale* »⁴⁵⁰.

Le débat technique entre l'IPSN et EDF va alors se concentrer sur les marges à prendre vis-à-vis de la crue millénale en partant de la méthode de renouvellement EDF. A aucun moment, les scénarios définis par la doctrine EDF ne seront discutés par les experts de l'IPSN ou par le SCSIN.

4.3. Négocier les marges : le rôle d'un « entrepreneur de méthodes » de l'IPSN

Si une expertise concernant l'inondation existe à l'IPSN au début des années 1980, elle est très embryonnaire et repose exclusivement sur l'analyse des travaux existants à EDF. Ce déséquilibre apparent entre l'expertise EDF et IPSN va être contrebalancé par le rôle d'un « entrepreneur de méthodes » appartenant à l'IPSN. Cette notion, forgée et employée dans un tout autre contexte, l'urbanisme, renvoie, pour ses auteurs (Arab, Ozdirlik, Vivant, 2016) à la figure de l'entrepreneur développée par Schumpeter et au lien qu'il établit entre cette figure et l'innovation. Elle désigne des individus engagés dans des contextes d'action, qui tentent de perturber les conventions établies en proposant des méthodes en rupture avec les pratiques habituelles. Pour notre cas, l'entrepreneur (ou les entrepreneurs de méthodes) considéré(s) propose des méthodes en rupture avec les méthodes habituelles ou tente de faire basculer le rapport de force en faveur de son organisation.

Dans cette sous-section, nous traiterons du cas des marges destinées à répondre à l'incertitude qui subsiste, une fois les aléas caractérisés statistiquement. Ces marges concernent deux problématiques fortement couplées, l'évaluation du risque et le dimensionnement des dispositifs de protection. En effet, prendre une marge de sécurité sur un paramètre physique (débit de l'eau, hauteur de la crue) associé à un scénario impose, par voie de conséquence, de prendre une marge de sécurité sur la

⁴⁴⁹ Ibid

⁴⁵⁰ IPSN/SESRS (1980). Note technique SESRS n°190. « Inondations à prendre en compte pour la sûreté des centrales nucléaires : Analyse des principes retenus par EDF. Propositions du DSN » Juillet 1980.

hauteur des dispositifs de protection. Mais, comme on le verra, ces deux conceptions de la marge renvoient à des logiques différentes, celle de l'expert et celle de l'exploitant.

4.3.1. Une marge en débat : le positionnement initial d'EDF et de l'IPSN

Dès 1980 et suite aux premiers contacts avec l'IPSN sur l'évaluation du risque d'inondation, EDF commence à étudier les conséquences d'une inondation supérieure à la crue millénale sur ses sites⁴⁵¹. Pour le SEPTEN, le calcul d'une crue supérieure à celle qui avait été envisagée à la construction, notamment pour les centrales de la Loire telle que celle de Belleville, pourrait *in fine* nécessiter des travaux supplémentaires importants pour ces sites. Toutefois, « *il apparaît alors que pour les sites fluviaux, une submersion des plateformes des îlots nucléaires des tranches apparaît très improbable compte tenu des principes de protection adoptés (...). Ces considérations excluent évidemment toutes dispositions constructives permanentes de grande ampleur telles que surélévation du niveau du calage de la plateforme ou des matériels liés à la sûreté et telle que la construction d'une digue autour de la plateforme du site* »⁴⁵².

Tout l'enjeu pour EDF est donc de trouver une marge sur le scénario de crue millénale qui, tout en étant acceptable pour l'IPSN et le SCSIN, ne remette pas fondamentalement en cause les principes et les calculs adoptés par le LNH et le SEPTEN.

A la fin de l'année 1981, le SEPTEN et le SAER sont réunis lors d'une réunion organisée par le SCSIN. Un expert de l'IPSN constate dans une note manuscrite : « *J'ai noté au cours de cette réunion deux points de divergence fondamentaux entre EDF et SAER (pour) le niveau de la Cote Majorée de Sécurité (CMS) : + 50 cm par rapport à la crue millénale pour EDF, et cote correspondant à un débit de la crue millénale + 20% pour SAER* »⁴⁵³. EDF justifie le choix d'une marge de 50 cm avec une étude du débit de la Loire : « *Il apparaît qu'une surélévation de 50 cm correspondrait à un sur-débit d'au moins 2000*

⁴⁵¹ EDF/SEPTEN (1980). Note « Premières réflexions sur l'analyse des risques entraînés par une inondation supérieure à la crue millénale. Définition d'études pour préciser les dispositions complémentaires de protection », Juin 1980.

⁴⁵² Ibid.

⁴⁵³ IPSN/BRTSN (1981). Courrier interne du chef du BRTSN au chef du SASCLEL « RFS sur les inondations », 1 novembre 1981.

m3/s ; c'est-à-dire que le débit alors observé serait de près de deux fois le débit historique et ceci est considéré comme hautement hypothétique par les experts »⁴⁵⁴.

L'IPSN et EDF partent donc avec des idées différentes concernant la marge à adopter. Pour EDF, le choix d'une marge de 20%, proposée par l'IPSN, reviendrait globalement à des majorations hétérogènes sur les différents sites, souvent supérieures à 50 cm. De plus, ce choix impliquerait des études « site par site » importantes, alors que la marge forfaitaire de 50 cm permettrait de limiter les études et de ne pas à avoir à traiter le risque d'inondation au cas par cas. Si les deux acteurs s'accordent pour prendre une crue millénale comme base de travail, les négociations se concentrent donc autour des marges, exprimées comme on le remarque, dans des unités différentes. Rapidement le SAER et le SEPTEN se mettent d'accord sur un compromis entre les 50 cm d'EDF et les 20% de l'IPSN : EDF accepte de prendre une marge sur les débits calculés (et non une marge forfaitaire en centimètres sur tous les sites), et l'IPSN accepte de partir sur une marge de 15% sur le débit de la crue millénale. Suivant les sites, la marge de 15% sur la crue millénale correspond à des niveaux d'eau majorés de 30 à 65 centimètres⁴⁵⁵, ce qui apparaît comme un compromis acceptable pour l'IPSN et EDF.

A priori, le débat sur la marge est clos mais il reste de nombreux points à discuter, notamment celui des protections à envisager sur les sites. Une réunion du Groupe Permanent concernant l'inondation est prévue en juin 1982 pour discuter de l'avancée de la conception de la RFS. En interne à l'IPSN, deux visions semblent alors s'affronter sur la position à tenir lors de cette réunion du Groupe Permanent face à EDF.

4.3.2. Les débats internes à l'IPSN sur le risque d'inondation : le rôle des entrepreneurs de méthodes

Sur la question de l'inondation, à l'IPSN, l'année 1982 est consacrée à des échanges internes pour trouver un positionnement à adopter lors de la réunion d'un Groupe Permanent qui doit se tenir en juin 1982 et qui a pour titre « Préparation de la Règle Fondamentale de Sécurité n°1.2.e : Prise en compte du risque d'inondation d'origine externe ». A l'IPSN, deux services sont alors fortement mobilisés : le SAER et le SASCEL, que nous avons présentés plus haut (voir 4.1.2). Rappelons que le SAER est plutôt un service qui s'intéresse au comportement des composants en cas d'agressions

⁴⁵⁴ EDF/SEPTEN (1980). Note « Premières réflexions sur l'analyse des risques entraînés par une inondation supérieure à la crue millénale. Définition d'études pour préciser les dispositions complémentaires de protection », juin 1980.

⁴⁵⁵ SCSIN (1982). Compte-rendu de la réunion du Groupe Permanent du 17 juin 1982 concernant la RFS I.2.e

internes et externes, au confinement des matières radioactives et à l'évaluation et l'analyse des risques d'agressions internes et externes alors que le SASCEL analyse la sûreté des REP de manière globale, prépare les rapports d'évaluation pour les réunions du Groupe Permanent « Réacteurs », et suit la conception, la réalisation et l'exploitation des réacteurs.

L'IPSN doit alors rédiger un rapport d'analyse sur la question de l'inondation et le fournir aux membres du GP. De plus, l'IPSN, en tant que « rapporteur » devant le GP doit également rédiger un projet d'avis, que le GP pourra ajuster à l'issue de la réunion. Plusieurs réunions sont alors prévues en 1982 (Figure 50), qui vont donner lieu à des positions qui vont évoluer sur plusieurs mois.

Date	Réunions
Mars 1982	Réunion interne IPSN « SAER-SASCEL » risque inondation
Mai 1982	Réunion SCSIN-EDF-IPSN "Inondations Golfech"
Juin 1982	Réunion du GP "RFS inondations"
Septembre 1982	Réunion du GP "Golfech + Inondations"

Figure 50 : Réunions consacrées à l'inondation en 1982

L'analyse des archives de l'année 1982 de l'IPSN nous livre des informations essentielles sur ces débats, d'abord internes à l'institut, lors de la recherche d'une position faisant consensus. La marge à associer à la crue millénale est alors au centre de ces discussions, dénotant deux positions différentes à l'intérieur de l'institut concernant la sûreté nucléaire. Du côté du SASCEL, le chef adjoint écrit deux notes en 1982 et précise qu'« *au cours de l'élaboration de la RFS Inondation, le SAER a, semble-t-il, convenu après négociations avec EDF que le débit maximum de crue contre lequel il serait nécessaire de se protéger à l'avenir serait égal au débit de crue millénale augmenté de 15% (...). Cette amélioration par rapport à la situation actuelle me paraît dangereusement faible* »⁴⁵⁶ ou encore qu'« *aucune justification de cette valeur de 15% n'est fournie* »⁴⁵⁷. Selon lui et après avoir tenté de calculer en interne des crues d'une probabilité d'occurrence de 10^{-4} , la majoration devrait se situer, selon les sites, entre 20% et 40% du débit de la crue millénale. Encore selon le SASCEL : « *Il me*

⁴⁵⁶ IPSN/SASCEL (1982). Note à l'attention de M. Bregeon en vue de la réunion du 5/3/1982, M. Brauns, SASCEL, 1982.

⁴⁵⁷ IPSN/SASCEL (1983). Note sur la marge de sécurité prévue par le projet de R.F.S Inondation, M. Brauns, SASCEL, 1983.

paraîtrait hautement souhaitable que le niveau de risque résiduel accepté soit cohérent avec les niveaux de risque résiduel généralement visés par les protections des centrales contre les autres agressions ou les défaillances internes, et approximativement définis par les deux lettres du SCSIN référencées SIN 1076/77 et SIN 576/78 qui, à ma connaissance, n'ont été annulées ou remplacées par aucune nouvelle directive »⁴⁵⁸. L'idée est alors de revenir aux objectifs de sûreté fixés par le SCSIN, c'est-à-dire 10^{-7} pour les agressions.

Cette note sert de base à une réunion interne à l'IPSN entre le SAER et le SASCEL qui se déroule au mois de mars 1982. De leur côté, les responsables du SAER semblent alors enclins à accepter une marge de 15%, ce qui a été négocié avec EDF. Dans une note manuscrite rédigée par un responsable du SAER à destination du chef adjoint du SASCEL, il est notamment écrit qu'au sein de l'IPSN existent des « *difficultés de compréhension actuelles sur les problèmes de protection contre les inondations* ».

Si le choix de la méthode EDF n'est pas remis en cause, le SASCEL souhaite se pencher plus sérieusement sur la marge à prendre sur les débits. Pour cela des études supplémentaires sont indispensables. Le jugement se base alors sur l'idée que l'inondation est un sujet de premier ordre à ne pas prendre à la légère et qu'il ne faut donc pas « *prendre des demi-mesures* »⁴⁵⁹. Aussi les experts du SASCEL demandent-ils plus de temps pour étudier le sujet. Le chef adjoint du SASCEL annonce ainsi : « *Etant donné la complexité du dossier relatif aux objectifs et aux moyens de protection des centrales nucléaires contre les inondations, et l'ampleur actuelle des différences d'appréciation sur ces sujets, j'estime que certains délais sont nécessaires pour que les idées mûrissent* »⁴⁶⁰.

Pour le SAER, dans un premier temps, l'objectif est moins ambitieux (ne pas discuter la marge de 15%, ne pas discuter des objectifs probabilistes), ce qui permet de continuer l'écriture de la règle sans études supplémentaires.

Suite à la réunion interne de mars 1982, le SASCEL réussit à convaincre le SAER, et la position de l'IPSN semble alors plutôt être celle du SASCEL. Fin mars 1982, le directeur du DSN de l'IPSN, François Cogné, écrit au directeur du SCSIN : « *Je tiens à vous faire savoir que l'ensemble des mesures proposées par EDF ne me semble pas devoir assurer un degré de protection compatible avec les*

⁴⁵⁸ IPSN/SASCEL (1982). Note à l'attention de M. Bregeon en vue de la réunion du 5/3/1982, M. Brauns, SASCEL, 1982.

⁴⁵⁹ Ibid

⁴⁶⁰ Ibid.

objectifs de sûreté que vous avez définis, ni être cohérent avec l'ensemble des démarches adoptées en matière de sûreté nucléaire »⁴⁶¹. Début mai 1982, l'IPSN discute d'un nouveau projet de RFS sur l'inondation en fixant une majoration de 25% au débit de la crue millénaire.

Différentes interprétations peuvent être données de cet épisode qui montre que les logiques organisationnelles, au niveau d'un acteur comme l'IPSN, ne sont pas données à l'avance et se construisent dans l'action. Certaines positions apparaissent en effet comme le fruit de négociations et initiatives internes aux organisations. La première interprétation repose sur l'analyse des positionnements, dans l'organisation, des deux services en désaccord, le SAER et le SASCEL. Le premier, nous l'avons dit, est plutôt un service d'analyse des risques, au sens large alors que le second est en charge de l'évaluation des rapports de sûreté, sans doute plus sujet à la pression du rythme industriel soutenu imposé. Le positionnement du SASCEL apparaît alors plutôt précautionneux, sans doute car ce service est conscient qu'il a un rôle important à jouer dans l'autorisation de fonctionnement des réacteurs. En adoptant une position plus dure, on peut imaginer que ce service souhaite pouvoir disposer d'une marge de négociation plus importante avec EDF et devant le GP. Mais, cette analyse est à nuancer. En effet, l'analyse détaillée des échanges nous montre que ce positionnement plus dur est porté par un individu. En effet, on observe l'investissement personnel d'un des experts du SASCEL, un adjoint au chef de service, ce qui nous pousserait à proposer une autre interprétation, complémentaire à la première, que nous ne pourrions toutefois étayer davantage. Il nous a semblé en effet que cet expert jouait son identité personnelle dans cet épisode en tentant de revenir sur le résultat d'une première négociation autour des marges entre l'IPSN et EDF, et d'infléchir une position de l'organisation. A ce titre, il peut être rapproché de la notion d'« entrepreneur de méthodes » que nous avons définie plus haut. Nous souhaitons mettre ainsi en lumière le rôle des individus au sein des organisations.

En tout état de cause, pour revenir à notre analyse historique, l'IPSN décide finalement de demander une marge de 25% et donc de modifier l'accord négocié avec EDF en 1981 qui avait retenu une marge de 15%.

4.4. Le déploiement d'une stratégie « site par site » : urgence de l'expertise et urgence industrielle

Au début des années 1980, l'activité des experts de la sûreté, tant à EDF qu'à l'IPSN ou au SCSIN, est intense. Comme nous le montre le schéma suivant (Figure 51), l'écriture de la RFS inondation

⁴⁶¹ IPSN/DSN (1982). Lettre DSN 82/434 du chef du DSN de l'IPSN au chef du SCSIN, 30 mars 1982.

intervient dans la période de construction la plus importante de toute l'histoire du parc nucléaire française et juste après l'accident de TMI, qui a mobilisé beaucoup de ressources en expertise des différentes organisations.

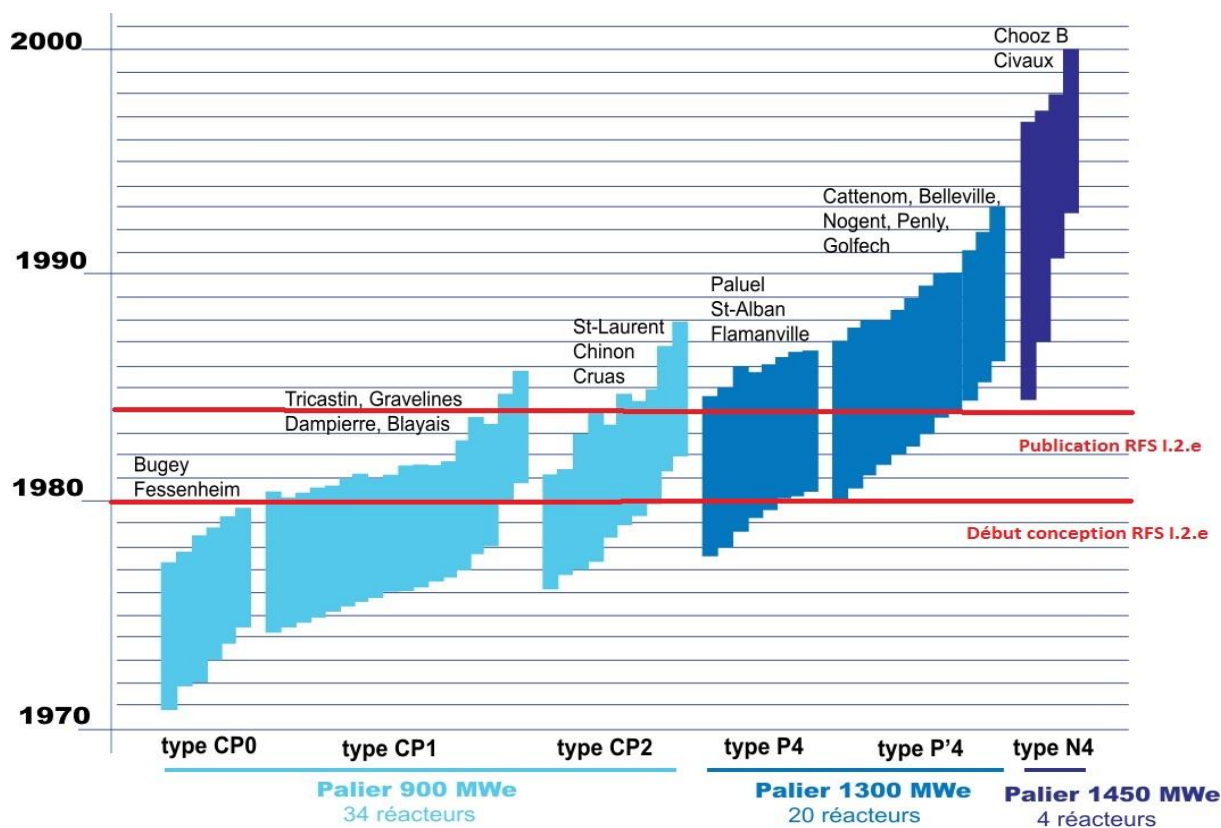


Figure 51 : Place de la conception de la RFS dans la construction des centrales REP EDF par palier

A l'IPSN, l'écriture de la RFS inondation est alors marquée par des allers-retours fréquents entre les études et les sites, pour fournir des avis sur les sites en construction. Dans des délais extrêmement contraints, imposés par le rythme de construction fixé par le ministère de l'Industrie, les experts sont alors chargés d'analyser les enjeux autour de l'inondation sur les sites déjà construits (la RFS est rétroactive), en cours ou à venir.

Ces analyses site par site, après les controverses méthodologiques générales, vont soulever quelques problèmes qui vont fortement imprégner la règle en cours d'écriture. Nous allons passer en revue quelques-uns de ces cas emblématiques dans cette section.

4.4.1. Golfech : une marge face à la réalité de terrain.

En mai 1982, une réunion importante est programmée entre l'IPSN, le SCSIN et EDF sur le cas de l'inondation à Golfech⁴⁶², alors que la construction de la centrale est presque enclenchée. Il est notamment question de discuter du nouveau choix de marge de l'IPSN (25%). En amont de cette réunion et conscient des conséquences possibles de cette modification par rapport à la marge de 15% décidée en 1981, EDF demande alors au SCSIN de « *disposer d'une note écrite du DSN précisant sa nouvelle position et justifiant notamment les raisons de son évolution depuis le 30 octobre 1981* »⁴⁶³. Le 5 mai, l'IPSN précise à EDF par telex sa position « *La cote majorée de sécurité (CMS) est égale au niveau atteint pour une crue de débit égal à 1,25 fois (...) l'estimation du débit de la millénale* »⁴⁶⁴ sans toutefois justifier ce choix.

Le lendemain, le 6 mai 1982, la réunion montre les enjeux liés au choix de la marge à retenir sur la crue millénale. Le SEPTEN propose alors un graphique représentant, sur plusieurs centrales, l'impact, en centimètres, d'un choix de marge de 15 ou 25% (cf. Figure 52).

⁴⁶² Le centre nucléaire de Golfech, qui comprend 2 réacteurs de 1 300 MW chacun est dite de palier « P4' » est situé dans le Tarn et Garonne, en bordure du fleuve et en aval du confluent du Tarn. Sa construction débute entre 1982 et 1984 suivant les tranches. La mise en service de la première tranche a lieu en 1991, la seconde en 1994.

⁴⁶³ EDF/SEPTEN (1982). Telex d'EDF SEPTEN au SCSIN du 28 avril 1982.

⁴⁶⁴ IPSN/SAER (1982). Telex de l'IPSN/SAER à EDF du 05 mai 1982.

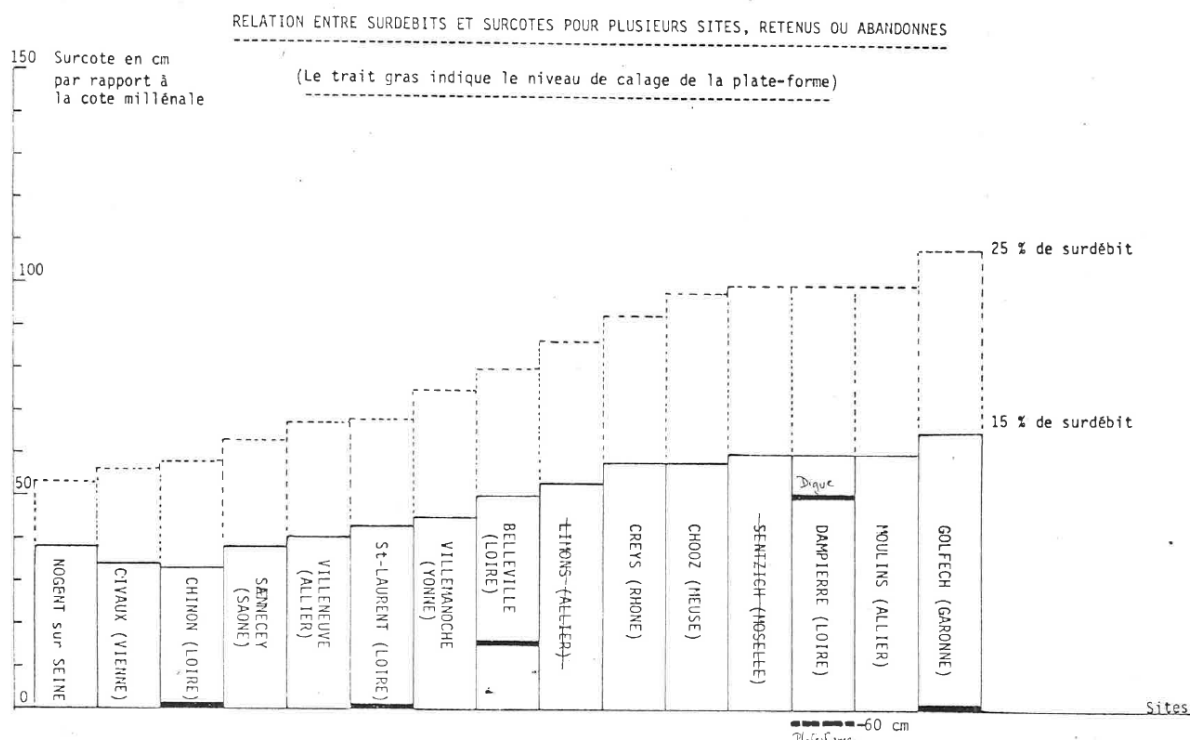


Figure 52 : comparaison en cote entre une marge de 15% et 25% du débit millénaire sur différentes centrales EDF, SEPTEN, 1982

Comme on peut le voir sur le graphique, le choix d'une marge de 25% pour Golfech entraîne une hausse de plus de 50 centimètres de la CMS, par rapport à une marge de 15%. De plus EDF explique pendant la réunion que la plateforme a été calée à 62 m NGF⁴⁶⁵, ce qui correspond à une crue millénaire non majorée et que les travaux de terrassement de la centrale sont en cours⁴⁶⁶. A priori, le terrassement EDF présente alors différents éléments qui bloqueraient la surélévation de la plateforme : « Il n'y a pas de remblais disponibles dans le lit du fleuve et EDF doit faire appel à des remblais terrestres. Une surélévation de la plateforme entraînerait une surélévation de la rampe d'accès de la voie ferrée. Cette rampe d'accès constitue une digue en cas de crue et sa surélévation modifierait le régime des crues en amont »⁴⁶⁷.

⁴⁶⁶ Golfech, le nucléaire « implantation et résistance », collectif la Rotonde, Toulouse, 1999

⁴⁶⁷ SCSIN (1982). Lettre SIN n°2485/82 « Compte rendu de la réunion du 6 mai 1982 »

Sur le site de Golfech, différents éléments bloquants sont donc mis en avant par EDF pour justifier la difficulté de prendre en compte une marge supplémentaire. C'est alors le SCSIN, par l'intermédiaire d'un adjoint au directeur qui fait le choix de retenir une marge de 15% et demande l'envoi de justifications de la part d'EDF.

*pourquoi B
25% ??*


M. PERROT demande qu'Electricité de France transmette au service central de sûreté des installations nucléaires, sans délai, un dossier justifiant, pour les tranches 1 et 2, le niveau de calage de la plate-forme par rapport à la crue correspondant à la crue millénaire majorée de 15 %.

Figure 53 : Extrait du compte-rendu de réunion sur l'inondation à Golfech du 6 mai 1982

Comme on peut le voir avec l'annotation sur le document de réunion de l'IPSN (Figure 53), l'IPSN apparaît étonné de ce choix du SCSIN de garder 15% et de ne pas retenir la proposition de l'IPSN de 25%. Néanmoins le choix de 15% apparaît entériné par le SCSIN qui demande alors à EDF de fournir « sans délai » des documents complémentaires. En quelques semaines, EDF propose une série d'études en réponse à la demande du SCSIN. Le SCSIN demande alors à l'IPSN d'émettre un avis sur ces documents, en précisant (au stylo sur la lettre) « *compte tenu du commencement prochain des premiers bétons « nucléaires »* ».

En outre et comme à l'accoutumée, si certaines des indications contenues dans ces documents, dont vous avez reçu directement copie, appelaient des observations urgentes de la part de votre département, je vous prierais de bien vouloir me les faire connaître dans les meilleurs délais, *compte tenu du commencement prochain des premiers bétons nucléaires.*

Pour le Chef du Service Central de Sûreté
des Installations Nucléaires
Ingénieur des Mines



N. 24 JUIN 82 - 06246

J. PERROT

Figure 54 : Extrait de la lettre SIN n° B 2986/82 du 23 Juin 1982

Le caractère urgent, en vue du lancement du chantier, est donc clairement mentionné par le SCSIN (Figure 54). D'ailleurs, la décision du SCSIN de finalement retenir la marge de 15%, prise dans le calcul d'EDF pour caler la plateforme va dans ce sens. La plateforme de la centrale est déjà calée sur une crue millénaire et revenir sur cet aspect fondamental du chantier (voir chapitre 6 pour plus de détails sur cet enjeu) est difficile. L'urgence industrielle de la construction de cette centrale semble

donc avoir une influence déterminante sur l'expertise concernant le risque d'inondation. C'est finalement le SCSIN, qui décidera de maintenir la marge de 15%. Cette décision apparaît plutôt en accord avec la position du SCSIN qui joue en quelque sorte le rôle d'arbitre entre l'IPSN et EDF et qui doit répondre, devant le Ministère de l'industrie, d'une bonne sûreté, sans entraver le développement du programme nucléaire. Malgré des effectifs et des ressources réduites (chapitre 2), c'est bien le SCSIN qui a joué son rôle de décision (finale) dans le processus de conception de la règle.

La réunion du GP concernant l'élaboration de la RFS, qui se déroule le 17 juin 1982, vient percuter les discussions en cours sur l'inondation concernant Golfech.

4.4.2. Les réunions de GP : l'émergence d'un consensus

Le 17 juin 1982 se déroule la réunion du groupe permanent ayant pour objet la RFS I.2.e. En amont de la réunion, l'IPSN remet un projet d'avis et des recommandations que les membres du GP doivent examiner grâce à une série d'exposés. Sur la question de la marge, dans le projet d'avis, l'IPSN propose « *de caler ces plateformes à un niveau qui ne devra pas être inférieur à celui atteint au droit du site par une crue de débit égale à 1,15 fois le débit de la crue millénaire, calculé selon les procédés habituels* »⁴⁶⁸. A ce stade, il est intéressant de souligner que la marge proposée au GP est bien celle de 15% et que la méthode EDF, si elle n'est pas mentionnée directement, est qualifiée de « procédés habituels ». C'est donc la marge fixée en 1981 et reconfirmée sur le cas de Golfech par le SCSIN qui est proposée par l'IPSN, qui semble avoir abandonné l'idée d'une marge de 25%.

Pour cette réunion les exposés présentés sont les suivants (Figure 55) :

⁴⁶⁸ IPSN (1982). Projet d'avis pour le Groupe Permanent du 17/06/1982 « Protection vis-à-vis des inondations d'origine météorologique sur les sites fluviaux »

Programme du Groupe Permanent du 17 juin 1982

- | | |
|--|------------------------|
| 1°) Exposé sur les caractéristiques des différents types de crues | M. SAUVAGE |
| 2°) Exposé de la méthode de renouvellement utilisée par le L.N.H. pour l'évaluation du débit millénaire d'une crue fluviale ou d'une surcote millénaire marine | M. BERNIER
(L.N.H.) |
| 3°) Rappel de la pratique actuelle en matière de protection contre les inondations | M. DOUMENC |
| 4°) Situation des différents sites par rapport au risque d'inondation | E.D.F. |
| 5°) Objectifs visés sur les sites futurs | M. DOUMENC |
| 6°) Moyens d'améliorer la sûreté des sites existants | E.D.F. |
| 7°) Avis du Groupe Permanent, à partir du projet d'avis proposé. | |

Figure 55 : Programme de la réunion du GP du 17 juin 1982, IPSN, 1982

Du côté d'EDF, le LNH, à travers Jacques Bernier, présente la méthode de renouvellement ; les autres présentations de l'exploitant sont faites par des membres du SEPTEN et des Régions d'équipement et concernent surtout les situations des sites et les protections à envisager. Pour l'IPSN, les présentations sont assurées par deux experts qui ont travaillé sur le risque d'inondation en 1981 et 1982. Ces deux experts viennent du SAER, le SASCEL n'étant pas représenté. Les discussions de cette réunion de Groupe Permanent tournent alors principalement autour de la méthode de renouvellement et de la situation des sites face au risque d'inondation et autour des protections à envisager. Sont principalement examinés les cas de centrales construites ou en construction, mais le cas de Golfech semble toujours poser un problème. François Cogné, directeur de l'IPSN, précise alors « qu'il a prévenu la région d'équipement Alpes-Marseille qu'il ne fallait pas considérer Golfech comme un site acquis et qu'il demande qu'il n'y ait pas de béton coulé avant que le groupe permanent n'ait

examiné le problème des inondations à Golfech »⁴⁶⁹. Encore une fois, le cas de Golfech, qui ne semble pas encore réglé aux yeux de l'IPSN, va faire jurisprudence pour la RFS.

Dans les recommandations issues de cette réunion du groupe permanent, on retrouve les points marquants suivants : le choix définitif de la marge (+15%) et de la méthode de renouvellement d'EDF ainsi que quelques principes de protection comme l'obturation « *des voies d'accès de l'eau situées au-dessous du niveau de calage des plateformes* »⁴⁷⁰. De plus, la règle devient officiellement « rétroactive » : les centrales déjà construites feront donc l'objet d'études spécifiques pour analyser quelles protections sont à privilégier.

On peut observer que la réunion du groupe permanent permet l'ancrage d'une philosophie qui prône le dialogue, le compromis et le pragmatisme en prenant en compte la situation actuelle des centrales (et choisit donc de ne pas remettre en cause la méthode et les marges) tout en insistant sur des dispositions techniques à ajouter sur les centrales qui ne sont pas encore construites.

4.4.3. Golfech : l'impossible compromis entre le temps long de l'expertise et l'urgence industrielle

Comme nous l'avons analysé, lors de la réunion du GP de juin 1982, l'élaboration de la RFS et l'étude des risques d'inondations pour la centrale de Golfech semblent s'entremêler. Fait marquant de ce processus, une réunion du groupe permanent du 22 septembre 1982 doit à la fois traiter de l'examen du rapport préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de Golfech mais également de la protection des centrales contre les inondations. Pour l'IPSN et notamment le SAER et le SASCEL, l'été 1982 est particulièrement chargé sur le sujet de l'inondation : en plus de préparer la réunion du GP Golfech et la RFS inondation, les experts décident de se rendre directement sur les sites EDF pour évaluer les travaux des experts du LNH.

La préparation du GP et la rédaction d'un avis dans l'urgence

Pour la réunion du GP de septembre 1982, l'IPSN doit transmettre un rapport sur le sujet des inondations au mois de septembre. Encore une fois, le SAER et le SASCEL s'affrontent sur la position à tenir lors de ce GP. Le SASCEL écrit alors au SAER qu'« *il convient à présent de définir le niveau*

⁴⁶⁹ SCSIN (1982). Compte rendu de la réunion du groupe permanent chargé des réacteurs nucléaires « Préparation de la règle fondamentale de sûreté : « Prise en compte du risque d'inondation d'origine externe », 17 juin 1982.

⁴⁷⁰ Recommandations du GP du 17 juin 1982, « Protection vis-à-vis des inondations d'origine naturelle sur les sites fluviaux ».

maximum qui serait atteint par la plus forte crue plausible (...). Compte tenu de la situation extrêmement grave et sans recours dans laquelle se trouverait une centrale dont les dispositions complémentaires auraient été submergées, nous pensons que l'évaluation de ce niveau doit comporter des marges de sécurité couvrant de manière satisfaisante les incertitudes qui l'entachent »⁴⁷¹.

Comme en mars-avril 1982, un débat s'engage à nouveau sur l'intégration ou non d'un objectif probabiliste dans le rapport à présenter au GP. Pour le SASCEL, le calcul de la crue millénale avec une marge de 15% n'est toujours pas jugé suffisant et il faut plus de temps pour redéfinir une crue plus importante. Pour le SAER, il n'y a plus de débats à avoir sur le niveau : « *Puisqu'il s'agit d'un rapport sur un sujet générique, il vaudrait mieux se limiter à l'analyse :*

- a. des conséquences d'une inondation au niveau de l'installation,*
- b. des principes de diverses protections complémentaires »⁴⁷².*

Le SAER préconise alors que si la doctrine globale doit être générique, « *l'analyse du niveau de protection apporté par les dispositions complémentaires devrait être effectuée pour chaque site concerné lors des examens particuliers à venir »⁴⁷³. L'urgence industrielle enterre définitivement le débat de fond sur la question des objectifs probabilistes et de la marge à adopter. En octobre 1982, le SASCEL mettra des mots sur ces problèmes plus globaux entre l'inadéquation de la charge de travail et de l'urgence : « *Les contacts techniques constructifs entre EDF et DSN sont de plus en plus difficiles à établir ; chacun essaie de répondre aux demandes dans les délais imposés (...). En fait, les réponses sont faites aux problèmes les plus « faciles » et les plus urgents et les travaux sur les problèmes de fond ne progressent pas efficacement »⁴⁷⁴. Le SASCEL semble alors conscient que l'urgence industrielle imposée par la pression sur le début des constructions ou des démarrages de centrales nucléaires empêche une analyse plus poussée du risque d'inondation.**

⁴⁷¹ IPSN/SASCEL (1982). Note interne du SASCEL au SAER, 16 Aout 1982.

⁴⁷² IPSN/SAER (1982). Observation du SAER sur le rapport d'analyse du SASCEL « Protection des centrales nucléaires contre les inondations : Paliers 900 MW et 1300 MW », 25 aout 1982.

⁴⁷³ Ibid.

⁴⁷⁴ IPSN/SASCEL (1982). Réponse du SASCEL au directeur de l'IPSN sur le projet de « note de soutien IPSN au SCSIN », octobre 1982.

L'envoi d'ingénieurs du SAER au LNH pour l'étude des inondations : le cas de Golfech

Pour traiter rapidement le cas de Golfech, les discussions de fond sur les objectifs probabilistes et les marges sont abandonnées. En août 1982, l'IPSN envoie directement des experts du SAER au LNH rencontrer les statisticiens et hydrologues d'EDF qui travaillent sur le cas de Golfech⁴⁷⁵. L'idée est alors de pouvoir discuter en direct avec les experts du LNH pour juger de la validité, non pas de l'objectif mais du calcul statistique de la crue millénale majorée. Sur ce cas particulier, cette visite permet au SAER de valider le calcul EDF et de juger positivement le travail fait sur ce site concernant l'inondation. L'enjeu industriel est alors de taille puisque Golfech n'était pas considéré par l'IPSN comme un site « acquis » en juin 1982. Autrement dit, l'évaluation du risque d'inondation pouvait alors bloquer la construction de la centrale. En validant la démarche EDF et, dans le même temps, le rapport préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de Golfech, le GP entérine donc la construction de cette centrale nucléaire, qui débute en novembre 1982, soit un mois après la réunion du GP consacrée à Golfech.

Dans le rapport final envoyé avant la réunion aux membres du GP en septembre 1982, les questionnements autour du niveau et des objectifs probabilistes sont définitivement enterrés. Les recommandations du groupe permanent de septembre 1982 sur la question des protections des centrales contre les inondations marquent alors un passage vers des études au cas par cas sur le terrain, le risque d'inondation doit alors être justifié « *site par site* »⁴⁷⁶. Dès l'été 1982, l'IPSN adopte une stratégie de terrain, dans l'optique de collecter un maximum d'informations pour juger rapidement des protections envisagées par EDF sur ses centrales en projet ou en construction. L'idée n'est alors plus de discuter d'un niveau d'inondation global mais de se plonger dans les études de sites pour proposer des solutions locales au problème.

4.4.4. La procédure H5 : une forme d'adaptation spécifique de la règle pour les sites problématiques de la Loire

L'accident de Three Mile Island, le 28 mars 1979 constitue un choc pour le monde du nucléaire et notamment pour les experts de la sûreté (Voir partie 2). Quelques mois après l'accident, les experts d'EDF définissent des procédures dites « H » (comme hors dimensionnement) et « U » (comme

⁴⁷⁵ IPSN/SAER (1982). Concomitance de crue à Golfech, rencontre SAER/LNH, 3 août 1982.

⁴⁷⁶ Recommandations du Groupe Permanent « Protection des centrales contre les inondations », du 22 septembre 1982.

ultime) pour prendre en compte des scénarios qui ont été exclus au moment de la conception des premières centrales dans les années 1970.

Les procédures H sont au nombre de 5 :

« H1 : perte de la source froide externe à l'installation ;

H2 : perte totale de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur, normale et de secours ;

H3 : perte totale des sources d'alimentation électrique (externes et internes) ;

H4 : secours réciproque des systèmes d'aspersion dans l'enceinte et d'injection de secours à basse pression pendant la phase de recirculation ;

H5 : protection des sites en bord de rivière en cas de crue dépassant la crue de référence »⁴⁷⁷.

Si les quatre premières procédures correspondent bien à des mécanismes pouvant entraîner un accident et font notamment écho à ce qui s'est passé à TMI, il est étonnant de voir que la procédure H relative à l'inondation a peu de rapport avec cet accident. Ici on observe donc une forme « d'opportunisme procédural » consistant à greffer sur une procédure en cours un sujet qui n'y est pas rattaché, pour l'introduire plus rapidement dans un agenda organisationnel (Chanton et al., 2016). Une procédure inondation est donc greffée sur des procédures dédiées au retour d'expérience de l'accident de TMI.

En effet, en 1982, au moment même où l'écriture de la RFS inondation est en cours, les experts d'EDF se penchent sur les cas des centrales des sites de la Loire, dont les plateformes ont déjà été construites sur la base de la crue millénaire⁴⁷⁸. Ce sont les sites de Chinon, Saint-Laurent, Dampierre et Belleville qui font donc l'objet de la procédure dite H5. Étonnamment et contrairement aux autres procédures dites « H », la procédure H5 est liée à la conception de l'installation, puisqu'elle préconise (pour certains sites qui sont conçus sur la base d'une crue millénaire non majorée) des dispositions matérielles complémentaires.

Cette procédure consiste en la mise en place de « batardeaux »⁴⁷⁹ sur le site (Figure 56), de systèmes d'obturation des locaux, d'une organisation en cas de crue ou encore d'un système d'alerte. Comme pour le cas du Blayais, on note que c'est la rétroactivité de la RFS qui va imposer des travaux sur des sites où la plateforme est déjà « calée ». Cet épisode met en lumière le découplage qui existe entre la construction des centrales et la conception de la règle, dont nous verrons des conséquences en détail

⁴⁷⁷ http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/three-mile-island-1979, page web du site de l'IRSN consultée le 01/08/2017.

⁴⁷⁸ EDF/Région d'équipement de Tours (1982) « Protection des sites de Loire contre les crues supérieures à la crue majorée de sécurité », 1982.

⁴⁷⁹ Un batardeau est une structure étanche et provisoire permettant de bloquer le cheminement de l'eau.

dans le chapitre 6, mais aussi la manière dont la rétroactivité de la règle impose un couplage *a posteriori*, ce qui peut être problématique.



Figure 56 : Le test d'un batardeau, EDF 1987

4.5. L'instrument dans sa forme finalisée : 6 scénarios, 3 sites « types », un concept clé et une méthode

En 1984, le SCSIN publie officiellement la RFS, qui compte sept pages dont deux pages d'annexes sur la méthode de renouvellement. Six scénarios sont décrits pour calculer la « cote majorée de sécurité » (CMS) d'une centrale nucléaire suivant trois types de sites d'implantation (cf. Figure 57). Le concept clé de cette règle est donc la CMS, dont découle le dimensionnement des principaux dispositifs de protection.

PROTECTION CONTRE LES EAUX

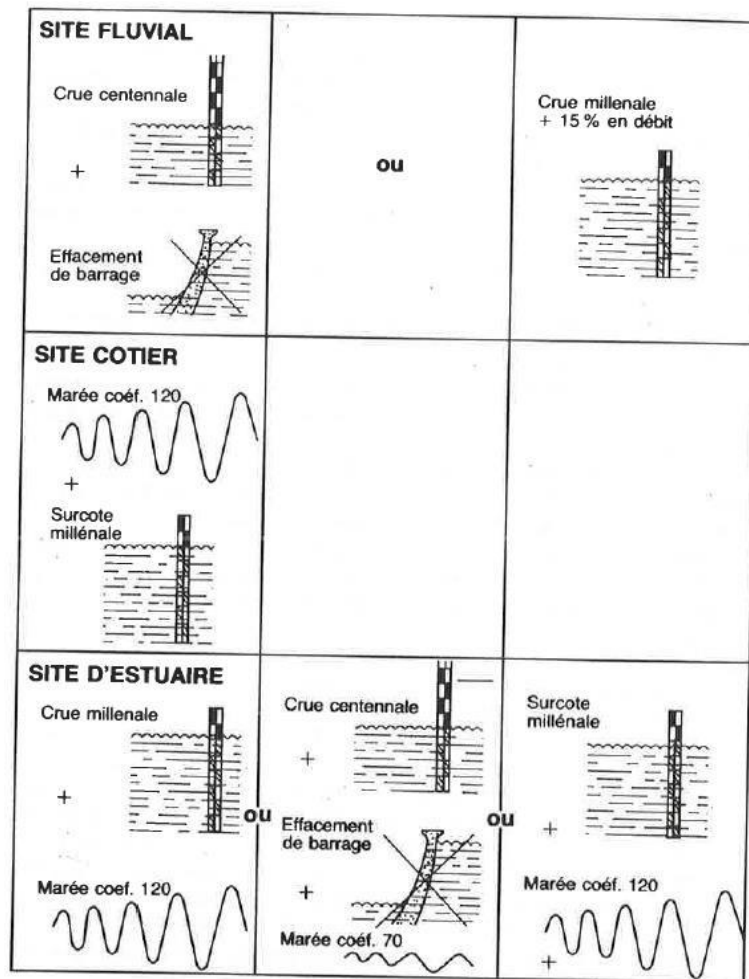


Figure 57 : Tableau tiré de l'ouvrage « Approche et analyse de la Sûreté des réacteurs à eau sous pression » (IRSN - Jacques Libmann, 1996)

La règle préconise également que la protection de la centrale contre l'inondation doit se faire prioritairement par le calage de la plateforme à un niveau suffisant lors de la construction et qu'en cas contraire, l'obturation de la totalité des voies d'accès en dessous du niveau du calage de la plateforme est nécessaire (pour les sites des bords de Loire notamment). Un système d'alerte concernant la montée des eaux est également préconisé.

Hormis la marge de 15% négociée par l'IPSN, ces scénarios correspondent aux pratiques EDF de la fin des années 1970. L'instrument RFS est donc pour l'essentiel une formalisation de l'existant : les scénarios et leur caractérisation, la méthode statistique permettant de leur associer une probabilité, le concept central de cote majorée de sécurité, ont été forgés par EDF au fil de son histoire. La règle interne de l'exploitant a donné naissance à la règle commune au système d'acteurs. Néanmoins, tout

en acceptant de laisser le cadrage à EDF, l'IPSN est parvenu à négocier des marges qui entraîneront *in fine* des modifications non négligeables sur les installations.

Se plaçant dans une logique scientifique, la RFS ne fait pas apparaître les enjeux, notamment les enjeux industriels, qui ont en partie présidé au choix de la marge et aux objectifs probabilistes. A cet égard, la dernière phrase de l'annexe sur la méthode de renouvellement affirme le fondement scientifique du choix de l'objectif probabiliste retenu : « *avec les informations actuellement utilisées dans cette méthode et compte tenu des données disponibles en France, il semble difficile sinon impossible d'estimer les débits de crue dont la probabilité annuelle de dépassement descend en dessous de 10^{-3} /an, c'est-à-dire dont la durée de retour est supérieure à 1000 ans (crue millénale)* »⁴⁸⁰.

Enfin, la RFS n'est pas prescriptive et contraignante d'un point de vue juridique. En effet, le principe de ce type de règle, rappelons-le (cf. partie 2) est qu'il s'agit plutôt de « bonnes pratiques » conseillées, mais que l'exploitant peut soumettre à l'approbation du SCSIN des approches alternatives, tenant compte en particulier des progrès réalisés dans les techniques et les connaissances.

4.6. Conclusion intermédiaire

Par rapport à la situation qui prévalait auparavant, la conception de la RFS est marquée par la présence active de deux nouveaux acteurs, le SCSIN et l'IPSN, ce qui va introduire un processus de négociation centré, on l'a vu, sur deux sujets : les objectifs probabilistes intégrés dans la règle, mais aussi les marges à appliquer aux scénarios. Un travail de régulation est alors enclenché par les différents acteurs autour de la conception de la RFS. Ce travail de régulation semble peu effectif dans ses résultats, car la règle finale est en grande partie prédéterminée par EDF. On peut, bien sûr, attribuer ce résultat au rapport de force qui semble déséquilibré entre un exploitant puissant, qui conduit un programme industriel stratégique pour la France, et un expert qui cherche encore ses marques et dont les moyens sont beaucoup plus faibles. Nous voudrions toutefois mettre aussi en valeur le déséquilibre patent en matière d'expertise entre les deux acteurs, et l'incomplétude des savoirs sur l'inondation, qui nous semblent expliquer la nature de la négociation et la prépondérance, *in fine*, des modes de raisonnements d'EDF dans les résultats. Néanmoins, des marges, poussées par

⁴⁸⁰ ASN, RFS-I.2.e. du 12/04/1984, disponible sur le site internet de l'ASN : <https://www.asn.fr/Reglementer/Regles-fondamentales-de-surete/RFS-relatives-aux-REP/RFS-I.2.e.-du-12-04-1984>, page web consultée le 03/08/2017

la volonté d'entrepreneurs de méthodes de l'IPSN, vont être finalement intégrées aux scénarios définis par EDF.

Par ailleurs, malgré une règle qui se voulait générique, les négociations autour de la conception de la règle vont aboutir au développement d'une stratégie du cas par cas, considérée comme la seule pouvant concilier sûreté nucléaire et réalités industrielles. En effet, une partie des centrales sont construites ou en cours de construction au moment de la conception de la règle, ce qui implique une forme de souplesse quant à la façon de l'appliquer. Cette souplesse se retrouve également dans la nature réglementaire de la RFS qui est un « guide de bonne pratique » et donc un instrument de dialogue entre les organisations du petit monde de la sûreté.

5. Conclusion du chapitre 4

La RFS inondation publiée en 1984 est largement prédéterminée par EDF et se fonde en partie sur une démarche issue du monde de l'hydraulique. Malgré un travail de régulation entre l'IPSN et EDF autour de la question des marges, la règle dans sa version finale contient des scénarios imaginés par EDF et calculés par une méthode statistique développée par EDF. En ce sens, pour ce risque, les rôles de régulateur et de régulé se confondent largement, EDF produisant très largement la règle qu'il va devoir appliquer.

Nous pouvons expliquer ce processus de conception de l'instrument en reprenant les différentes thématiques présentées en introduction. La problématisation du risque d'inondation pour les installations nucléaires, ne fait pas, au contraire de la pollution de l'eau par exemple, l'objet d'une mise à l'agenda public et reste cantonnée aux espaces discrets (Gilbert & Henry, 2012) du petit monde de la sûreté. Dans un premier temps, il est à noter que l'inondation n'a pas fait l'objet d'un traitement spécifique aux installations nucléaires, au moins jusqu'à la fin des années 1960. Ce n'est ensuite qu'avec le développement du plan Messmer que la nucléarisation de l'inondation va avoir lieu, de manière discrète.

Le choix de la configuration organisationnelle et le cadrage méthodologique de l'instrument sont alors réalisés en interne par EDF, sur la base d'une doctrine interne écrite à la fin des années 1970. Cette doctrine repose sur un long développement des méthodes statistiques pour l'hydrologie qu'EDF va « nucléariser » pour répondre au besoin de rationalisation et de standardisation imposé par le développement du plan Messmer. Dans notre cas, cette nucléarisation passe par la création de méthodes, de doctrines et d'organisations spécifiques, qui empruntent beaucoup au monde de l'hydroélectricité. Tous les savoirs nécessaires à la conception de la RFS viennent donc d'EDF, mais de

l'extérieur de l'activité nucléaire. Ils préexistaient à l'existence du régime de régulation de la sûreté et, logiquement, l'entreprise a cherché à utiliser ses acquis, en les transposant au domaine du nucléaire. C'est ainsi qu'elle va imposer sa doctrine lors de l'écriture de la RFS. Il existe donc une forme de « dépendance au sentier » aux méthodes et organisations mises en place par EDF sur le sujet depuis l'après-guerre.

Au moment de l'écriture de la RFS, on note également que si les savoirs existants dans le domaine de l'inondation sur les installations sont extrêmement développés à EDF, ils sont limités à l'IPSN, entraînant un déséquilibre dans l'expertise entre l'IPSN et EDF lors de la conception de la RFS. En outre le délai assez court pour la conception, au vu de la charge de travail de l'expertise à l'époque, n'a pas permis à l'IPSN de faire un apprentissage suffisamment poussé de l'évaluation du risque d'inondation. L'existence d'une méthode en interne à EDF et l'incapacité des autres acteurs à proposer des alternatives crédibles ont ainsi conduit à adopter la méthode EDF pour concevoir la RFS. En ce sens, au-delà des rapports de force très déséquilibrés entre une entreprise comme EDF et l'IPSN, l'incomplétude des savoirs et la répartition inégale des expertises, qui viennent amplifier ce déséquilibre, sont des explications importantes pour comprendre les résultats du processus de fabrication de la règle. Ainsi, si les débats sur les objectifs probabilistes et les méthodes à utiliser sont rapidement tranchés, les discussions autour de la marge, bien que nombreuses, ne conduiront finalement pas à modifier un consensus obtenu dès le début de la conception entre l'IPSN et EDF.

L'analyse de la conception de la règle nous montre donc le fonctionnement d'un régime de régulation marqué par sa « souplesse », qui apparaît alors adaptée à un rythme d'expertise soutenu, aux positions et aux poids respectifs des acteurs, et dont la norme est la recherche d'un dialogue et d'un consensus avec l'exploitant⁴⁸¹. Nous avons toutefois constaté que, si tous les acteurs partagent cette vision de la régulation, des débats et de tensions en interne se déroulent à l'IPSN, ce qui permet de nuancer l'idée d'un « petit monde de la sûreté » trop uniforme.

Cela nous conduit alors à un autre type de constat : même si, de toute façon, le rapport de force n'est pas en faveur de l'IPSN, les négociations techniques sont fortement imprégnées d'aspects liés à l'environnement dans lequel se déroule la négociation. Cet environnement du régime de régulation influence alors énormément l'écriture de la règle. La pression industrielle et les surplus de travail liés

⁴⁸¹ Il serait néanmoins intéressant d'avoir une comparaison avec d'autres risques que l'inondation. Le risque sismique apparaît comme intéressant car une RFS est publiée en 1981 par le SCSIN sur le sujet. Un travail de mémoire montre notamment une expertise moins déséquilibrée entre l'IPSN, qui dispose d'un bureau de spécialistes en sismologie et EDF (Roger, 2016).

aux évènements (l'accident de TMI) obligent les experts à travailler vite et donc à traiter les problèmes au cas par cas, au détriment d'une vision à long terme de l'évaluation du risque d'inondation, portée par les entrepreneurs de méthodes de l'IPSN. La volonté d'écrire une règle générique est alors fortement contrebalancée par la réalité industrielle en cours : les centrales en construction sont similaires sur le plan technique mais différentes sur le plan de leur positionnement géographique.

Chapitre 5. L'inondation du Blayais déclencheur d'un travail de régulation autour du risque d'inondation (1999-2016)

En 1999, la centrale du Blayais est inondée. Évènement médiatique et politique important, cet incident, sans doute l'un des plus importants qu'ait connu le parc nucléaire français, va ouvrir la porte à une réévaluation complète du risque d'inondation et à la mise en cause de la règle de 1984. Dans ce chapitre, nous analyserons le processus de conception d'un nouvel instrument de régulation, le guide inondation, qui va remplacer la RFS de 1984. Cette analyse, conformément aux choix méthodologiques et aux hypothèses théoriques que nous avons formulées en tête de la partie II, poursuit un double objectif : tenter de comprendre à la fois comment ce processus reflète un régime de régulation en train de se transformer, mais aussi en quoi ce processus contribue en même temps à fabriquer le régime. En effet, la période de conception du guide correspond à une période de changement important pour le régime de régulation, que nous avons caractérisée comme une hybridation entre un régime caractérisé par une « raisonnable souplesse » et un régime caractérisé par la recherche d'auditabilité.

Pour ce faire, nous nous attacherons, dans notre récit, à mettre en évidence les éléments de la grille d'analyse que nous avons présentée au début de cette partie III : problématisation du risque ; constitution, transformation et distribution des savoirs mobilisés dans la conception de l'instrument ; procédures organisationnelles de conception et acteurs impliqués ; contenu des négociations et nature des compromis ; caractéristiques de l'instrument produit. Ces éléments ne sont évidemment pas indépendants et la dynamique temporelle du processus, scandée par des événements, joue un rôle essentiel pour en comprendre l'évolution. C'est pourquoi, comme dans le chapitre 4, nous choisissons de structurer ce chapitre 5 chronologiquement en quatre sections (cf. Figure 58), au sein desquelles nous chercherons à faire ressortir les thèmes évoqués ci-dessus et leurs liens.

Dans une première section, qui démarre au moment de l'incident du Blayais, nous verrons comment cet incident va déclencher un débat sur la problématisation du risque. Nous analyserons notamment les luttes définitionnelles (Gilbert & Henry, 2009, 2012) autour de la caractérisation de l'inondation du Blayais, entre différents acteurs, associations, politiques et experts de la sûreté, dans les premiers mois suivant l'évènement. Dans une deuxième section, nous montrerons comment va s'opérer le retour d'expérience de cet évènement à travers la conception d'une réévaluation du risque

d'inondation par EDF, la démarche Rex-Blayais. Ce processus interne à EDF va constituer une matrice dont certains éléments seront repris dans le processus de conception du guide, celui-ci s'en distinguant par d'autres aspects.

La troisième section analyse le long processus de conception du guide inondation, dont nous montrerons en particulier les dispositifs organisationnels, le choix des méthodes ainsi que différents moments significatifs de la négociation. Cette section sera l'occasion de questionner la cohérence de ce processus avec la recherche d'auditabilité qui semble, au même moment, caractériser l'évolution du régime dans son ensemble.

Enfin, dans une dernière section, nous indiquerons comment l'accident de Fukushima a impacté la prise en compte du risque d'inondation, alors que le guide était quasiment achevé.

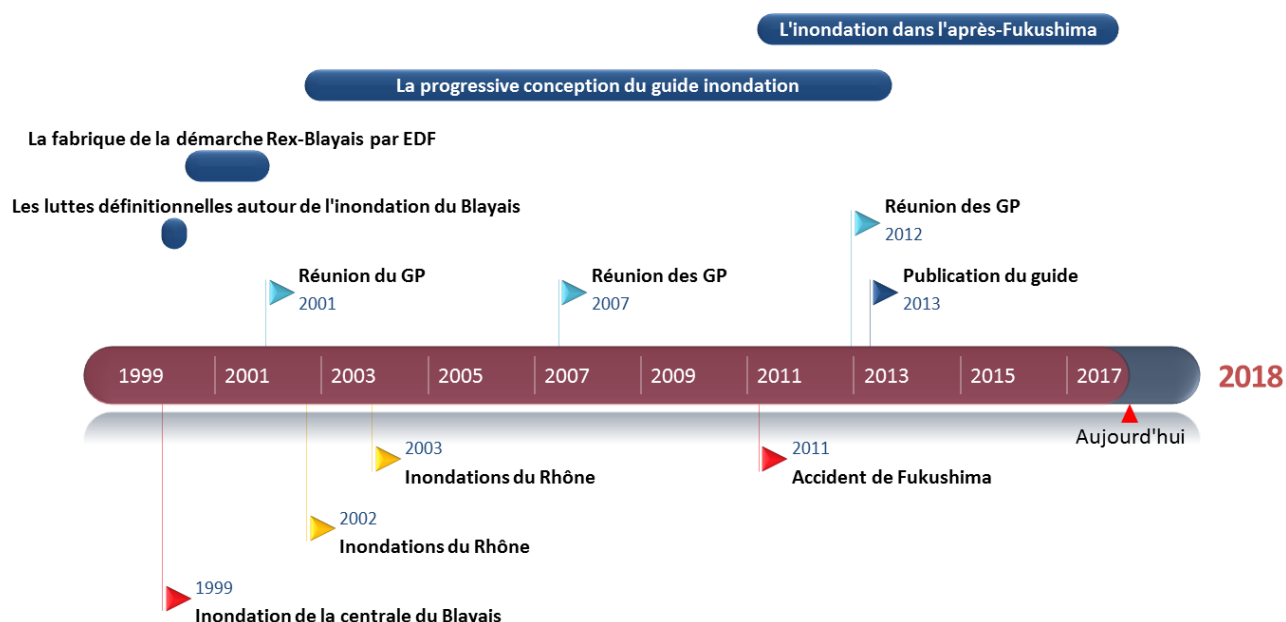


Figure 58 : Chronologie du chapitre 5

1. L'inondation du Blayais : le choix d'une réponse technique (1999-2000)

Entre le 26 et le 28 décembre 1999, les cyclones extratropicaux Lothar et Martin affectent l'Europe de l'Ouest (plus de la moitié de la France et plusieurs régions d'Allemagne et de Suisse), causant la mort de 140 personnes et engendrant des pertes économiques significatives. Certaines centrales nucléaires, comme Flamanville, Golfech ou Nogent, sont obligées de « fonctionner au ralenti » pendant quelques heures. C'est surtout la centrale du Blayais qui est touchée par un incident important (Kenedi & Clément, 2007).

La centrale est inondée dans la nuit du 27 au 28 décembre 1999, ce qui va engendrer un évènement classé au niveau 2 de l'échelle INES, qui va faire l'objet d'une forte publicisation et donc déborder les questions techniques posées par les experts de la sûreté nucléaire. Comme l'explique Francis Chateauraynaud en analysant un corpus important de textes liés à l'inondation du Blayais, cet évènement « *porte avec lui un accident majeur qui n'a pas eu lieu mais qui a secoué durablement de multiples acteurs* » (Chateauraynaud, 2003).

Cette publicisation va en effet engendrer des discussions autour du cadrage du problème. Nous montrerons alors que ce cadrage fait l'objet de luttes définitionnelles sur ses causes et ses conséquences (Gilbert & Henry, 2009, 2012). Les luttes définitionnelles visent à imposer « *des cadrages spécifiques* ». Elles sont « *indissociables de conflits entre différents groupes pour s'approprier un problème, conserver la maîtrise de sa définition et donc contrôler l'orientation donnée aux formes d'action collective correspondantes (publiques ou non)* » (Gilbert & Henry, 2012). Les acteurs vont alors chacun proposer des qualifications différentes de l'incident : technique, organisationnel, politique, communicationnel...

Dans cette première sous-section, nous montrerons, après avoir fait un focus sur l'incident, comment sa publicisation et sa médiatisation vont être l'occasion d'une mise à l'agenda politique du problème. Nous montrerons ensuite comment chaque acteur ou groupe d'acteurs va tenter de s'emparer du problème pour en donner sa propre définition.

1.1. L'inondation du Blayais : de l'ombre à la lumière

Comme nous allons le voir, dans les premières heures et les premiers jours qui la suivent, l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais va être gérée en interne par l'exploitant EDF et les organisations en charge de la sûreté. La communication réalisée par EDF et la DSIN sur l'incident n'est pas reprise par les médias, noyée dans les flots d'informations liées à la tempête. Mais dès les premiers jours du mois de janvier, la révélation de la gravité de l'incident par un journal local va entraîner un début de crise médiatique, faisant passer l'incident de l'ombre à la lumière.

1.1.1. Les premiers jours de l'incident : un incident important, qui reste dans le cercle des organisations en charge de la sûreté.

Dans la nuit du 27 au 28 décembre 1999, des vagues remontant la Gironde, issues de la conjonction de la marée et d'un vent d'une force exceptionnelle, submergent en partie le site du Blayais comprenant quatre tranches dont trois (les tranches 1, 2 et 4) sont alors en fonctionnement, à 100 % de leur puissance. La digue alors en place n'empêche pas les lames d'eau, poussées par le vent, de pénétrer sur le site (Figure 59), puis de cheminer par l'intermédiaire de « points d'entrée » (Figure

60) jusqu'aux locaux et galeries techniques où l'eau circule par des trémies entre les différentes galeries (Figure 61).



Figure 59 : Site du Blayais après l'inondation (IRSN, 2000)



Figure 60 : Point d'entrée de l'eau dans les galeries techniques (IRSN, 2000)

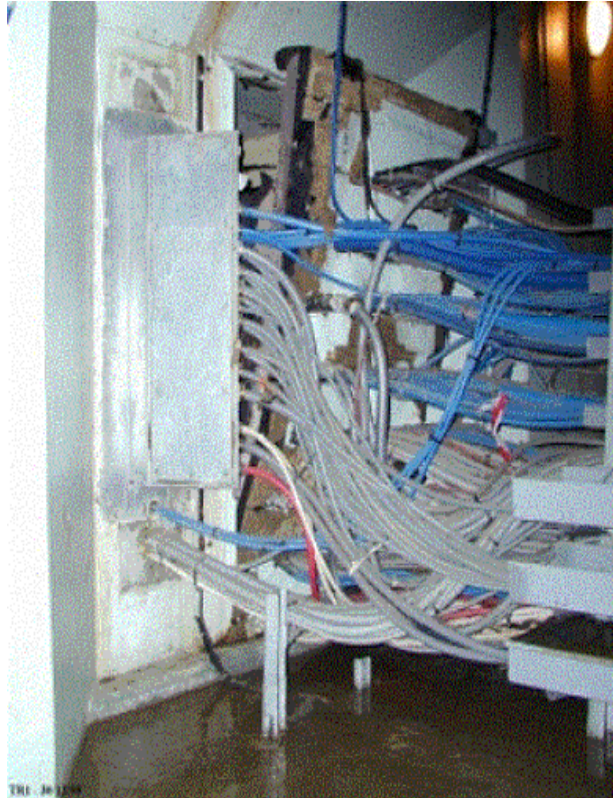


Figure 61 : Passage de l'eau dans les galeries techniques (IRSN, 2000)

A la suite de cet évènement, la centrale est confrontée à la perte des sources d'alimentation électrique auxiliaires sur les quatre tranches du site ainsi qu'à une perte du réseau électrique sur les tranches 2 et 4. Les moteurs diesel de ces deux dernières tranches démarrent alors, permettant leur alimentation électrique de secours¹. Outre la perte des alimentations électriques, la submersion de la plateforme de la centrale entraîne une inondation des galeries techniques et des bâtiments combustibles (qui accueillent le combustible usé) des tranches 1 et 2⁴⁸². Pendant l'incident, la centrale perd deux systèmes importants pour la sûreté (RIS et EAS) mais pas forcément utiles en situation normale d'exploitation. C'est la perte du second circuit SEC qui aurait pu engendrer un accident, ce qui ne fut pas le cas. La Figure 62 résume l'emplacement des différents systèmes de sauvegarde par rapport aux bâtiments de l'îlot nucléaire de la centrale.

⁴⁸² Ces différents locaux inondés comprennent un des deux circuits SEC (eau brute de sauvegarde), les circuits RIS (injection de sécurité) et EAS (aspersion de l'enceinte). Les circuits RIS et EAS sont des systèmes de sauvegarde essentiels en cas d'accident. Les circuits SEC servent « à refroidir un autre circuit, appelé circuit de refroidissement intermédiaire, qui assure le refroidissement de tous les circuits et matériels importants pour la sûreté du réacteur. C'est un circuit "de sauvegarde". Il est constitué de deux lignes redondantes, comportant chacune deux pompes et deux échangeurs » (IRSN).

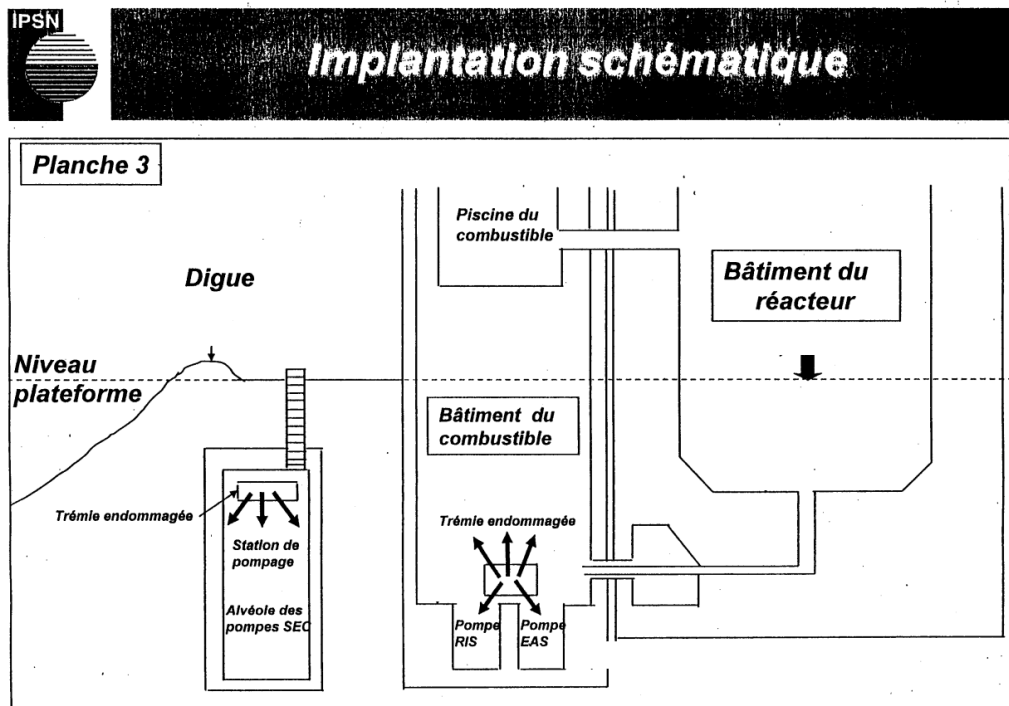


Figure 62 : Implantation schématique de la centrale du Blayais pendant l'inondation, IPSN⁴⁸³

Le 31 décembre, le directeur de la DSIN met en cause EDF concernant le dimensionnement des ouvrages de protection contre l'inondation. Il estime que « *selon toute vraisemblance, le dimensionnement de ces ouvrages ne répondait pas aux exigences de la RFS I.2.e.* »⁴⁸⁴. Fait marquant de l'évènement, l'IPSN réalisera, en direct, une estimation de la probabilité de fusion du cœur liée à cet évènement. Il en résulte que par rapport à la probabilité annuelle de fusion du cœur jusqu'ici calculée (10^{-5} /an), l'évènement du Blayais conduit à une augmentation de 200 fois cette valeur⁴⁸⁵.

En quelques jours, l'inondation de la centrale est maîtrisée, même si en interne à EDF, on estime que l'inondation, « *ça a été un traumatisme (...). On a quand même eu peur* »⁴⁸⁶. De plus, le réseau électrique du sud-ouest de la France est fortement dégradé, suite à la tempête, ce qui impose des décisions rapides en termes de remise en route du réseau. Les réacteurs arrêtés à cause de

⁴⁸³ Figure tirée de « IPSN, Rapport sur l'inondation du site du Blayais, survenue le 27 décembre 1999, 17 janvier 2000 ».

⁴⁸⁴ IPSN (1999). Message d'André-Claude Lacoste, CTC de l'IPSN, 31 décembre 1999.

⁴⁸⁵ IRS (2014). Présentation IRSN à INSC Project, décembre 2014.

⁴⁸⁶ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016.

l'inondation doivent rapidement redémarrer. Comme l'explique un ancien responsable d'EDF, l'exploitant demande même en direct à la DSIN d'autoriser le redémarrage d'un des réacteurs pour réalimenter en électricité le sud-ouest de la France, dont le réseau électrique a été très touché par la tempête : « *A minuit, j'ai téléphoné à Lacoste pour lui demander l'autorisation qu'on redémarre la troisième tranche du Blayais, pour remettre un peu d'électricité dans tout le Sud-Ouest pour le 31 décembre* »⁴⁸⁷.

Entre le 27 décembre 1999 et le 5 janvier 2000, la communication faite autour de l'incident par EDF et la DSIN est quasiment rendue invisible par la médiatisation très poussée de la tempête et de ses conséquences à l'échelle nationale. Le 28 décembre, vers 8 h, le site du Blayais envoie un premier communiqué de presse plutôt rassurant, précédé d'un point presse à 6h. Entre le 28 et le 5 janvier, neuf communiqués de presse sont envoyés par la DSIN pour informer le public sur l'incident. Jusqu'au 5 janvier 2000, la presse ne relaie que très peu l'information, si ce n'est pour parler de l'arrêt des réacteurs du Blayais.

Un responsable de l'ASN explique : « *Notre communication n'était pas visible (...). On a envoyé un communiqué de crise. Notre relais à l'AFP était en vacances. La remplaçante n'était pas spécialiste et n'a pas compris qu'on était en crise, aucune dépêche AFP n'est sortie. EDF parlait de la tempête mais peu du Blayais (...). On est tombé dans un néant médiatique complet* »⁴⁸⁸.

Au 5 janvier 2000, la troisième tranche de la centrale nucléaire du Blayais a redémarré. Si l'incident est pris au sérieux par les organisations en charge de la régulation, il n'a pour le moment pas été médiatisé, noyé dans les informations liées à la tempête et ses conséquences.

1.1.2. La publicisation brutale du risque d'inondation : le début d'une crise médiatique et politique

Le 5 janvier 2000 va marquer le point de départ d'une crise médiatique et politique autour de cet événement. Un article intitulé « Très près de l'accident majeur » est publié par le journal Sud-Ouest. Il y est dit notamment que « *la centrale nucléaire du Blayais n'a pas résisté à la tempête de la fin de siècle. Le scénario catastrophe a été évité de justesse. La conception du site est sans doute à revoir* »⁴⁸⁹. L'inondation du site du Blayais va prendre une ampleur médiatique importante suite à la publication de cet article. Un article paru le lendemain dans le même journal (cf. Figure 63) nous en

⁴⁸⁷ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 07/11/2016.

⁴⁸⁸ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

⁴⁸⁹ Sud-Ouest, édition du 5 janvier 2000.

donne un aperçu. L'inondation fait aussi l'objet d'un reportage dans le journal télévisé de France 3, le 5 janvier 2000. L'impact médiatique de cet événement pousse EDF à communiquer autour de l'inondation du Blayais et à tenter de rassurer la population sur les conséquences du point de vue sanitaire.



Figure 63 : Article paru dans Sud-ouest, édition du 6 janvier 2000

1.2. Les luttes définitionnelles autour des causes de l'inondation du Blayais

La crise médiatique sur l'incident du Blayais va entraîner une prise en compte politique du problème. Différents acteurs vont alors tenter de qualifier le problème, ce qui va engendrer un processus de « lutte définitionnelle » entre acteurs. Comme l'expliquent certains auteurs : « *Les processus définitionnels sont donc l'occasion de prises de position, de concurrences, voire de luttes, qui les inscrivent de fait dans des rapports de force, même si l'intensité des confrontations est très variable. Ces confrontations n'ont d'ailleurs pas nécessairement une unité de lieu et de temps ou, pour le dire autrement, n'ont pas toujours lieu dans les mêmes enceintes, voire sur les mêmes scènes* » (Gilbert & Henry, 2009, 2012). Nous analysons ci-après comment l'incident du Blayais est défini par différents groupes d'acteurs et quelles sont les positions finalement retenues dans le courant de l'année 2000.

1.2.1. Des luttes de définition au niveau politique : problème de communication, incident technique, ou échec de la régulation ? Des positions multiples au sein du gouvernement et des parlementaires

La communication autour de l'incident du Blayais semble débiter par un couac. En effet, la ministre de l'environnement, Dominique Voynet, fait part de son mécontentement et estime ne pas avoir été informée assez rapidement de l'évènement. La ministre déclare sur France 3 : « *Vu le caractère sérieux de cet incident, on peut presque parler d'accident, en tout cas dans les procédures. Je n'ai pas été informée en temps et heure. Je considère comme très préoccupant le délai anormal qui s'est écoulé entre le moment où l'incident a été constaté et le moment où la cellule de crise de la DSIN a été mise en place* »⁴⁹⁰. Quelques jours plus tard, le 17 janvier 2000, des parlementaires, sous l'impulsion de Noël Mamère⁴⁹¹, demandent la mise en place d'une commission d'enquête relative à l'incident du Blayais. Une proposition de résolution à l'Assemblée Nationale précise alors qu' « *il est donc nécessaire de faire un bilan de l'incident survenu dans la nuit du 27 au 28 décembre 1999 à la centrale nucléaire du Blayais en Gironde, de s'interroger sur les insuffisances en matière d'information et de transparence nucléaire de la part d'EDF et de proposer des solutions visant à y remédier* »⁴⁹².

Cette commission d'enquête ne sera jamais mise en place par l'Assemblée Nationale, qui va alors renvoyer le travail vers une instance qui a l'habitude de traiter des questions de sûreté : l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST).

Le point de vue de l'OPECST : un incident technique et communicationnel

Dès janvier 2000, Henri Revol, sénateur, président de l'OPECST, « *manifestant sa surprise face aux échos excessifs, et quelquefois erronés, donnés aux incidents enregistrés le 27 décembre 1999 à la centrale du Blayais* »⁴⁹³ confie à Claude Birraux, député, la rédaction d'un rapport sur l'incident du Blayais. Le rapport de cette commission d'enquête sera publié en avril 2000⁴⁹⁴ et mettra en lumière

⁴⁹⁰ Déclaration à France 3 de Dominique Voynet, ministre de l'environnement, 9 Janvier 2000.

⁴⁹¹ Noël Mamère est alors député écologiste. Il est à noter qu'entre 1997 et 2002, le parti dispose d'une influence sur la politique nationale avec, par exemple, des personnalités comme Dominique Voynet (Ministre de l'Environnement et de l'aménagement du territoire jusqu'en 2001).

⁴⁹² Proposition de résolution visant à la création d'une commission d'enquête relative à l'incident intervenu le 27 décembre 1999 à la centrale nucléaire du Blayais en Gironde, 17 janvier 2000.

⁴⁹³ OPECST (2000), Compte-rendu de séance du 3 février 2000.

⁴⁹⁴ OPECST (2000). Rapport du 6 avril 2000 sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, Première partie : Analyse des incidents survenus à la centrale nucléaire du Blayais lors de la

un ensemble de défaillances (communication, problèmes techniques relevant de la conception de la centrale, prévention du risque d'inondation de la caractérisation du risque). Le rapport formule également des recommandations techniques. D'un point de vue général, Claude Birraux exprime l'idée que « *le risque d'inondation d'une centrale nucléaire était considéré comme improbable. Cette certitude tombée aura de réelles vertus pédagogiques. Le fait que des vagues en provenance de l'estuaire de la Gironde aient pu passer au-dessus de la protection signifie qu'une erreur a été commise dans la conception de la plateforme. Cela est admis sans difficulté par EDF* »⁴⁹⁵.

De fait, le rapport pointe essentiellement les problèmes techniques et communicationnels liés à l'incident. Rapidement, la période de crise liée à l'inondation du Blayais semble se dépolitiser, au sens où l'attention s'oriente vers la mise en lumière de problèmes techniques, d'ailleurs admis par EDF. Du point de vue des politiques, l'incident du Blayais est donc rapidement classé comme un problème principalement technique, liés à une défaillance dans l'évaluation du risque d'inondations et des retards sur le rehaussement d'une digue.

1.2.2. Pour les écologistes : le Blayais comme symbole de la défaillance technique du nucléaire

Si finalement l'inondation du Blayais est jugée comme une erreur technique de calcul faite à la conception, l'évènement permet aux contestataires d'utiliser cette défaillance pour appuyer l'idée d'une technologie qu'il n'est pas possible de maîtriser : « *La référence à une erreur de calcul et un défaut de conception affecte assez directement la prétention à la maîtrise qui a longtemps caractérisé EDF et les autorités de tutelle. Du même coup, les acteurs antinucléaires ne peuvent laisser passer une telle opportunité : même si le danger est écarté, l'incident donne prise à la critique en lui conférant des points de légitimité* » (Chateauraynaud, 2003).

Après l'inondation, une association locale, créée avant l'incident, « Tchernoblaye », demande la fermeture de la centrale du Blayais. Le 23 avril 2000, entre 1000 et 2000 manifestants se regroupent devant la centrale, ce qui fait l'objet d'un reportage dans le journal télévisé de France 2. La Figure 64 est un exemple d'illustration faite par l'association.

tempête du 27 décembre 1999 : enseignements sur le risque d'inondation des installations nucléaires par M. Claude BIRRAUX, Député.

⁴⁹⁵ Ibid.

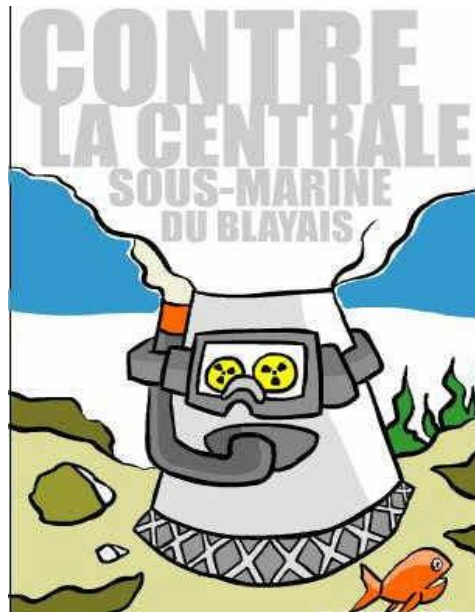


Figure 64 : Affiche de l'association Tchernobylaise (2000)

De son côté, l'association « Sortir du nucléaire » publie un communiqué le 6 janvier 2000 mettant en question les probabilités d'accidents affichées par les experts du nucléaire depuis les années 1970 : « *Visiblement, nous ne sommes pas passés loin de l'accident majeur et là encore une fois, personne n'avait prévu ce type d'événement ! Où sont les calculs de probabilités sur les crues millénaires ou centenaires statistiques ? Avons-nous oublié le rapport Tanguy (directeur de la sûreté nucléaire) en 1989 déclarant : "Le risque d'un accident majeur en France est de l'ordre de quelques pour cent dans les 10 ans à venir". Le Réseau "Sortir du nucléaire", fédération de 487 associations, ne l'a pas oublié et, hélas, l'actualité se rapproche chaque jour de ces déclarations. On est passé du risque zéro dans les installations nucléaires annoncé par EDF dans les années 70, à la déclaration (Sud-Ouest du 6 janvier) du Maire de Braud-et-St-Louis (où se trouve la centrale), envisageant l'accident majeur dans sa commune, et déclarant "être en mesure d'évacuer les populations". Nous sommes nous, en mesure de nous demander de quel côté sont les irresponsables. Il faut tirer les enseignements de ce qui vient de se passer dans notre pays. L'incident de Braud-St-Louis doit nous y pousser* »⁴⁹⁶.

Cette critique fondée sur l'utilisation des statistiques sera même poussée par un travail de Bella Belbéoch⁴⁹⁷ dans la Gazette nucléaire⁴⁹⁸, qui tentera d'expliquer comment « *EDF a sous-estimé dès le*

⁴⁹⁶ Réseau « Sortir du nucléaire » (2000). Publication sur le site officielle de l'association, le 6 janvier 2000.

⁴⁹⁷ Bella Belbéoch a travaillé au Centre d'études nucléaires de Saclay (Commissariat à l'énergie atomique - CEA) de 1956 à 1986. Après la catastrophe de Tchernobyl, elle quitte le CEA et écrit des argumentaires critiques notamment dans la Gazette nucléaire.

départ le risque lié à l'inondation externe en ne tenant pas compte des données existantes, puis a négocié sur les remèdes à apporter mais que ces remèdes auraient été dérisoires »⁴⁹⁹. Un contre calcul sera même tenté dans ce travail, préconisant, *in fine*, une protection à 9m NGF pour la centrale du Blayais. Ici, les contestataires utilisent, contre l'industrie nucléaire, l'argument statistique mis en avant par cette même industrie dans les années 1970 et 1980 pour démontrer la sûreté des installations. Finalement, il est intéressant de noter que les contestataires, comme les politiques, vont insister sur les problèmes liés à l'évaluation du risque d'inondation.

Il est indéniable que l'impact médiatique et politique (avec l'impulsion des « Verts » au gouvernement) de l'incident, dans les premiers mois qui suivent l'inondation, a poussé la DSIN et EDF à accélérer la réflexion sur la mise à jour des études relatives à la prise en compte du risque d'inondation.

1.2.3. Pour les organisations en charge de la régulation : un problème technique à la conception

Le 17 janvier 2000, soit une vingtaine de jours après l'incident, une synthèse de l'analyse technique de l'incident est publiée sur le site internet de l'IPSN, ce qui constitue une première. Cette première analyse conclut que la prise en compte de cet incident « conduira à préciser la hauteur et la résistance de la digue nécessaires pour prévenir toute inondation du site du Blayais, mais aussi à réexaminer les dispositions de la règle fondamentale de sûreté relative au risque d'inondation (RFS I.2.e) »⁵⁰⁰. Très rapidement, les analyses de l'incident se succèdent et prennent de plus en plus d'ampleur. La direction d'EDF et le directeur du site du Blayais commandent une mission qui visite le site et interroge le personnel entre le 11 et 14 janvier 2000. Cette mission, constituée de 12 experts d'EDF, rend son rapport le 18 janvier 2000⁵⁰¹ qui propose une analyse de l'évènement et met en avant le contexte pendant l'inondation (isolement du site, acteurs atteints psychologiquement, souci de conserver la production de la centrale pour assurer le besoin en électricité de la région, ...). Accompagné d'une chronologie très précise de l'inondation, le rapport identifie alors les causes suivantes :

- L'isolement du site ;

⁴⁹⁸ Belbeoch, B (2000). "La tempête du 27 décembre 1999 et les inondations à la centrale du Blayais", Gazette nucléaire N°181/182 pp (16-24), mai 2000.

⁴⁹⁹ Ibid.

⁵⁰⁰ IPSN (2000). Rapport sur l'inondation du site du Blayais, survenue le 27 décembre 1999, 17 janvier 2000.

⁵⁰¹ EDF (2000). « Rapport de la mission de collecte des faits consécutifs à l'inondation du site du Blayais le 27/11/99 », 19 janvier 2000.

- La prévention insuffisante contre les inondations (mise en évidence de voies de communication d'eau non obturées) ;
- L'organisation défectueuse du Plan d'urgence interne (PUI) de la centrale qui est à revoir.

Nous avons tenté de synthétiser les analyses techniques de l'incident faites au début des années 2000 par l'IPSN et EDF (Figure 65). Outre les difficultés liées à la hauteur de la digue, l'évènement sera aussi l'occasion de mettre en évidence la possibilité que plusieurs réacteurs d'un même site puissent être touchés en même temps. Aux dysfonctionnements des dispositifs de sûreté se sont également ajoutées les difficultés d'accès au site, à la fois en termes de communication routière mais aussi téléphonique.

Analyse de l'inondation Blayais	
Sur l'aléa	Un évènement non pris en compte dans le dimensionnement
Sur les dispositifs de protection	Une digue insuffisante en taille Des protections insuffisantes des galeries techniques Des difficultés pour détecter la présence d'eau Un système d'alerte inadéquat Les 4 unités concernées causant des difficultés d'organisation
Sur les effets de la tempête sur le site	Un site temporairement inaccessible (routes et communication téléphonique) Une perte temporaire des alimentations électriques externes Un colmatage des prises d'eau

Figure 65 : Synthèse des analyses réalisées par l'IPSN et EDF du retour d'expérience de l'inondation du Blayais

Suite aux premières observations de l'IPSN et d'EDF, la DSIN prend les choses en main. Un courrier est envoyé par la DSIN au directeur de la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF en mars 2000⁵⁰². Le courrier demande à EDF :

- Un examen exhaustif du risque d'inondation faisant un bilan de l'état des centrales face à ce risque ;
- Une réévaluation de la CMS pour tous les sites EDF sur la base de la RFS I.2.e. ;

⁵⁰² DSIN (2000). Lettre de la DSIN à EDF, « Prise en compte du risque d'inondation sur les centrales nucléaires en exploitation », le 15 mars 2000.

- Une réévaluation des protections au niveau de chaque centrale pour éviter la propagation de l'inondation.

Ces différentes études demandées à EDF, sur l'ensemble des sites, vont constituer le point de départ de la conception d'une nouvelle règle en matière de gestion du risque d'inondation, dont l'élaboration prendra plusieurs années et aboutira à la publication, en 2013, du « guide inondation » remplaçant la RFS de 1984.

1.2.4. Derrière la dépolitisation apparente, la fin de la souplesse ?

Comme nous avons pu le voir, assez rapidement, la délégation, par le politique, de l'analyse de l'incident à l'OPECST entraîne en fait une dépolitisation de l'évènement⁵⁰³, qui va alors être analysé avant tout sur ses aspects techniques. Néanmoins, cet incident ne va pas avoir que des conséquences techniques. En effet, en interne au régime, on observe un durcissement de ton de la DSIN et de l'IPSN vis-à-vis d'EDF, se matérialisant par la première « mise en demeure » de l'histoire du régime de régulation. En effet, comme nous le verrons un peu plus tard et de manière plus détaillée, EDF va, dans les semaines suivant l'inondation, construire une nouvelle digue pour la centrale du Blayais. Au mois de mars 2000, la DSIN demande à EDF de lui fournir des études concernant la stabilité de la nouvelle digue construite après l'inondation de la centrale. EDF tarde alors à envoyer l'étude et la DSIN décide de transmettre une mise en demeure à EDF : « *Je vous mets en demeure de me transmettre la note d'étude révisée justifiant la stabilité de la digue, au plus tard le 7 juillet 2000. En cas de non-respect de cette injonction, je vous informe que je déciderai la mise à l'arrêt des réacteurs 1 et 2 de la centrale du Blayais (...). Par ailleurs, je vous informe que la présente mise en demeure est rendue publique* »⁵⁰⁴. Cette mise en demeure, procédé jusqu'à ce jour jamais utilisé par la DSIN et n'ayant aucune existence réglementaire, apparaît comme une pratique nouvelle dans le domaine du nucléaire⁵⁰⁵. Lors d'une réunion du Conseil Supérieur de la Sûreté et de l'Information Nucléaires (CSSIN)⁵⁰⁶ en juin 2000, la tension entre les organisations en charge de la régulation semble assez

⁵⁰³ Bien que l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques soit composé de parlementaires, donc de politiques, nous parlons ici de dépolitisation pour montrer que cet incident a été traité par l'OPECST de manière technique.

⁵⁰⁴ DSIN (2000). Lettre de la DSIN à EDF, « Mise en demeure : Respect des engagements relatifs à la protection contre les inondations, 7 juin 2000.

⁵⁰⁵ La mise en demeure existait dans le domaine des installations classées et était déjà utilisée par les inspecteurs des DRIRE. Il s'agit donc d'une transposition de cet instrument vers le nucléaire.

⁵⁰⁶ Le CSSN créé en 1973 devient le CSSIN en 1987 en ajoutant une thématique communication et information suite à l'accident de Tchernobyl en 1987 (voir chapitre 2).

importante au sujet de la mise en demeure rendue publique par l'autorité de sûreté. Un responsable d'EDF « précise que cette étude devait justifier la stabilité de la digue protégeant le site contre les inondations après qu'elle ait été rehaussée. En particulier, cette étude devait caractériser le matériau de la digue en termes de stabilité et de compactage et 15 essais complémentaires ont été nécessaires d'où dépassement de la date fixée par la DSIN. Or EDF a attendu jusqu'au 30 mai pour déclarer à la DSIN que la totalité de cette étude ne serait pas prête pour la date prévue.⁵⁰⁷ » Le directeur de la DSIN « souligne que la DSIN avait fait une inspection sur le site le 24 mai et que rien n'avait été dit aux inspecteurs de la DSIN. En conséquence, la procédure de mise en demeure a été appliquée »⁵⁰⁸ Un responsable de l'IPSN estime, à propos de ce retard de transmission de l'étude et du manque de communication sur ce retard par EDF, qu'« EDF a eu sur ce sujet un comportement inacceptable, arrogant et stupide. Ce comportement nuit à la réputation d'EDF et jette le doute sur le fonctionnement du nucléaire en général »⁵⁰⁹. Un responsable d'EDF rétorque que « si EDF n'a prévenu l'Autorité de Sûreté du retard à la caractérisation des matériaux utilisés pour le rehaussement de la digue, qu'à l'échéance du délai sur lequel elle s'était engagée, ce n'est pas délibérément. C'est le fait d'une culture générale de **raisonnable souplesse** autour d'engagements pris, dont il reconnaît qu'elle n'est plus de mise aujourd'hui. Cette culture était largement partagée »⁵¹⁰.

Il est intéressant de noter que le responsable d'EDF mentionne que la souplesse, comprise ici comme la souplesse laissée par la DSIN à EDF en termes de délais, était culturellement ancrée chez les différents acteurs. Nous avons pu l'analyser au chapitre 1 et 2, cette « raisonnable souplesse », vue comme un principe d'efficacité de gestion de la sûreté et une traduction de la confiance que se faisaient les acteurs, a été la philosophie des organisations du régime de régulation depuis sa création, et au moins jusqu'au tournant des années 1990-2000. Nous pouvons alors nous demander si les suites de l'incident du Blayais nous montrent des inflexions significatives en termes de relations entre les organisations, pouvant être un accélérateur de changements majeurs pour le régime de régulation. (En effet, des changements importants sont déjà envisagés avant l'incident du Blayais et sont plutôt liés à l'accident de Tchernobyl (voir chapitre 3)).

⁵⁰⁷ CSSIN (2000). Compte rendu de la 52^{ème} séance du Conseil Supérieur de la Sûreté et de l'Information Nucléaires, 27 juin 2000.

⁵⁰⁸ Ibid

⁵⁰⁹ Ibid

⁵¹⁰ Ibid

Nous pouvons analyser cette période de luttes définitionnelles comme une volonté, pour les acteurs du régime de régulation, de gérer le risque politique (Borraz, 2008) pouvant les mettre en péril. Au final, seul l'exploitant est mis en cause et accepte de prendre intégralement la responsabilité de l'incident. Ainsi, le régime évite une déstabilisation plus large. Comme l'explique Olivier Borraz, la gestion du risque politique a pour but d'aboutir à une situation où « *les possibilités de mise en cause et de déstabilisation sont maîtrisées, tout comme celles d'une amplification du risque ou de l'émergence d'une crise* » (Borraz, 2008). Le retour d'expérience est rapidement « délégué aux experts », ce qui permet de contenir la controverse.

1.3. Conclusion intermédiaire

L'inondation du site Blayais engendre d'importants problèmes techniques au niveau du site mais il semble que l'information relative à l'incident passe inaperçue, balayée par l'impact médiatique de la tempête. Quelques jours après l'inondation, la publicisation de l'inondation fait rentrer le régime de régulation dans une situation de crise technique, médiatique et politique. Cette phase paroxystique, liée à l'incident et qui va durer quelques mois, semble bousculer les organisations du régime de régulation, peu habituées à voir des questions qu'elles jugent techniques publicisées de cette manière. La publicisation de l'évènement nous dévoile également des luttes définitionnelles sur la nature et les causes profondes de l'incident, entre les médias, les contestataires, les organisations en charge de régulation et les politiques. Toutefois, le dossier est dépolitisé par l'analyse de l'OPECST qui se concentre sur les failles techniques et les problèmes de communication, comme celle des experts. Le durcissement de la position de la DSIN apparaît alors comme un moyen d'afficher sa crédibilité vis-à-vis du public tout en gardant un cadrage essentiellement technique du retour d'expérience de l'incident. On assiste alors à une maîtrise d'un débordement possible de la crise avec une volonté de gérer le risque politique (Borraz, 2008) lié à cet incident. La crise du Blayais est alors cataloguée comme une crise technique. Au début de l'année 2000, ce n'est pas la RFS qui est mise en cause mais plutôt son application sur le Blayais par EDF. Néanmoins, EDF va se lancer dans une démarche beaucoup englobante, complémentaire à la RFS, sans remettre la règle directement en cause.

2. La fabrication d'une réévaluation du risque d'inondation par et pour l'exploitant : la démarche Rex-Blayais (2000-2002)

Suite à la demande de l'autorité de sûreté de faire un réexamen complet du risque d'inondations sur ses installations, EDF va déployer une nouvelle démarche en ce sens, entre 2000 et 2002⁵¹¹. Comme nous allons le voir, la conception de la « démarche Rex-Blayais », (appellation officielle), est une réévaluation du risque d'inondation à la lumière du retour d'expérience de l'évènement du Blayais. Cette démarche, conçue en interne à EDF, mais qui va faire l'objet de nombreux échanges avec l'IRSN et la DSIN, constituera plus tard la base de travail d'un futur guide inondation, remplaçant la RFS de 1984. Contrairement à la RFS, la démarche Rex-Blayais, qui est une démarche interne à EDF, a pour unique concepteur EDF. Cette méthode est élaborée à EDF, mais, conformément au fonctionnement du système d'acteurs de la régulation, elle est évaluée par l'IPSN et mise en œuvre avec l'accord de l'autorité de sûreté. Comme le confirme un expert de l'IRSN en charge du dossier, « *le processus d'instruction de la démarche fait l'objet de réunions avec l'IPSN mais c'est une démarche émanant d'EDF* »⁵¹². Il ne s'agit pas du même type d'instrument de régulation que la RFS, qui était une règle de « bonne pratique », mais d'une démarche complète de réévaluation du risque d'inondation, intégrant notamment une doctrine nouvelle, qui va, informellement, remplacer la RFS. En effet, cette doctrine interne à EDF va devenir la nouvelle référence en matière d'inondation, en l'absence (pour le moment) d'une nouvelle règle publiée par l'autorité de sûreté.

Comme nous allons le voir dans un premier temps, cette réévaluation va faire l'objet de négociations avec l'IRSN et la DSIN quant à son cadrage. Nous montrerons ensuite comment EDF va rapidement développer la démarche Rex-Blayais, reprenant l'idée d'une réévaluation de la sûreté, accélérée et centrée sur ce seul risque. Cette nouvelle démarche se construira en réutilisant toute une série de concepts, d'instruments et de processus déjà existants mais aussi en en créant de nouveaux, et en laissant plus de souplesse pour intégrer la spécificité de chaque site nucléaire. Nous analyserons enfin comment la réunion du GP de 2001 va entériner la démarche et l'intégrer dans un processus de refonte de la RFS.

⁵¹¹ La démarche ne sera intégralement et définitivement déployée sur les sites EDF qu'en 2014. La période 2000-2002 correspond à la conception de la démarche.

⁵¹² Entretien avec un expert de l'IRSN, 12/02/2015.

2.1. Proposition d'une approche probabiliste par l'IRSN et défense de la méthode statistique par EDF : le cadrage de la réévaluation du risque d'inondation

Comme nous l'avons vu dans la partie 2, la démonstration de la sûreté des réacteurs nucléaires français repose pour l'essentiel sur une approche déterministe : les dispositions de conception sont justifiées par l'étude d'un nombre limité d'accidents de dimensionnement et l'application de marges. L'approche de la RFS de 1984 est considérée comme déterministe car les experts établissent une liste limitée de scénarios (combinaisons d'aléas). Comme nous l'avons déjà évoqué, la RFS intègre néanmoins une méthode statistique (méthode de renouvellement) pour définir la Cote Majorée de Sécurité (CMS) (voir chapitre 4). Or une démarche alternative à l'approche déterministe, dite Évaluation Probabiliste de Sûreté (EPS), propose une autre façon de procéder, en tentant de calculer une probabilité de fusion du cœur du réacteur, à partir d'événements initiateurs (pouvant amener à cet accident) et de séquences accidentelles, probabilisés et combinés dans des arbres de défaillances (voir chapitre 1 et 2). Dans les deux années qui suivent l'incident du Blayais, des questionnements vont émerger sur la façon de traiter le risque d'inondation et certains experts de l'IPSN vont alors tenter de proposer le développement d'une EPS spécifique sur le risque d'inondation.

Pour comprendre cette sous-section, un retour sur le contexte international semble nécessaire. En effet, au milieu des années 1990, l'autorité de sûreté américaine la NRC, propose une nouvelle approche d'évaluation des risques appelée démarche « risk-informed », dont le principe est de « *combiner les informations quantitatives sur le risque obtenues à l'aide des EPS avec celles fournies par l'approche déterministe conventionnelle, dans le but d'aider les exploitants à focaliser leur attention et leurs ressources sur les problèmes les plus importants pour la sûreté, tout en maintenant (voire en améliorant) la sûreté des installations à un niveau acceptable* »⁵¹³. L'idée pour la NRC est donc de coupler les EPS et l'approche déterministe pour évaluer les risques des installations nucléaires. A partir du début des années 2000, l'AIEA préconise également l'approche « risk-informed », formalisée dans une publication technique⁵¹⁴ et dans un safety guide⁵¹⁵ en 2001. En France, cette démarche n'est pas utilisée par les organisations en charge de la régulation. Au début des années 2000, le débat sur la place que doivent prendre les EPS dans l'analyse de sûreté est important. Un des points de tension qui apparaît est celui de l'intégration ou non des agressions

⁵¹³ IRSN/SESPRI (2005). Rapport IRSN/DSR/SESPRI n°50, « Démarche Risk-informed, Étude bibliographique » .

⁵¹⁴ AIEA (2001). TECDOC-1200 "Applications of Probabilistic Safety Assessment (PSA) for Nuclear Power", février 2001.

⁵¹⁵ AIEA (2001). NS G 1.2, Safety Guide: Safety Assessment and Verification for Nuclear Power Plants", 2001.

externes dans les EPS. En effet les premières EPS françaises, réalisées en 1990 par l'IPSN et EDF, ne prenaient pas en compte les agressions externes comme évènements initiateurs mais seulement les défaillances internes⁵¹⁶. Pour les agressions externes, les difficultés sont accrues du fait des incertitudes et de l'incomplétude des savoirs sur les aléas, par exemple en ce qui concerne le risque d'inondation, comme l'explique un expert de l'IRSN : « *Si depuis leur apparition en 1975 (WASH-1400), les Études Probabilistes de Sûreté sont de plus en plus répandues, les EPS relatives aux évènements internes sont aujourd'hui relativement communes alors que les études relatives aux évènements externes ont été peu développées. Ceci provient probablement des problèmes de validité des données existantes, de modélisation des phénomènes mis en jeu (naturels ou induits par l'homme) et par conséquent, de l'incertitude engendrée sur les résultats de ces études* »⁵¹⁷. Au début des années 2000, le constat est clair : « *EDF n'envisage pas actuellement de traiter les inondations externes de manière probabiliste* »⁵¹⁸. Néanmoins, à l'IRSN, suite à une EPS incendie réalisée en interne, des voix vont s'élever pour tenter de mettre en place une évaluation du risque d'inondation par le biais d'une EPS. Dans le même temps, EDF va tenter de défendre sa méthode statistique de renouvellement, qui va être mise en cause par l'IPSN.

2.1.1. La volonté de développer une EPS Inondation externe : le rôle d'un « entrepreneur de méthodes »

Si, rapidement, EDF propose une démarche de réactualisation, complémentaire de la RFS, l'IPSN, sous l'impulsion d'un de ses experts que nous appelons un entrepreneur de méthodes mais qui n'est pas le même que l'individu identifié dans le chapitre 4, va envisager de mettre en place une EPS sur le risque d'inondation. Pourtant, compte tenu des données disponibles, assigner une probabilité aux phénomènes naturels est considéré comme plus difficile que pour des évènements internes à l'installation ou des évènements externes d'origine « humaine », ce qui explique que cela n'ait pas encore été tenté.

⁵¹⁶ L'IPSN réalise une EPS pour un REP de 900 MWe et EDF pour un REP de 1300 MWe. Une EPS « incendie » est réalisée par l'IPSN au milieu des années 1990. A travers des milliers de calculs, le résultat final permet alors d'identifier les locaux les plus sensibles au risque d'incendie et de mettre en évidence le risque de fusion du cœur qui découlerait d'un incendie de ces locaux.

⁵¹⁷ IPSN (2001). Note interne « REP : Intérêt et faisabilité d'une EPS relative au risque d'inondation externe ».

⁵¹⁸ DSIN (2001). Compte rendu de la réunion du groupe permanent du 3 février 2000 « Études probabilistes de sûreté. Développements – Utilisations. Projet de règle fondamentale de sûreté », 31 janvier 2001.

En 2001, le Département d'Évaluation de Sûreté (DES) de l'IPSN diffuse un rapport sur l'intérêt et la faisabilité d'une EPS « Inondation externe »⁵¹⁹. L'idée de concevoir une EPS « Inondation externe » répond à l'objectif d'apporter un complément à la nouvelle démarche EDF que nous analyserons dans la section suivante. L'EPS Inondation a pour vocation de traiter à la fois de l'aléa et des protections. La méthodologie proposée est alors la suivante :

- Recensement de l'ensemble des phénomènes (aléas) initiateurs d'une inondation,
- Analyse des phénomènes ainsi recensés et association d'une probabilité à chaque phénomène,
- Analyse de la fiabilité des systèmes et des équipements de la centrale vis-à-vis de ces phénomènes en vue d'en déterminer les probabilités de défaillances,
- Sur les bases des données recueillies, analyse et probabilisation des séquences qui pourraient conduire à un accident de fusion du cœur.

In fine, l'EPS doit permettre d'évaluer si les marges prises en termes de protection de l'installation permettent de faire face à des aléas difficilement estimables mais d'intensité plus importante (et donc de fréquence moindre).

Dans cette étude, l'IRSN retient le principe de réaliser une EPS « Inondation Externe », mais sa mise en œuvre nécessiterait des moyens lourds. Cette étude est envoyée à un comité de relecture interne de l'IRSN qui rend l'avis suivant : « *Le Comité de Relecture estime que ce type de modélisation n'est pas réalisable à court terme mais pense qu'il serait utile qu'une expertise soit menée pour en évaluer la faisabilité* »⁵²⁰.

Malgré l'intérêt de l'IPSN pour une démarche probabiliste vis-à-vis du risque d'inondation externe, le projet ne verra pas le jour, et ceci pour plusieurs raisons :

- La démarche probabiliste est considérée comme plus lourde en temps et plus consommatrice de ressources que la démarche déterministe. De plus, elle nécessite un travail différent de l'approche déterministe et mobilise des experts qui ne sont pas des spécialistes de l'inondation.
- Au niveau international, la démarche EPS inondation est beaucoup moins utilisée que la démarche EPS séisme. Un expert de l'IPSN note que « *concernant la qualité des EPS réalisées*

⁵¹⁹ IPSN (2001). Note interne « REP : Intérêt et faisabilité d'une EPS relative au risque d'inondation externe ».

⁵²⁰ IPSN (2001). Compte Rendu de la réunion du comité de relecture du document « REP : Intérêt et faisabilité d'une EPS relative au risque d'inondation externe ».

à ce jour sur le risque d'inondation externe, elle est mauvaise comparée aux évaluations menées sur le risque sismique par exemple. Par conséquent, la tâche de développement d'une EPS inondation externe doit être considérée comme ardue du fait d'une expérience limitée »⁵²¹ ;

- La démarche EDF « Rex-Blayais » (de nature déterministe) est déjà lancée et va occuper fortement les spécialistes des risques d'origine externe disponibles à l'IRSN et à EDF.

2.1.2. Un nouveau calcul de la CMS sur le site du Blayais : la stratégie d'EDF pour relégitimer la méthode statistique du renouvellement

Avant même d'imaginer une réévaluation complète de la sûreté des réacteurs vis-à-vis des inondations, EDF se penche sur le cas du Blayais, dans les premières semaines qui suivent l'inondation. Au-delà des travaux urgents pour la remise en conformité de l'installation préalable à un redémarrage, EDF va tenter d'estimer les phénomènes climatiques et hydrologiques qui ont conduit à l'incident dans le but de réviser la CMS.

Pour rappel, la CMS pour le site du Blayais a été calculée sur la base de la surcote millénale à laquelle on ajoute une marée de coefficient 120, comme le préconise la RFS. En fait, si le principe a été respecté, il semble que le problème réside dans l'évaluation statistique de la surcote millénale, comme nous allons le voir.

Le nouveau calcul d'EDF : baisse de la CMS et explication de l'inondation

Dans un premier temps, c'est le LNH qui va être chargé d'intégrer l'évènement du Blayais pour définir une nouvelle surcote. Dès le mois de mars 2000, une note du LNH⁵²² estime que la surcote liée à l'évènement du 27 décembre 1999 est de 2,01 m, exactement la même, au centimètre près que la surcote millénale estimée en 1997 (2,01 m également). Néanmoins et de manière étonnante, pour les experts d'EDF, la surcote de décembre 1999 doit être reconsidérée comme un évènement centennal, comme le confirme l'IRSN : « *Les données météorologiques portant sur le vent moyen et les dégâts observés sur les massifs forestiers lors de cette tempête montrent qu'il est sécuritaire de*

⁵²¹ Ibid.

⁵²² EDF/LNH (2000). « CNPE du Blayais « Réactualisation de la statistique des surcotes avec prise en compte de la tempête du 27/12/99 », mars 2000

considérer la surcote du 27 décembre 1999 comme un événement historique caractérisé par une période de retour de 100 ans »⁵²³.

L'idée est alors de faire une extrapolation qui intègre cette donnée nouvelle, avec la méthode de renouvellement, pour répondre aux exigences de la RFS I.2.e. La nouvelle surcote millénale, tenant compte de l'évènement du 27 décembre, est alors estimée à 2,24 m. Néanmoins, la nouvelle CMS calculée pour protéger la centrale du Blayais est de 5,22 m NGF. La CMS après prise en compte de l'évènement du Blayais est donc inférieure à la CMS calculée en 1997 (5,46 m NGF) ! Quelques mois plus tard, un nouveau calcul du LNH amène à une nouvelle CMS encore en baisse, à 5,11 m NGF⁵²⁴. Ces résultats peuvent apparaître étonnants, mais EDF les explique par l'utilisation d'une modélisation hydraulique de la propagation de l'inondation dans l'estuaire plus fine, mais surtout par l'analyse de l'incident du Blayais. Pour les experts d'EDF, l'inondation du site ne résulte pas d'un problème lié au calcul et à la méthode de renouvellement, mais plutôt d'un problème de combinaison d'évènements : *« Ce n'est pas le phénomène de marée plus surcote qui a inondé la plate-forme, mais le phénomène de marée plus surcote plus houle qui a occasionné, pendant les deux heures du paroxysme de l'évènement, des volumes de franchissement estimés à 100 000 m³ déversés sur le site. »*⁵²⁵. En clair EDF estime que son calcul était bon mais qu'un des paramètres (la houle) n'avait pas été pris en compte. EDF écarte donc l'idée de modifier sa méthode statistique mais propose d'ajouter un scénario : la houle. Pour EDF, le calcul de la surcote millénale, fait en 1998 puis en 2000 après l'inondation, montre que la méthode statistique est robuste et que la combinaison entre la surcote relevée le 27 décembre 1997 et la marée n'aurait pas permis à elle seule de franchir la digue existante. C'est alors la houle qui apparaît comme le phénomène déclencheur de l'inondation, comme le montre la Figure 66.

⁵²³ IPSN/DES (2000). Avis 821 « Hauteur du mur anti-houle et cote majorée de sécurité de la centrale du Blayais », 26 octobre 2000.

⁵²⁴ EDF/LNHE (2001). Note EDF - Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement HP-75/2001/019/B du 06 avril 2001 "CNPE du Blayais - Statistique des surcotes au Verdon. Calcul de la CMS au Blayais

⁵²⁵ DSIN (2001). Compte rendu du GP 21 décembre 2001 relatif à « l'évaluation du risque d'inondation externe. Retour d'expérience de l'incident de la centrale du Blayais du 27 décembre 1999 ».

La tempête du 27 décembre 1999 (2/2)

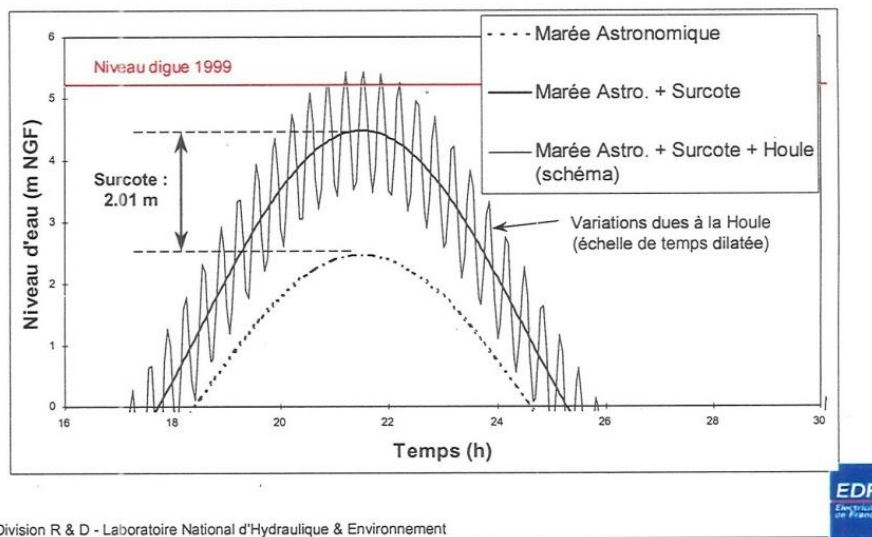


Figure 66 : Surcote de la tempête du 27 décembre 1999, EDF, 2001

EDF propose de rehausser la digue à 6,20 m NGF en front de Gironde et 5,75 m NGF pour la digue du côté des marais. A cette nouvelle digue sera ajouté un mur pare-houle de 2,30 m (ce qui porte la hauteur totale de l'ouvrage à 8,50 m), ce qui semble satisfaire les experts de l'IRSN : « *la CMS du site du Blayais a baissé de 35 cm avec cette réévaluation, mais le niveau de protection nécessaire au site, lui, a été fortement augmenté du fait de la prise en compte de la houle.* »⁵²⁶. Mais si l'IRSN ne remet pas en cause l'analyse d'EDF, les experts de l'institut vont néanmoins s'interroger sur le choix de la méthode statistique de renouvellement.

Les interrogations sur la méthode de renouvellement

Alors qu'EDF envisage la rehausse de la digue à 6m20, l'IRSN indique ne pas disposer, au début du mois d'avril 2000, de toutes les données du calcul : « *Il est difficile d'estimer le bien-fondé des données qui ont été introduites pour caractériser l'incident du 27 décembre 1999 et d'évaluer la fiabilité du calcul de la surcote millénale* »⁵²⁷. Au début de l'année 2001, lors d'une discussion entre l'ASN et EDF, il est décidé d'organiser des discussions techniques entre l'IRSN et EDF, autour du choix de la méthode de renouvellement. Lors d'une réunion en mars 2001, l'IRSN met directement en

⁵²⁶ Ibid.

⁵²⁷ IPSN/DES (2000). Avis IPSN/ DES/2000-0443 - REP - Blayais - Suites de l'inondation partielle de la centrale - Examen de l'état actuel du niveau de sûreté des 4 tranches du site, 2000.

cause la méthode de renouvellement en expliquant : « *L'application de la méthode de renouvellement, telle qu'elle a été faite à ce jour, conduit à la définition de surcotes millénales d'une intensité équivalente à celle de la plus forte surcote observée, ce qui revient à dire qu'au cours des 50 dernières années des surcotes millénales (résultant d'événements indépendants) ont été observées sur plusieurs sites (...). Il est apparu nécessaire qu'Électricité de France justifie le conservatisme global par une évaluation des marges disponibles, à ce titre l'utilisation d'une approche régionalisée pourrait être envisagée* »⁵²⁸. L'IRSN considère donc que, pour ces cas, la limite du domaine d'utilisation de la méthode de renouvellement est franchie ; en effet, un écart par rapport à une estimation statistique peut survenir mais lorsque plusieurs écarts apparaissent, la méthode statistique utilisée ne peut pas être considérée comme « robuste »⁵²⁹. EDF précise alors que « *la méthode du renouvellement constitue l'une des méthodes les plus adaptées, ou du moins une des moins mauvaises, pour traiter la question posée* »⁵³⁰. Les experts de l'IRSN et d'EDF précisent alors que « *la possibilité d'une approche régionalisée est évoquée, mais semble difficile à mettre en œuvre* »⁵³¹. De même, l'idée de se rapprocher des méthodes américaines, comme ce fut imaginé dans les années 1980 n'est pas retenue « *le recours à des méthodes maximalistes du type PMF*⁵³² *constituerait une évolution radicale de la méthode et du cadre réglementaire, sans pour autant apporter une information probabiliste* »⁵³³. Le débat est alors relativement similaire à celui qui a lieu au tournant des années 1970-1980. La méthode de renouvellement apparaît comme peu robuste mais elle est globalement considérée comme la meilleure. Des pistes d'améliorations sont évoquées, notamment l'ajout d'une approche dite « régionalisée ». Cette approche permettrait en effet, au lieu d'opter pour un seul point de récolte de données (la station de Pauillac pour le site du Blayais par exemple), de « régionaliser » la récolte de données en créant un périmètre plus large d'investigation et donc de récolter plus de données. L'approche régionalisée aurait pour conséquence d'augmenter la taille de l'échantillon et donc la robustesse de la méthode statistique. Mais son adoption, en pratique, est

⁵²⁸ EDF (2001). « Compte rendu de réunion EDF/IRSN, « Affaire « Rex-inondation Blayais ». Réunion technique EDF-IPSN sur la mise en œuvre de la méthode de renouvellement pour le calcul de la CMS, du 26 février 2001, 05 mars 2001.

⁵²⁹ Ibid.

⁵³⁰ Ibid.

⁵³¹ Ibid.

⁵³² Il s'agit de méthodes utilisées aux Etats-Unis, pris comme référence par la NRC dans les années 1970 (voir chapitre 4) et très différentes des méthodes françaises.

⁵³³ EDF (2001). « Compte rendu de réunion EDF/IRSN, « Affaire « Rex-inondation Blayais ». Réunion technique EDF-IPSN sur la mise en œuvre de la méthode de renouvellement pour le calcul de la CMS, du 26 février 2001, 05 mars 2001.

jugée difficile. Au milieu de l'année 2001, il semble donc que, comme au tournant des années 1970-1980, l'aspect lacunaire des savoirs soit un des éléments empêchant la mise en place d'une méthode alternative à la méthode du renouvellement comme l'explique un expert d'EDF : « *On n'était pas forcément prêts, on n'avait pas fait d'application test de méthode plus sophistiquée (...). Mais la méthode n'était pas stupide du tout* »⁵³⁴.

Comme pour l'idée d'opter pour une EPS inondation, trop complexe et coûteuse à mettre en œuvre, les méthodes alternatives à la méthode du renouvellement sont pour le moment mises de côté.

Dès les années 2000, EDF va alors, à travers les travaux du SEPTEN, formaliser la démarche « Rex-Blayais » par une série de documents consistant à définir une démarche méthodologique de prévention du risque d'inondation externe. Contrairement à la RFS, la démarche Rex-Blayais ne se veut pas un simple guide ou une règle mais une méthodologie globale. Celle-ci inclut une démarche scientifique de caractérisation des aléas et un modèle de protection complet autour du concept de défense en profondeur.

2.2. La fabrique d'une réévaluation globale du risque d'inondation par EDF : le remplacement informel de la RFS de 1984

En 2001, la tentative de conception d'une EPS inondation va être abandonnée par l'IPSN à court et moyen terme, tout comme le choix d'une méthode alternative à la méthode de renouvellement pour la caractérisation des aléas. Néanmoins, suite aux premiers travaux de rehaussement de la digue sur la centrale du Blayais, EDF mène, au cours des années 2000 et 2001, une revue plus globale du risque d'inondation sur l'ensemble de ses sites. Pour l'IRSN, il s'agit alors d'une réévaluation : « *C'est un véritable réexamen de sûreté avec ses trois étapes : reclarification du référentiel, conformité des tranches avec le référentiel, réévaluation du référentiel suivie en conséquence des modifications des tranches. C'est beaucoup plus lourd qu'une simple revue de conception. Ce réexamen explique pourquoi autant d'énergie a été déployée aussi bien côté DES [IPSN] qu'EDF, et cela se fait hors du cadencement habituel des réexamens de sûreté. C'est un parfait exemple de l'application de la notice de 1992 qui prévoyait un cadencement décennal sauf événement majeur entraînant un changement de périodicité. La tempête du 27 décembre a été un événement majeur* »⁵³⁵. Cette démarche est alors

⁵³⁴ Entretien avec un expert inondation d'EDF, 22/02/2017

⁵³⁵ DSIN (2001). Compte rendu du GP 21 décembre 2001 relatif à « l'évaluation du risque d'inondation externe. Retour d'expérience de l'incident de la centrale du Blayais du 27 décembre 1999 ».

exceptionnelle, également par les moyens et les ressources qu'elle va mobiliser à EDF : « *Nous souhaitons tout d'abord attirer votre attention sur la charge de travail d'ingénierie très importante liée à cette affaire (élaboration de nouvelles méthodologies, ampleur des études à conduire sur les sites, nombre important et complexité des dossiers, diversité des intervenants parfois extérieurs à EDF) (...). Cette charge exceptionnelle constitue un investissement rarement mis en œuvre sur des périodes aussi réduites* »⁵³⁶.

Cette réévaluation va faire l'objet de plusieurs phases que nous allons analyser, d'une organisation spécifique à EDF mais aussi d'une refonte des scénarios et des protections contre l'inondation. Cette réévaluation nous montre que l'inondation devient, après l'incident du Blayais, un risque considéré comme prioritaire par EDF, sans que les fondements de sa prise en compte ne se retrouvent totalement modifiés.

2.2.1. La démarche Rex-Blayais : une réévaluation globale du risque d'inondation par EDF

Par l'intermédiaire d'un message du Centre Technique de Crise (CTC), l'autorité de sûreté précise à EDF, dès le 31 décembre 1999, soit trois jours après le passage de la tempête, que « *le dimensionnement des ouvrages ne répondait pas aux exigences de la RFS I.2.e* »⁵³⁷. Il apparaît donc que, aux yeux de l'autorité, la RFS I.2.e n'était pas forcément bien appliquée par l'exploitant. Dans un premier temps, une remise à niveau de la centrale du Blayais vis-à-vis de cette RFS est donc demandée par l'autorité de sûreté à EDF. A la suite des premières dispositions de court terme sur le site du Blayais (bilan de l'état des ouvrages de protection, renforcement et réparation des dispositifs de protection), EDF, répondant à une lettre de l'autorité de sûreté⁵³⁸, propose d'établir un plan d'actions à moyen et long terme pour renforcer les dispositions destinées à protéger les centrales nucléaires vis-vis du risque d'inondation externe. L'idée est donc de prendre en compte le retour d'expérience de l'incident du Blayais sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF.

La démarche débute par une revue de conception destinée à vérifier que les centrales sont bien à jour concernant l'opérationnalisation de la RFS. Elle se poursuit par la mise en place d'une méthodologie globale qui vise à disposer d'un instrument générique que les différents sites pourront

⁵³⁶ EDF (2001). Lettre EDF au directeur de la DSIN « Engagement. Rex-Blayais. Inondations externes », 17 juillet 2001.

⁵³⁷ IPSN (1999). Centre technique de crise, message n°168 du 31 décembre 1999.

⁵³⁸ DSIN (2000). Lettre DSIN-GRE/SD2 n°20/2000 du 15 mars 2000.

ensuite décliner. Cette déclinaison va passer par la mise en place de dossiers de site qui visent à faire le lien entre l'instrument générique et les particularités des sites.

La revue de conception : faire le point sur le risque d'inondation de toutes les centrales à partir de la RFS

La revue de conception consiste en un bilan de l'adéquation entre les mesures de protection contre les inondations externes et la RFS. Un expert de l'IRSN précise : « *La première étape, suite à l'inondation, est de lancer des études pour voir la conformité des sites avec la RFS (EDF). On a été surpris de cette démarche. L'idée d'EDF est d'abord d'être conforme à la RFS sur tous les sites* »⁵³⁹. Ce bilan, qui n'avait été fait que sur certains sites au cas par cas dans les années 1990 (voir chapitre 6 pour plus de détails sur cette question) est effectué pour chaque site, avec une priorisation pour les sites ne disposant que d'une faible marge entre la cote de la plateforme et la CMS (le Blayais par exemple). Ce processus d'inventaire appelé « revue de conception » est terminé au mois de juin 2000 par EDF et son bilan est transmis à l'autorité de sûreté. Pour un expert de l'inondation à EDF, cette première étape consistait donc à « *revoir dans un premier temps les dimensionnements qui avaient été faits, les calculs d'aléas* »⁵⁴⁰.

Cette revue de conception met en évidence des écarts de conformité avec la RFS I.2.e et ses déclinaisons en termes de protection. EDF formule alors des engagements d'actions correctives pour pallier ces écarts. Les constats sont variables suivant les sites mais l'exploitant observe différents points à améliorer sur le génie civil (défauts d'étanchéité, traces d'infiltrations ou encore dégradations sur les digues (sur le mur anti-houle de Gravelines notamment)), sur les dispositifs d'alerte, les moyens de pompage, les batardeaux⁵⁴¹ et les moyens mobiles ou encore les protections des locaux situés hors des îlots nucléaires (notamment pour les sites inondables du Val de Loire)⁵⁴².

⁵³⁹ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 12/02/2015.

⁵⁴⁰ Entretien avec un expert inondation d'EDF, 22/02/2017

⁵⁴¹ Les batardeaux sont des dispositifs amovibles permettant, en un espace donné, de laisser passer ou de bloquer le passage de l'eau.

⁵⁴² EDF (2000) Document EDF FRT/CTL 00/1016 du 9 juin 2000 et ALT/DCS n°00-1150 du 11 novembre 2000.

La définition d'une démarche méthodologique standardisée complémentaire à la RFS

Suite à la revue de conception, un cadrage global est établi à la fin de l'année 2000 par le SEPTEN. Il prend la forme d'une note d'étude⁵⁴³ qui explique comment caractériser les différents aléas associés à chaque phénomène climatique et qui définit des critères pour choisir les dispositifs de protection et d'alerte. Il s'agit alors d'appliquer le concept de défense en profondeur au risque d'inondation. Chaque site doit ensuite décliner cette méthode en fonction de ses spécificités. Ce document de cadrage global, faisant office de guide méthodologique et complétant la RFS I.2.e, en matière de scénarios d'inondation mais aussi de protections, constitue l'élément clé du dispositif de la démarche Rex-Blayais.

Cette démarche méthodologique définit quatre étapes. La première étape consiste à identifier, pour chaque site, les phénomènes pertinents parmi 13 phénomènes (voir sous-section suivante). Ces phénomènes sont ensuite classés en deux catégories : ceux qui sont déjà inclus dans la RFS et les nouveaux phénomènes issus du retour d'expérience de l'inondation du Blayais et des nouvelles connaissances. Ensuite, il s'agit de caractériser l'aléa associé à chaque phénomène⁵⁴⁴. A partir de ces données, on compare les résultats aux aléas caractérisés à la conception de l'installation et qui ont servi à dimensionner l'installation. Si des écarts sont observés, des modifications (matérielles, organisationnelles) sont envisagées. Des critères de choix des dispositions de protections (fixes ou mobiles) sont proposés en fonction de la situation des sites.

Cette démarche méthodologique sera mise à jour quatre fois au fil de l'instruction de la démarche Rex-Blayais pour la préciser. L'idée pour EDF est d'en faire un document évolutif, qui pourra régulièrement être mis à jour en fonction de l'évolution des connaissances et du retour d'expérience.

Les dossiers de site (DDS) : appliquer et suivre sur chaque site la démarche Rex-Blayais

A la suite de cette première analyse, des « dossiers de site » (DDS) doivent être présentés par EDF à l'autorité de sûreté. Ils ont pour objectif de rassembler, pour chaque centrale, des documents relatifs à la protection du site et à la prévention du risque lié à l'inondation d'origine externe. Ces DDS sont un des éléments clés de la démarche Rex-Blayais et plus globalement de la prise en compte du risque d'inondation. Ils constituent un document spécifique à chaque site, qui permet de disposer d'une déclinaison adaptée aux spécificités locales. Comme l'explique un expert inondation sur le site du

⁵⁴³ EDF/SEPTEN (2000). Note d'étude « Protection des tranches nucléaires contre les risques d'inondation externe. Démarche méthodologique de réexamen des hypothèses de conception » du 29 novembre 2000.

⁵⁴⁴ L'aléa peut être caractérisé, par exemple en termes d'intensité, de durée ou de fréquence.

Blayais, le dossier de site vient compléter le rapport de sûreté sur la thématique « inondations » : « Avant il n'y avait que le rapport de sûreté sur l'inondation. Le Dossier de site est un complément au rapport de sûreté »⁵⁴⁵. Ces DDS seront mis à jour entre 4 et 5 fois selon les sites, de 2001 à 2015. Les DDS comprennent l'ensemble des documents (doctrines, notes d'études, méthodologies) liés au risque d'inondation. Pour chaque site, le dossier de site précise les scénarios pris en compte et les protections associées, comme le rapport de sûreté, mais avec un niveau de détail beaucoup plus important.

A noter qu'en parallèle de cette démarche, des actions « urgentes » sont engagées. Les différentes phases entre études et actions sont donc mêlées, ce qui constitue une caractéristique récurrente de la gestion de la sûreté, sur laquelle nous reviendrons, mais rend également difficile la restitution de l'historique de la période « post-Blayais ».

2.2.2. L'organisation d'EDF autour de « l'affaire Blayais »

Le déploiement de la démarche Rex-Blayais va nécessiter une organisation spécifique, pris en charge au plus haut niveau des directions d'EDF associant différents laboratoires et services. L'idée pour EDF est alors d'avoir une organisation à l'échelle nationale qui puisse faire le lien avec les sites pour assurer une cohérence qui semble avoir fait défaut dans les années 1990 concernant l'inondation.

EDF initie en juin 2000 une Affaire Parc « stratégie Rex-Inondation Blayais »⁵⁴⁶, procédure expliquée par un responsable de l'inondation sur le site du Blayais : « Quand une conclusion peut s'appliquer à tous les sites, on ouvre une « Affaire parc ». Ça vient d'un Rex, on ouvre une affaire parc pour un aléa, pour une avarie de matériels... »⁵⁴⁷. Il s'agit de mobiliser un ensemble de directions pour résoudre un problème important qui affecte l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. C'est à partir de cette « affaire » que va être menée une réévaluation du risque d'inondation à EDF. Comme pour la RFS, le SEPTEN va être mobilisé pour écrire la doctrine générale de cette démarche. Pour les aspects « scientifiques » et comme pour la RFS, le SEPTEN sera accompagné du LNHE (Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement) relié à la DRD (Direction Recherche Développement)⁵⁴⁸. Mais une nouvelle direction

⁵⁴⁵ Entretien avec un expert inondation (externe) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015

⁵⁴⁶ EDF (2000). Risque d'inondation externe, Note de cadrage stratégique, juin 2000.

⁵⁴⁷ Entretien avec un expert inondation (externe) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015

⁵⁴⁸ Il s'agit de l'ancienne DER (Direction des Études et Recherches).

est également mobilisée, il s'agit de la Direction technique Générale (DTG), plus proche des questions d'ingénierie que le LNHE et qui semble remplacer ce dernier du point de vue de l'évaluation des risques. Le SEPTEN est l'interlocuteur de l'autorité de sûreté en ce qui concerne la doctrine globale du Rex-Blayais. Enfin, cette démarche sera déclinée sur chaque Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) et sur plusieurs unités et centres d'appuis (Figure 67). Sur le terrain, les unités d'ingénierie nationale mettent en place cette démarche sous forme de notes techniques puis de procédures, de consignes et d'actions. Comme l'explique un ingénieur en charge du risque d'inondations sur le site du Blayais : « *Les études ne sont pas faites sur le site, ce sont des unités d'ingénieries nationales qui les font. Il y a un effet palier sur l'inondation mais également des spécificités de sites. Sur le site, il y a des études d'impact d'ingénierie qui peuvent durer plusieurs années. Le pilote sur le site ordonne ensuite les actions vers les métiers. Chaque action donne lieu à des échanges, des reporting sur l'action, des revues. Chaque action est déclinée en documentaire.* »⁵⁴⁹

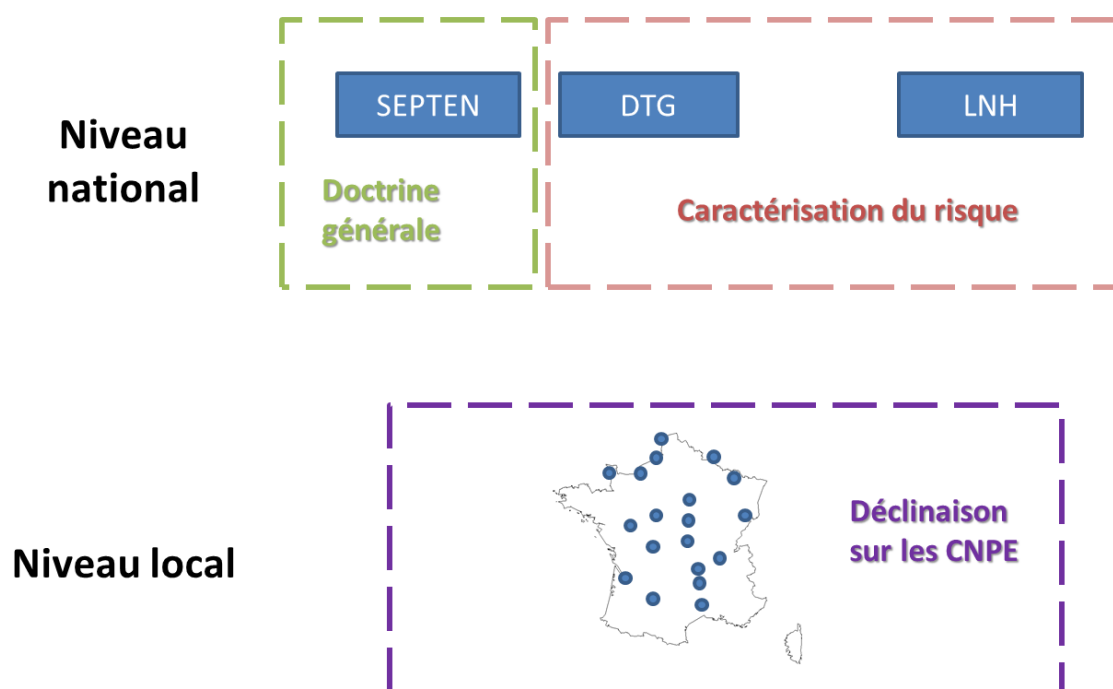


Figure 67 : Organisation d'EDF pour la réévaluation du risque d'inondation

Contrairement à la RFS, la démarche Rex-Blayais, qui est une démarche interne à l'exploitant, a pour unique concepteur EDF. L'IPSN joue alors un rôle d'expert pour l'autorité de sûreté à travers le Département d'évaluation de sûreté (DES), généraliste et compétent sur les aspects de sûreté plus

⁵⁴⁹ Entretien avec un expert inondation (externe) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015

que sur la caractérisation de l'aléa. En effet, à ce moment, à l'IPSN, une seule personne est chargée à la fois de la géotechnique, de l'hydrogéologie des sites et également des questions de l'aléa inondation. Comme l'explique un expert inondation de l'IRSN, « *au départ EDF produit et l'IRSN instruit* »⁵⁵⁰. Lors de la conception de la démarche Rex-Blayais, il n'existe toujours pas de laboratoire ou de service spécialisé à l'IRSN dans le domaine de l'inondation.

L'organisation d'EDF autour de la conception de la démarche Rex-Blayais nous montre que le nombre d'acteurs impliqués est beaucoup plus important que pour la RFS (même si on retrouve le LNH et le SEPTEN). Cette organisation nous dévoile également une volonté de procéder à une réévaluation complète, en faisant le lien entre une démarche générique au niveau national et sa déclinaison sur les sites.

2.2.3. Remplacer la RFS sans le dire : la note de doctrine du SEPTEN

Comme nous l'avons vu, la démarche Rex-Blayais est une réévaluation complète du risque d'inondation mais elle ne modifie pas officiellement la RFS. Au sein de la démarche Rex-Blayais, une note méthodologique⁵⁵¹ est formalisée à la fin de l'année 2000. En définissant de nouveaux scénarios et de nouvelles protections, ce document ne va pas seulement compléter la RFS mais la remplacer, de manière informelle, en devenant le nouveau référentiel d'EDF concernant le risque d'inondation. En effet, la RFS, non contraignante réglementairement laisse l'exploitant responsable de mener des améliorations possibles à la règle. Il apparaît donc intéressant de se pencher sur les nouveautés qu'apporte cette note méthodologique par rapport à la RFS.

La création de nouveaux scénarios adaptables en fonction des sites

L'identification des phénomènes susceptibles d'engendrer une inondation est modifiée par rapport à la RFS I.2.e. Comme dans les années 1970 et la création d'une première doctrine sur le sujet, c'est le SEPTEN qui est en charge de la création des scénarios. Pour ce faire, le SEPTEN va travailler à partir d'informations tirées du guide méthodologique des Plans de Prévention des risques d'inondation⁵⁵² et du retour d'expérience national et international disponible dans ce domaine. L'utilisation de

⁵⁵⁰ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 26/01/2015

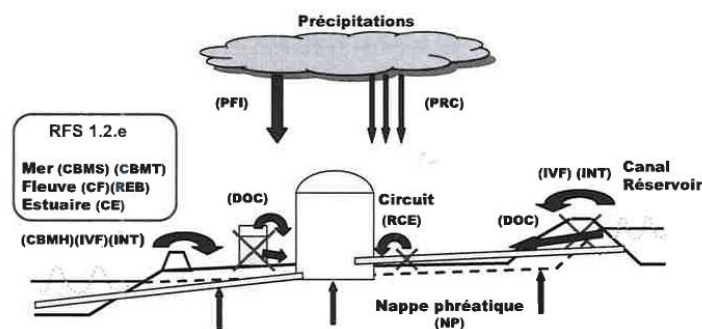
⁵⁵¹ EDF/SEPTEN (2000). Note d'étude EDF ENSN-/0000850A « Protection des tranches nucléaires contre les risques d'inondation externe. Démarche méthodologique de réexamen des hypothèses de conception » du 29 novembre 2000.

⁵⁵² A noter que ce PPRI est lui-même issu du Plan de Prévention des Risques naturels (PPR) instauré par la loi en 1995.

documents de travail issus de la réglementation « civile » relative à l'inondation semble être une première sur le sujet, les aléas de la RFS 1.2.e étant, eux, directement inspirés du monde de la sûreté au niveau international (AIEA et NRC notamment) et bien sûr, des travaux du LNHE d'EDF. Comme nous pouvons le voir sur la Figure 68, EDF ajoute donc huit phénomènes « supplémentaires » aux cinq phénomènes répertoriés par la RFS 1.2.e : submersion marine par la houle (CBMH), dégradation d'ouvrage ou de canalisation (DOC), rupture de circuit ou d'équipements (RCE), intumescence⁵⁵³ (INT), pluie brève de forte intensité (PFI), pluie régulière et continue (PRC), remontée de nappe phréatique (NP), influence du vent sur un fleuve ou un canal (IVF). Il est à noter que la submersion marine par la houle correspond directement au phénomène qui a engendré l'inondation du site du Blayais en 1999. Le scénario « remontée de nappe phréatique » semble directement importé des PPRI, et notamment d'un guide méthodologique publié en 1999⁵⁵⁴. Il est particulièrement intéressant de noter que si les anciens phénomènes de la RFS sont conservés, les nouveaux scénarios ne permettent plus de calculer une CMS⁵⁵⁵. En effet, ces nouveaux scénarios peuvent être plus limités et brefs mais engendrer une quantité d'eau importante sur le site. Des conjonctions entre différents phénomènes sont alors envisagées, comme par exemple une remontée de nappe phréatique associée à une crue fluviale.

Méthode « REX-Blayais »

Identification des phénomènes pouvant être à l'origine d'une inondation



GP Guide Inondation - Journée d'Information - 9 mai 2011

IRSN

9

⁵⁵³ L'intumescence est une onde de surface qui se produit dans les canaux découverts de faible profondeur (Créées par un obstacle, les intumescences peuvent modifier l'écoulement) (Larousse, 2016).

⁵⁵⁴ Plans de Prévention des Risques Naturels, Risque d'inondation, Guides, La documentation Française, 1999.

⁵⁵⁵ Pour certains scénarios (remontée de nappe phréatique ou les scénarios de pluies par exemple), l'idée de définir une cote et donc une CMS n'a plus de sens.

Figure 68 : Méthode Rex-Blayais « Identification des phénomènes pouvant être à l'origine d'une inondation » (Document IRSN, 2011)

Chaque site va alors devoir prendre en compte ces différents phénomènes selon sa situation géographique. Une première étude d'EDF présente la prise en compte des différents phénomènes suivant chaque site nucléaire (Figure 69). Sur de nombreux phénomènes (notamment la dégradation d'ouvrage ou de canalisation (DOC)), des études complémentaires sont à mener pour confirmer si les sites doivent ou non les prendre en compte.

ANNEXE 5 – Bilan des phénomènes à considérer pour l'ensemble des sites nucléaires

Site	Phénomènes généraux identifiés												
	Au titre de la RFS (CMS)					Au titre de l'inondation événement							
	C.F.	C.B.M.S	C.B.M.T	C.E.	R.E.B	D.O.C	INT	C.B.M.H (houle)	P.F.I	P.R.C	N.P	R.C.E	I.V.F.
FESSENHEIM	(X)					X ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾		X	X		X	X
BUGEY	X				X ⁽⁴⁾	X ⁽⁸⁾			X	X	X	X	X
ST-LAURENT	X					X ⁽⁸⁾			X	X	X	X	X
DAMPIERRE	X				X ⁽²⁾	X ⁽⁸⁾			X	X	X	X	X
CHINON	X					X ⁽⁸⁾			X	X	X	X	X
BLAYAIS				X			X ⁽¹⁰⁾	X	X	X	X ⁽⁵⁾	X	
TRICASTIN	X				X ^{(2) (4)}	X ⁽³⁾	X ⁽³⁾		X	X	X	X	X
CRUAS	X				X ^{(2) (4)}	X ⁽⁸⁾			X	X	X	X	X
GRAVELINES		X	X					X	X	X	X ⁽⁵⁾	X	
BELLEVILLE	X				X	X ⁽⁸⁾			X	X	X	X	X
NOGENT	X				X	X ⁽⁸⁾			X	X		X	X
FLAMANVILLE		X	X			X ⁽⁷⁾		X	X	X		X	
PENLY		X	X			X ⁽⁷⁾		X	X	X		X	
ST-ALBAN	X				X ⁽⁴⁾				X	X	X	X	X
GOLFECH	X					X ⁽⁸⁾	X ⁽⁹⁾		X	X	X	X	X
CATTENOM	X					X ^{(8) (8)}			X	X	X ⁽⁵⁾	X	
PALUEL		X	X			X ⁽⁷⁾		X	X	X		X	
CHOOZ	X					X ⁽⁸⁾			X	X		X	X
CIVAUX	X				X	X ⁽⁸⁾			X	X		X	X

(X) Configuration à confirmer par les Centres d'Ingénierie

(1) Digue du Grand canal d'Alsace.
 (2) A confirmer
 (3) Digue du Canal Donzère Mondragon.
 (4) Barrage de Vouglans.
 (5) Site à analyser de manière détaillée sur ce point (effet cuvette).
 (6) Bassin supérieur (retenue de Mirgenbach).
 (7) Bassin supérieur
 (8) Bassin d'aéroréfrigérant
 (9) Canal latéral
 (10) Arrêt pompes CRF

Figure 69 : Phénomènes à considérer pour l'ensemble des sites nucléaires, EDF, 2000

Ce mode de fabrication et de considération des scénarios suivant les sites apparaît comme une tentative d'adapter la méthodologie standardisée aux particularismes des sites. Avec la RFS de 1984, les scénarios étaient également mentionnés dans le rapport de sûreté de chaque site mais de manière beaucoup moins détaillée que ne vont l'être les scénarios de la démarche Rex-Blayais⁵⁵⁶.

Des protections basées sur un concept ancien : la défense en profondeur

L'inondation semble avoir mis en échec le concept de défense en profondeur, un des concepts de base de la sûreté nucléaire (voir chapitre 1 et 2) et qui reprend l'idée de lignes de défense

⁵⁵⁶ Chaque dossier de sites comprendra notamment la liste de scénarios adaptés au site.

successives face à un évènement. Comme l'explique le député Claude Birraux, en charge du rapport de l'OPECST, « *le concept de défense en profondeur, avec barrières successives, s'est révélé inopérant, certes dans une partie où le neutron n'est pas en jeu ; mais l'eau n'aurait jamais dû entrer dans l'îlot nucléaire, les dispositifs d'alerte se sont montrés sans efficacité* »⁵⁵⁷. Ici, hormis la digue, rien ne protégeait le site du Blayais contre l'inondation externe, notamment parce que le choix de protéger l'îlot nucléaire avait été abandonné dans les années 1980 (voir chapitre 6 pour plus de détails sur l'histoire des choix de protections contre l'inondation sur le site du Blayais). Une fois la digue franchie, l'eau a alors pu facilement s'infiltrer dans différents locaux. Au-delà des aléas, la démarche Rex-Blayais reprend donc l'idée de défense en profondeur en identifiant les principes de protection, de surveillance et détection et enfin de mitigation⁵⁵⁸.

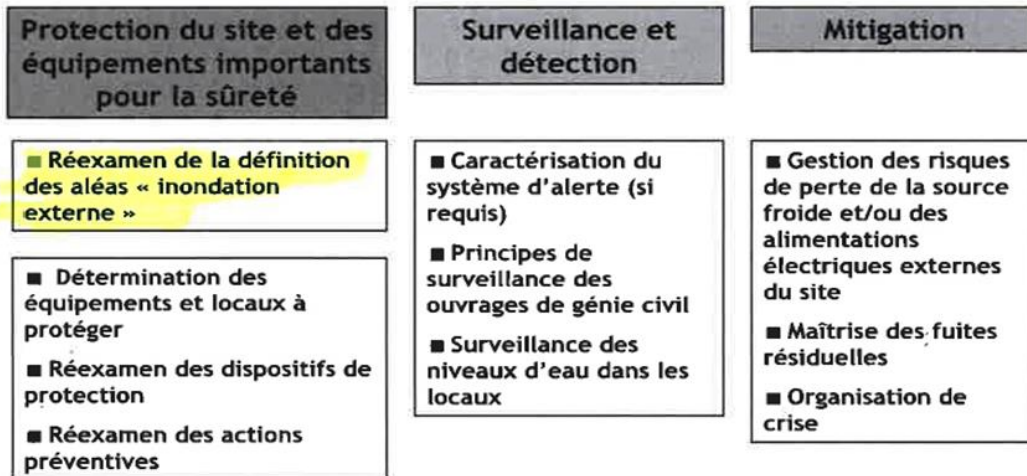
La Figure 70 identifie les différents éléments de la déclinaison du concept de défense en profondeur dans la démarche Rex-Blayais. Contrairement à la RFS I.2.e, il semble que l'inondation d'un site soit véritablement envisagée d'un point de vue global. Il semble alors admis que les protections seules ne suffisent pas à exclure un scénario d'inondation pouvant déboucher sur un incident ou un accident. Le développement de la surveillance/détection et de la mitigation vient répondre à cette hypothèse. On constate également l'apparition d'un volet gestion de crise qui n'était pas présent dans la RFS I.2.e.

⁵⁵⁷ ASN (2001). Revue contrôle n° 142.

⁵⁵⁸ La mitigation est la mise en œuvre de mesures destinées à réduire les dommages associés à des risques naturels ou générés par les activités humaines. Source : <http://www.risquesmajeurs.fr/comment-reduire-les-risques-le-concept-de-mitigation>, page web consultée le 01/11/2017.

Méthode « REX-Blayais »

Démarche générale



GP Guide Inondation - Journée d'Information - 9 mai 2011

IRSN

8

Figure 70 : Méthode Rex -Blayais "Démarche générale" (IRSN, 2011)

Pour le site du Blayais par exemple, l'application du concept de défense en profondeur se retrouve alors à la fois dans les scénarios retenus et dans les protections. L'élément le plus visible correspond à la construction d'une nouvelle digue de 6m20 et à laquelle est ajouté un mur pare houle de 8m50 (Figure 71).

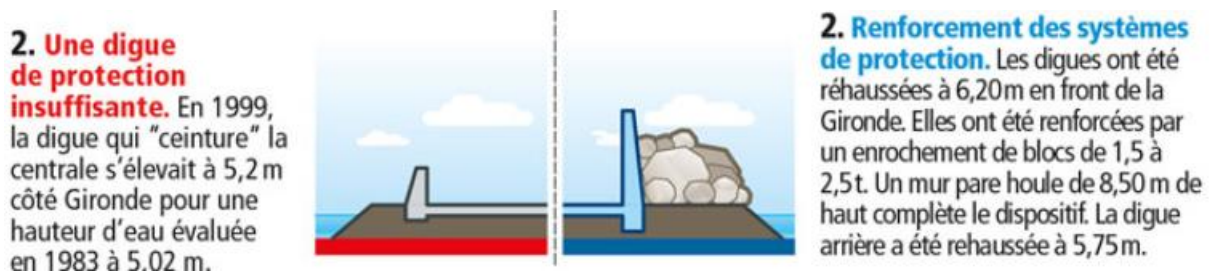


Figure 71 : Représentation de la digue du Blayais avant et après les travaux, IRSN 2017

2.3. La réunion du GP de 2001 : l'ancrage définitif de la démarche Rex-Blayais dans un processus de refonte de la RFS

Deux ans après l'inondation du Blayais, une réunion du GP doit faire le point sur le retour d'expérience de l'inondation du Blayais. Cette réunion va se concentrer intégralement sur la démarche EDF Rex-Blayais, qui constitue la démarche tirée de ce retour d'expérience. Nous

montrons en quoi le GP, tout en critiquant en partie la démarche Rex-Blayais, n'aura finalement pas d'autre choix que de la valider, devant l'importance du travail déjà accompli par EDF. Cette réunion introduira alors l'idée de s'appuyer sur la démarche Rex-Blayais pour mener un processus de refonte de la RFS.

2.3.1. La réunion de GP : la validation de la démarche EDF par le fait accompli et l'absence d'alternatives

Le 21 décembre 2001, le GP « Réacteurs » tient une réunion et formule des recommandations concernant les dispositions prises par EDF suite à l'incident du Blayais. Ce GP est constitué d'une vingtaine de membres issus de différents organismes, dont EDF, le CEA et l'IRSN. Le rapporteur auprès du groupe permanent, en charge de présenter les différents enjeux, est un spécialiste de l'IRSN. Il s'agit pour le GP de valider la démarche EDF et de formuler des recommandations sur certains aspects.

Ce groupe permanent s'appuie sur les premiers documents de travail fournis par EDF et l'IPSN (présentés par l'IPSN lors de la réunion). Ces documents sont les suivants :

- L'état des lieux de la centrale du Blayais suite à l'inondation ;
- L'analyse de l'IPSN sur les dispositions prises à court et moyen terme sur le site du Blayais ;
- L'état des lieux de chaque site EDF concernant la protection contre les inondations externes ;
- Le plan d'action d'EDF (méthodologie globale) à appliquer sur chaque site ;
- L'examen par l'IPSN des premiers dossiers de site dits « prioritaires » déclinant sur chaque site le plan d'actions à mettre en œuvre ;
- L'analyse par EDF des pratiques étrangères de prévention et de limitation des conséquences d'une inondation externe.

A partir de ces documents, le GP examine le plan d'actions à travers la redéfinition de la CMS mais également les protections et les moyens de gestion envisagés par EDF. Comme nous allons le voir, la démarche Rex-Blayais ne semble pas convenir à tous les acteurs, qui, pour certains, semblent vouloir aller encore plus loin. Deux points marquants des débats lors du GP sont à mentionner : un premier débat sur le possible changement de concepts et de méthodes statistiques, et un second sur le choix des objectifs probabilistes. Ce sont notamment ces points qui vont entrouvrir la porte à l'écriture d'une nouvelle RFS.

La critique de la méthode de renouvellement et du concept de CMS

Un des points de discussion du GPR porte sur la réactualisation de la CMS. Sur certains sites, les CMS proposées par EDF sont fortement modifiées, qu'elles soient majorées ou minorées, après l'évènement du Blayais. Pourtant, elles sont calculées à l'aide de la même méthode statistique - méthode de renouvellement- que celle préconisée par la RFS. Étant donné les écarts avec l'ancienne CMS, la question de la pertinence du concept de « CMS » et de la méthode statistique employée est alors évoquée. Pour certains membres du GP, le calcul d'une CMS moins importante après l'inondation du Blayais, avec la même méthode que celle utilisée dans la RFS en 1984, pose question : « *Ce qui m'interpelle le plus, mais j'ai peut-être mal compris, c'est que pour Le Blayais, on a trouvé que la CMS avait baissé (...). Est-ce à dire que cette RFS était très bien ? Je préférerais que nous plaidions coupable* »⁵⁵⁹.

EDF explique les variations parfois importantes des CMS après les nouveaux calculs suite à l'inondation du Blayais par de nouvelles données et des modèles plus précis que dans les années 1980 et 1990 : « *Cela paraît étonnant, mais c'est parce qu'il y a la conjonction du fait que des données bathymétriques ont évolué, que des données de débit ont pu évoluer, et surtout que les modèles utilisés il y a vingt ou trente ans n'étaient pas de même définition qu'aujourd'hui, donc nous avons une meilleure vision des phénomènes* »⁵⁶⁰. Néanmoins, les experts d'EDF considèrent que le calcul de la CMS est encore entaché d'incertitudes et que des marges doivent être prises au niveau des protections : « *Vous avez tous vu que nous prendrions systématiquement une marge arbitraire de 20 cm sur les ouvrages de protection, pour prendre en compte une certaine méconnaissance des valeurs* »⁵⁶¹.

L'idée d'un changement plus profond, et notamment de faire une EPS inondation, est exclue par l'IRSN lui-même : « *L'approche probabiliste a été rejetée parce qu'elle ne peut pas être menée dans un court terme* »⁵⁶². Pour certains membres du GP, l'incident du Blayais démontre que la RFS était incomplète : « *C'est encore une RFS « faiblarde »* »⁵⁶³. EDF défend alors la démarche Rex-Blayais, complémentaire de la RFS mais pas radicalement différente dans l'esprit : « *Nous faisons, à partir de*

⁵⁵⁹ DGSNR (2002). Compte-rendu de la réunion du GPR du 21/12/2001 : « Évaluation du risque d'inondation externe. Retour d'expérience de l'incident de la centrale du Blayais du 27 décembre 1999 », 18 juin 2002.

⁵⁶⁰ Ibid.

⁵⁶¹ Ibid.

⁵⁶² Ibid.

⁵⁶³ Ibid.

l'étude présentée et qui fait l'objet de la réunion d'aujourd'hui, l'essentiel des choses le plus rapidement possible, puis nous verrons les progrès, nous peaufinerons, mais il y en a encore pour des années. Il ne faut pas oser penser qu'en deux ans nous ferons un vrai réexamen de sûreté qui prend cinq ans d'habitude »⁵⁶⁴.

Finalement, il est intéressant de noter que si certains membres du GP souhaitent voir évoluer la démarche Rex-Blayais plus radicalement ou réviser la RFS, personne n'a d'autre démarche à proposer.

Le choix des objectifs probabilistes : un débat récurrent

Une autre partie du débat porte sur le choix des objectifs probabilistes⁵⁶⁵ associés au risque d'inondation. Comme nous l'avons vu pour la RFS, les calculs statistiques sont effectués sur des aléas millénaux (10^{-3}) auxquels on ajoute des marges ou que l'on combine pour viser une période de retour plus importante.

Pour l'IRSN, les scénarios du Rex-Blayais doivent viser un objectif de 10^{-4} pour être en phase avec les standards internationaux actuels : *« La justification du caractère suffisant devra également s'effectuer par rapport aux objectifs de sûreté, notamment ceux déclinés dans l'INSAG 12 article 27, bien qu'à ce jour il est très difficile de caractériser des aléas de probabilité inférieure à 10^{-4} /an. Du fait de cette difficulté, il faut prendre en compte dans la démarche un certain nombre de conservatismes et de marges pour, dans la mesure du possible, faire face à un aléa d'intensité supérieure et donc de probabilité plus faible, en rapport avec les objectifs de sûreté des installations »⁵⁶⁶.* Comme nous l'avons déjà évoqué dans le chapitre 3, l'INSAG est un groupe de travail de l'AIEA qui publie des rapports sur les questions de sûreté nucléaire. L'INSAG 12 est une mise à jour de l'INSAG 3 (1988). La France participe alors également à l'écriture de ce rapport qui reprend les objectifs probabilistes de l'INSAG 3 : *« Pour les centrales nucléaires existantes, le but à atteindre, compatible avec l'objectif de sûreté technique, est une probabilité d'endommagement grave du cœur se situant au-dessous d'environ 10^{-4} par année de fonctionnement de la centrale. L'application de tous les principes de sûreté dans les centrales futures devrait permettre d'atteindre une valeur améliorée ne dépassant pas*

⁵⁶⁴ Ibid.

⁵⁶⁵ L'objectif probabiliste est un chiffre permettant de fixer une limite entre un risque acceptable et inacceptable.

⁵⁶⁶ DGSNR (2002). Compte-rendu de la réunion du GPR du 21/12/2001 : « Évaluation du risque d'inondation externe. Retour d'expérience de l'incident de la centrale du Blayais du 27 décembre 1999 », 18 juin 2002.

environ 10^{-5} accidents de ce genre par année de fonctionnement »⁵⁶⁷. La RFS avait été initialement conçue sur des objectifs probabilistes négociés, avec comme cadre les notes SIN du SCSIN (voir chapitre 2 et 4). L'IRSN souhaite alors se baser sur les objectifs de l'INSAG pour la démarche Rex-Blayais mais en considérant ces objectifs « *comme des valeurs repères sans pour autant constituer un référentiel réglementaire* »⁵⁶⁸. On retrouve alors la même idée qu'à la fin des années 1970 et au début des années 1980 : les objectifs probabilistes doivent être utilisés avec souplesse, comme des ordres de grandeur, des seuils ou des limites. Cette fois-ci néanmoins, l'IRSN s'appuie directement sur des objectifs internationaux, ce qui n'était pas le cas au tournant des années 1970-1980 au moment de la conception de la RFS. Cette volontaire prise en compte d'objectifs internationaux reflète ici une recherche de légitimité des organisations en charge de la régulation. Comme nous le verrons, cette internationalisation des normes jouera un rôle de plus en plus important du début des années 2000 jusqu'à aujourd'hui.

Pour l'IRSN, EDF devra tout de même aller plus loin qu'un objectif 10^{-4} : « *Nous espérons donc, une fois que tous les dossiers de site auront été réalisés, que des marges seront procurées notamment par les dispositifs de protection permettant de faire face - mais sans justification probabiliste*⁵⁶⁹, je le dis dès à présent - à des aléas dont l'intensité pourrait être plus forte et de probabilité de l'ordre de 10^{-5} /an »⁵⁷⁰. Pour certains membres du GP, il faut admettre le fait qu'il n'est pas possible de se fixer des objectifs probabilistes au-dessus de 10^{-3} avec la méthode actuelle : « *Tout le monde est d'accord aujourd'hui, il ne faut pas jouer sur les mots, aussi bien en France dans la RFS que dans les publications américaines, pour dire que l'on n'est pas capable d'évaluer des aléas de fréquence inférieure à 10^{-3} par an. Laisser entendre que la marge de 15 % qui est là est représentative d'événements de fréquence de 10^{-4} par an, comme je l'ai entendu, est un abus de langage. Aujourd'hui, il faut être clair : aucune approche n'a été présentée permettant d'affecter une fréquence associée à ces 15 %. Nous pouvons dire que c'est inférieur à 10^{-3} par an, c'est tout* »⁵⁷¹.

⁵⁶⁷ AIEA (1999). INSAG 12, révision de l'INSAG 3, « Principes fondamentaux de sûreté pour les centrales nucléaires », 1999.

⁵⁶⁸ IPSN/DES (2001). Avis DES n°187, « Compléments de l'avis DES 2000-913 – Réacteurs à eau sous pression. Etudes des accidents du domaine complémentaire. Démarche d'utilisation des études probabilistes », 2001.

⁵⁶⁹ L'idée d'avoir une valeur probabiliste sous forme de « repère » exclut l'idée d'une valeur objectivement probabilisable. C'est alors plutôt le jugement d'expert qui permettrait d'estimer si l'objectif probabiliste est atteint ou non.

⁵⁷⁰ DGSNR (2002). Compte-rendu de la réunion du GPR du 21/12/2001 : « Évaluation du risque d'inondation externe. Retour d'expérience de l'incident de la centrale du Blayais du 27 décembre 1999 », 18 juin 2002.

⁵⁷¹ Ibid.

Finalement, la question des objectifs probabilistes n'est pas tranchée par le GP. Il est intéressant de noter que la stratégie de l'IRSN ne semble pas être de pousser EDF à adopter une EPS « inondation externe » mais plutôt d'anticiper sur des objectifs de sûreté plus ambitieux, notamment en travaillant sur la question des marges. Les principaux points de débats qui apparaissent lors de la réunion du GP sont les mêmes que ceux qui étaient déjà à l'ordre du jour au début des années 1980 : le choix des méthodes et les objectifs probabilistes. Ces points de débat ne feront pas l'objet de recommandations du groupe permanent, laissant en suspens ces questions non résolues, prenant ainsi acte du fait que les savoirs scientifiques accessibles par les membres de la communauté ne permettent toujours pas de proposer d'alternative crédible aux pratiques actuelles.

Les membres du GP entérinent néanmoins l'idée que la conception d'une nouvelle RFS est nécessaire. Dans l'avis et les recommandations faites suite à la réunion du GP, il est noté que « *Le GP estime utile qu'une révision de la RFS I.2.e soit engagée* »⁵⁷², sans plus de précisions. Suite au GP, dix demandes sont envoyées à EDF par l'Autorité de sûreté⁵⁷³. Elles portent notamment sur la caractérisation d'aléas comme la pluie, les systèmes d'alertes ou encore la gestion de crise. De fait, le GP entérine la démarche Rex-Blayais en la jugeant satisfaisante, ce qui permet donc à EDF de continuer ses études et travaux : le GP « approuve la méthodologie d'Électricité de France consistant :

- dans un premier temps, à définir les principes pour réévaluer les risques d'inondation externe ainsi que les dispositions correspondantes.
- dans un second temps, à appliquer ces principes et ces dispositions sur chaque site et à montrer que les marges retenues sont suffisantes pour atteindre un niveau de sûreté acceptable »⁵⁷⁴.

Finalement, le GP, comme l'IRSN, devant l'absence d'alternatives crédibles, décide de valider la démarche Rex-Blayais. Jusqu'en 2003, l'IRSN et EDF vont poursuivre les discussions techniques sur la démarche Rex-Blayais.

⁵⁷² Avis et recommandations du groupe permanent réacteurs du 20 décembre 2001 (Document GPR-2002-0-01).

⁵⁷³ IPSN/DES (2002). Lettre du 25/05/02 de l'autorité de sûreté.

⁵⁷⁴ Avis et recommandations du groupe permanent réacteurs du 20 décembre 2001 (Document GPR-2002-0-01).

2.3.2. La poursuite de la démarche Rex-Blayais

Après décembre 2001, le dialogue entre l'IRSN et EDF se poursuit concernant la mise en place de la démarche Rex-Blayais. Entre début 2002 et fin 2004, EDF transmet à l'IRSN et à l'autorité de sûreté, par l'intermédiaire du LNHE et du SEPTEN, différents documents de travail dont les premiers dossiers de sites (DDS). Une première partie de ces DDS correspond aux sites prioritaires et se base sur des études faites en amont du GPR de 2001. La seconde partie des DDS concerne tous les sites et prend en compte les demandes formulées par l'ASN suite au GP. Cette seconde partie des DDS établit un bilan des dispositifs de sûreté et propose un programme de travaux de modifications ou de réparations à venir sur chacun des sites⁵⁷⁵. Chaque DDS est transmis en plusieurs chapitres, correspondant chacun à des scénarios de la méthode Rex-Blayais.

Nous pouvons alors noter que la démarche Rex-Blayais est toujours en cours de déploiement en 2002 et que des réunions sont régulièrement organisées entre l'autorité de sûreté, l'IRSN et EDF. En mai 2002, l'autorité de sûreté acte le principe d'une seconde réunion du Groupe permanent sur la thématique du Rex-Blayais. L'idée, émise lors du premier Groupe permanent de 2001, de réviser la RFS I.2.e, n'est pas réapparue. Mais en 2003, de nouvelles inondations vont conduire à enclencher un nouveau processus de conception d'un guide pour remplacer la RFS, en parallèle de la démarche Rex-Blayais. Nous allons nous centrer maintenant sur la conception de ce guide, mais nous serons attentifs à analyser ses liens avec la démarche Rex-Blayais, qui va continuer à se déployer entre 2003 et 2013, date de la publication du guide.

2.4. Conclusion intermédiaire

Après l'inondation du Blayais, une réévaluation complète du risque d'inondation est mise en œuvre par EDF : la démarche Rex-Blayais. Cette démarche, initiée au niveau national, est déclinée sur chaque site EDF. Si cette démarche est assez exceptionnelle par son ampleur, elle apparaît comme un processus de réévaluation finalement assez classique, qui a vu le jour dans les années 1990 mais qui n'avait concerné que très marginalement le risque d'inondation (voir chapitre 6). Au sein de cette démarche, une nouvelle doctrine, basée sur des connaissances existantes mais également de nouvelles connaissances (intégration de scénarios des Plan de Prévention du Risque Inondation (PPRI), prise en compte du retour d'expérience du Blayais, ...), vient informellement remplacer la RFS. L'IRSN ne semble pas avoir d'autre démarche alternative crédible à proposer, et ne dispose pas des

⁵⁷⁵ EDF (2002). Notes de remontage des données de conception et synthèse des dossiers de site Stade 2, Document EDF EDTO PS/040170 A.

ressources pour élaborer d'alternative. Ceci explique que des volontés de changement ou de modifications de certaines méthodes, dont les thématiques sont récurrentes (cas de la méthode de renouvellement), ne soient jamais concrétisées et que le consensus soit finalement obtenu pour remettre à plus tard d'éventuels changements.

3. Le processus de conception du guide inondation : ouvertures, négociations et compromis au centre du travail de régulation (2002-2013)

Entre 2000 et 2003, la démarche Rex-Blayais se met en place sous l'impulsion d'EDF. Mais dès 2001, et la réunion du GP, l'idée de concevoir une nouvelle RFS est lancée. La conception de cette nouvelle règle va être réellement mise à l'agenda en 2003, suite à des inondations dans la vallée du Rhône. Suite à ces événements, l'Autorité de sûreté va, dans un premier temps, décider d'élargir la démarche Rex-Blayais à toutes les installations nucléaires (et donc notamment aux installations du CEA et d'AREVA), puis progressivement, à partir de 2005, débiter la conception d'un nouveau guide inondation, pour remplacer la RFS de 1984. Contrairement à la démarche Rex-Blayais, c'est l'ASN et l'IRSN qui pilotent cette conception et vont organiser l'intégralité du processus, ce qui va engendrer des changements (ouverture du processus de négociations à des organismes extérieurs, séparation institutionnelle entre évaluation et gestion des risques...). Nous analyserons dans cette section comment ce processus de conception est marqué par un travail continu, fait de négociations et de compromis, qui, plus par son processus, que par son résultat, fabrique le régime de régulation en constituant simultanément un collectif d'acteurs impliqués et une base de connaissance commune cumulative.

Nous analyserons dans un premier temps, comment, suite à des inondations, les organisations vont progressivement opérer une transition entre la démarche Rex-Blayais et la conception de ce nouveau guide, sans que cette transition ait été explicitement dictée par une volonté politique et une argumentation claire.

Nous observerons ensuite comment la conception de ce guide va permettre aux organisations du régime de régulation de tester de nouvelles pratiques, cohérentes avec la recherche d'auditabilité que nous avons analysée au chapitre 3.

Nous montrerons ensuite dans les deux sous-sections suivantes comment s'opère ce travail de régulation. Nous observerons ce travail de régulation au cours de la négociation de compromis sur deux points de doctrine du guide : la fixation d'objectifs de sûreté à la base de la construction des scénarios d'inondation, et la question de la « proportionnalité aux enjeux » (3.3). Nous analyserons

enfin comment ce travail de régulation est aussi visible lors de la construction des savoirs qui va contribuer à la crédibilité scientifique et technique des organisations.

3.1. Le passage de la démarche Rex-Blayais à la conception du guide inondation : la progressive reprise en main du processus par l'ASN et l'IRSN

Les années 2002 et 2003 sont marquées par des crues importantes du Rhône, touchant notamment des installations AREVA. Suite à ces événements, l'Autorité de sûreté décide d'élargir la démarche Rex-Blayais à toutes les INB en commençant par les installations du CEA et d'AREVA du site du Tricastin. Dans cette sous-section, nous analyserons comment, suite à une série d'événements inopinés (inondations de 2002-2003, retards sur le Rex-Blayais), corrélés à la création de l'ASN, les organisations vont progressivement opérer un basculement de la démarche Rex-Blayais vers un nouveau guide inondation lors de la seconde réunion du groupe permanent consacrée au risque inondation. Cette période de transition nous révèle la volonté de l'IRSN et de l'ASN de piloter ce nouveau processus et d'imposer leur vision aux exploitants. Mais l'ASN et l'IRSN, s'ils tentent, sur cette période, de reprendre la main sur la conception du nouveau guide en introduisant des nouveautés, s'appuient aussi sur le travail important réalisé par EDF pour la démarche Rex-Blayais. Cette transition ne sera pas aisée et nous observons alors quels sont les mécanismes de résistance qui accompagnent la formulation d'un nouvel instrument (Halpern et al., 2014). Nous montrerons comment le cadrage de ce nouveau guide fait l'objet de tensions entre deux mouvements que sont :

- Un élargissement du périmètre des installations concernées, ainsi que la volonté d'impliquer des organismes extérieurs dans la conception du futur guide. Ces nouveautés sont portées par l'IRSN et l'ASN.
- La volonté de ne pas créer de ruptures majeures dans la façon dont fonctionne le régime. Ce souhait est porté notamment par les exploitants et certains membres du GP.

Nous montrerons que ces tensions peuvent être interprétées comme les symptômes d'un processus d'hybridation du régime de régulation en cours.

3.1.1. Le point de départ d'un élargissement de la prise en compte du risque d'inondations : les inondations du Rhône de 2002-2003

Au mois de septembre 2002, suite à de violentes précipitations, le site nucléaire de Marcoule, situé au bord du Rhône et de la rivière La Cèze, est victime d'inondations sur plusieurs de ces installations. Ce site accueille notamment des installations du cycle du combustible de la Cogema⁵⁷⁶ et des installations travaillant pour la Défense. Un incident est notamment déclaré sur la Station de Traitement des Effluents Liquides (STEL) de Marcoule. Les stockages d'eaux étant pleins, l'exploitant, devant l'impossibilité de rejeter des eaux usées, très faiblement contaminées, par la voie habituelle, décide de les rejeter directement dans les égouts, ce qui entraîne la déclaration d'un incident⁵⁷⁷. L'évènement met en lumière, aux yeux de l'autorité de sûreté, l'intérêt d'élargir la réflexion sur le risque d'inondation à toutes les installations nucléaires, sans se limiter aux seuls réacteurs EDF. Quelques mois plus tard, la DGSNR transmet un courrier à l'IRSN⁵⁷⁸ demandant de mettre en place un groupe de travail sur la conception d'une nouvelle RFS.

Les 2 et 3 décembre 2003, de fortes pluies sur le Sud-Est de la France entraînent une importante élévation du débit du Rhône. Le débit moyen du fleuve, d'environ 1 500 m³/s en 2003, atteint plus de 7000 m³/s au niveau du site du Tricastin et plus de 9000 m³/s au niveau du site de Marcoule. D'un point de vue historique, la crue de décembre 2003 est la troisième plus importante pour le bas Rhône depuis deux siècles (les crues de 1840 et 1856 étant plus fortes). Sur le site de Cruas, le 2 décembre, les crues du Rhône, combinées à une régulation du débit du Rhône par la CNR en amont de la centrale, entraînent une forte hausse du débit du fleuve, charriant des volumes importants de boues et de végétaux. Ceux-ci causent alors l'encrassement des stations de pompage assurant le refroidissement des réacteurs.

Si plusieurs sites sont touchés, c'est la situation du site industriel du Tricastin, qui accueille la plus grande concentration d'industries nucléaires de France, qui va interpeller l'IRSN et l'ASN. Le site regroupe plusieurs installations AREVA liées à l'amont du cycle du combustible nucléaire (l'enrichissement et l'assainissement) et une centrale nucléaire EDF. Le CEA possède également, sur ce site, un laboratoire de recherche civil mais qui n'est pas considéré comme une INB. Au-delà du

⁵⁷⁶ La Cogema est créée en 1973 et reprend toutes les activités de production du CEA. La Cogema sera notamment chargée d'exploiter l'usine d'enrichissement Eurodif « Georges Besse » sur le site du Tricastin. En 2006, elle sera renommée AREVA NC.

⁵⁷⁷ Il sera classé au niveau 0 de l'échelle INES de l'AIEA.

⁵⁷⁸ DGSNR (2003). Courrier de la DGSNR/SD2/n°124/2003 à l'IRSN du 5 février 2003.

canal Donzère-Mondragon exploité par la CNR, qui longe le site, le site du Tricastin est traversé par la Gaffière, un cours d'eau canalisé qui longe plusieurs installations disposées le long de son parcours.

Suite à de fortes précipitations et selon les consignes d'exploitation de ses ouvrages, la CNR (Compagnie Nationale du Rhône) décide d'ouvrir une vanne permettant de réguler le débit déversé dans la Gaffière par le canal de Donzère-Mondragon. Cette ouverture provoque une inondation, notamment de deux installations : la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT) sur le site EDF, où sont entreposés des équipements et matériels contaminés, et la SOCATRI sur le site AREVA, une usine d'assainissement et de maintenance des composants, matériels et effluents des usines du Tricastin.

Les débordements de la Gaffière conduisent à une série d'incidents et exposent au grand jour le danger de l'inondation pour des installations autres que des REP d'EDF. La montée des eaux a notamment provoqué le déclenchement de Plans d'Urgence Internes (PUI) sur certaines installations du Tricastin. Sur le site de Comurhex, suite aux précipitations, un débordement de la rétention d'eau d'un des équipements conduit au « *transfert de quelques centaines de litres d'eau de pluie contenant environ 15 mg/l d'uranium naturel dans le réseau d'eau pluviale de l'établissement qui se déverse dans le canal de Donzère-Mondragon* »⁵⁷⁹. Mais ce sont les installations situées en aval de la Gaffière, au sud du site, la BCOT et Socatri qui sont le plus touchées par des débordements de la Gaffière.

L'autorité de sûreté demande alors une réévaluation du risque d'inondation des établissements situés le long de la Gaffière (COGEMA, EURODIF, COMURHEX, SOCATRI et BCOT). Pendant plusieurs années, des études et des travaux importants seront réalisés sur le site AREVA du Tricastin pour éviter de nouveaux débordements de la Gaffière.

Dans un second temps, les conclusions et le retour d'expérience des crues de septembre 2002 et de décembre 2003 seront le point de départ à l'élargissement, à toutes les installations nucléaires, du niveau d'exigence appliqué aux centrales nucléaires EDF dans le cadre de la démarche Rex-Blayais. Le site du Tricastin va alors constituer une vitrine de la démarche multi-sites lancée à la suite des crues du Rhône de 2003. Suite à une demande de l'autorité de sûreté⁵⁸⁰, le site du Tricastin devient donc site pilote pour tester le passage à une homogénéisation des principes de prévention et de

⁵⁷⁹ IRSN (2004). Courrier de l'IRSN au directeur de la DGSNR, « Risques d'inondations externes. Inondations dans la vallée du Rhône en décembre 2003 », 10 août 2004.

⁵⁸⁰ DGSRSN (2004). Lettre « Analyse du retour d'expérience pour le risque d'inondation externe. Réunion des Groupes permanents réacteurs et usines, information aux exploitants ».

protection vis-à-vis du risque d'inondation. Les crues du Rhône de décembre 2003 marquent donc un point de rupture dans la prise en compte du risque d'inondation, avec le passage à une échelle de réflexion plus large qui concerne toutes les installations nucléaires de base (INB) et plus seulement EDF, qui était jusqu'alors le seul exploitant au centre de l'attention concernant ce risque.

3.1.2. Un GP retardé de plusieurs années : la lente dérive du cadrage du futur GP

Dans un premier temps, l'autorité de sûreté envisage un second GP consacré au risque inondation dès 2004. L'IRSN considère alors que ce timing est impossible à tenir, étant donné l'ampleur du travail à effectuer en matière de caractérisation des aléas : « *Je tiens à souligner que l'atteinte d'un consensus, au sein du groupe de travail, quant aux méthodes de caractérisation des aléas les plus appropriées à retenir dans le cadre de la mise à jour de la RFS 1.2.e peut difficilement être obtenue à brève échéance. (...) la présentation devant le groupe permanent pour les réacteurs et le groupe permanent pour les usines d'un projet de nouvelle RFS 1.2.e ne peut être envisagée au plus tôt que dans le courant de l'année 2005.* »⁵⁸¹.

Un premier cadrage centré sur le Rex-Blayais

En 2004, une réunion de cadrage du prochain GP inondations est organisée entre l'IRSN et l'ASN et les exploitants (EDF et Areva notamment). Il est mentionné que le GP traitera principalement de la démarche Rex-Blayais et du cas des INB autres que les REP sur le site du Tricastin. Pour EDF, le GP doit être « *conclusif* »⁵⁸² sur la démarche Rex-Blayais. De même, la « *révision de la RFS ne devrait pas conduire à un nouvel accroissement des exigences au-delà de la démarche complémentaire déjà prise en compte par EDF* »⁵⁸³. En ce sens, la « *démarche de GP commun ne devra pas conduire à remettre en cause le référentiel inondation EDF des REP, globalement approuvé lors du groupe permanent du 20 décembre 2001* ».⁵⁸⁴ Presque dans le même temps, le 22 mars 2005, l'autorité de sûreté annonce officiellement la révision de la RFS 1.2.e et la constitution d'un groupe de travail constitué d'experts extérieurs piloté par l'IRSN et l'ASN. Les différentes organisations sont cependant d'accord sur le fait que la révision de la RFS ne sera que très partiellement traitée, puisqu'il est proposé que « *lors de la*

⁵⁸¹ Ibid.

⁵⁸² EDF/CNEPE (2005). « Risque d'inondation externe. Groupe permanent 2006 », 31 janvier 2005.

⁵⁸³ Ibid.

⁵⁸⁴ Ibid.

réunion du Groupe permanent, le groupe de travail présentera le plan de travail de révision de la RFS, les points techniques ciblés ainsi que les premières étapes de révision engagées »⁵⁸⁵.

Les exploitants semblent alors globalement convaincus, tout comme l'IRSN et l'ASN, que « *l'instruction du GP pour les REP ne présente pas de difficulté majeure, mis à part le cas du Tricastin où le dossier de réévaluation de la CMS est toujours attendu »⁵⁸⁶. Mais ce point va s'avérer beaucoup plus complexe à résoudre que prévu (voir chapitre 7). En 2005, tous les sites EDF ont révisé leur CMS après l'inondation du Blayais, à l'exception de la centrale du Tricastin. Pour ce site, le calcul doit émerger du dialogue débuté en 2004 entre EDF et la CNR, concessionnaire des ouvrages hydroélectriques du Rhône. On a vu, en effet, dans l'incident de 2003, le rôle important joué par cette entreprise. Le fait que ce dialogue n'ait pas encore abouti va avoir pour effet immédiat de repousser la date du GP : « *Comme déjà mentionné en réunion de cadrage, l'IRSN a souligné la difficulté de mener l'examen détaillé du site du Tricastin demandé par l'ASN alors qu'aucun dossier n'avait été transmis ni même annoncé par EDF pour ce site. Ce point a conduit à une situation de flottement les mois suivants, où l'IRSN soulignait à l'ASN la nécessité de reporter la date de la réunion des groupes permanents, ou de recadrer l'instruction en excluant le site du Tricastin »⁵⁸⁷.**

Ce point bloquant va retarder la réunion du GP de près de deux ans, et finalement permettre de modifier, progressivement, le cadrage de la réunion, d'abord centré sur le Rex-Blayais, pour en arriver à une forme de transition entre la démarche Rex-Blayais et la conception du guide d'inondation.

Retards et contingences : un cadrage final équilibré entre la démarche Rex-Blayais et le nouveau guide

D'abord prévue en 2004, puis en 2005, la réunion du GP se tient finalement en mars 2007. Cet important retard aura pour effet de faire de cette réunion, un marqueur temporel fort du passage entre la démarche Rex-Blayais et le guide inondation. D'une part, cette période de flottement en attente de la réunion du GP va permettre à l'IRSN et à l'ASN de définir plus clairement les contours et les nouveautés introduites dans le futur guide inondation dont le processus de conception est déjà

⁵⁸⁵ DGSNR (2005). Compte-rendu de la réunion de cadrage du GP inondations externes du 3 décembre 2004, 21 mars 2005.

⁵⁸⁶ Ibid.

⁵⁸⁷ IRSN/SESPRI (2007). Note interne IRSN/DSN/SESPRI /2007-123, « Retour d'expérience du fonctionnement de l'instruction de la réunion des groupes permanents pour les réacteurs nucléaires et les usines consacrée à l'examen de la protection des installations nucléaires contre les inondations externes ».

lancé en 2007. Dans le même temps, la création de l'ASN, en 2006, va entériner l'idée d'une refonte de la réglementation (voir chapitre 3), ce qui va pousser à une reprise en main du processus par l'ASN. D'autre part, la plupart des travaux résultant de la démarche Rex-Blayais sur les sites EDF (hormis le site du Tricastin) seront achevés en 2007.

Les années de retard prises dans la tenue de cette réunion de GP vont permettre un déplacement des débats autour des enjeux liés à la protection contre les inondations, sur toutes les installations, et fournir donc de nouvelles bases à la conception du futur guide inondation. L'IRSN étant rapporteur devant le GP, un rapport⁵⁸⁸ est envoyé en amont du GP. Preuve de l'importance qu'a pris le sujet et de la superposition des enjeux (démarche Rex-Blayais, intégration de toutes les INB, début de la conception d'un guide...), le rapport comprend 5 tomes (dont 4 tomes d'annexes techniques) et plusieurs milliers de pages, comme le montre le résumé des différentes parties du Tome 1 du rapport (Figure 72). Ce GP est exceptionnel à d'autres titres. En effet, il réunit à la fois les GP Réacteurs et Usines, se tient sur deux jours et couvre la totalité du risque d'inondation.

⁵⁸⁸ IRSN/DSR (2007). Rapport IRSN/DSR n°149 « Protection des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe ».

Protection des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe

Réunion conjointe des groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires et les laboratoires et usines des 21-22 mars 2007

Rapport DSR n° 149

PLAN DU RAPPORT :

TOME 1 : RAPPORT
TOMES 2, 3, 4 et 5 : ANNEXES TECHNIQUES

PLAN DU TOME 1 :

Résumé

PARTIE I : Introduction

PARTIE II : Examen de la protection des REP EDF en exploitation contre les risques d'inondation externe

PARTIE III : Protection des installations nucléaires du site du Tricastin contre les risques d'inondation externe

PARTIE IV : Protection des installations de types laboratoires et usines contre les risques d'inondation externe (hors INB du site du Tricastin)

PARTIE V : Protection des réacteurs de recherche contre les risques d'inondation externe

PARTIE VI : Révision de la RFS I.2.e - Avancement des travaux sur le projet de guide relatif aux inondations externes

ANNEXES GENERALES 1 à 4

Figure 72 : Plan du rapport IRSN/DSR « Protections des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe » pour la réunion de GP de 2007

3.1.3.Élargir le périmètre de la nouvelle règle à toutes les installations : la levée de bouclier des exploitants

La question du périmètre d'application du nouveau guide va finalement être au centre des débats⁵⁸⁹ lors du GP de 2007. L'IRSN et l'ASN souhaitent intégrer une première nouveauté par rapport à la RFS et à la démarche-Rex Blayais : le périmètre d'application du futur guide devra être élargi à toutes les

⁵⁸⁹ Il y a également de nombreux aspects plus techniques en débat, lors de cette réunion de GP mais nous nous focalisons sur les enjeux marquant le passage de la méthode Rex-Blayais au futur guide inondation. Nous traitons plus en détail les discussions autour du site EDF du Tricastin au chapitre 7.

INB. Les exploitants et certains membres du GP s'inquiètent des conséquences possibles de cet élargissement.

Il apparaît d'abord rapidement que la plupart des sites non-EDF ne sont pas aussi avancés dans la démarche de prise en compte du risque d'inondation. En effet, la RFS I.2.e ne s'appliquant qu'aux REP EDF, certaines installations du cycle du combustible, comme c'est le cas pour celles du Tricastin, ne prenaient alors pas en compte l'inondation externe de manière aussi structurée que ce qui était préconisé dans la RFS. Après l'inondation du Blayais, comme l'explique un membre du GP, « *l'Autorité de sûreté a envoyé un courrier à tous les exploitants, CEA compris, leur demandant de prendre en compte le retour d'expérience de cet incident.* »⁵⁹⁰ En clair, une demande avait été faite par l'autorité de sûreté mais celle-ci n'avait pas vraiment été prise en compte, notamment en l'absence de règle sur le sujet pour les INB autres que les REP. Si le site du Tricastin, et notamment AREVA, a entamé des études sur les inondations après les crues de 2003, c'est l'ensemble des INB sur le territoire français qui vont se voir imposer une réévaluation du risque d'inondation. La déclinaison de la démarche Rex-Blayais à d'autres installations pourrait alors poser des difficultés, notamment en raison du nombre d'INB concernées, de leurs spécificités, mais également au vu de la prise en compte actuelle du risque d'inondation sur ces sites, considérée comme trop faible⁵⁹¹. Comme l'explique un membre du GP en 2007, « *Si EDF a fait des dossiers conséquents, je constate que Cogema et le CEA n'ont pas fait grand-chose (...). Maintenant, continuer à ne rien faire ne me paraît pas satisfaisant* »⁵⁹². Un responsable du CEA défend alors son point de vue : « *Il faudra effectivement un certain temps avant qu'on s'approprie totalement toute la démarche Blayais et son application, sa généralisation à tous les sites, notamment les sites d'installations où les enjeux de sûreté sont très faibles, en tout cas beaucoup plus faibles que ceux d'un réacteur de puissance* »⁵⁹³. Pour les autres exploitants qu'EDF, il apparaît que les enjeux ne sont pas les mêmes que pour EDF, ce qui conduit à ne pas donner la même priorité qu'EDF au traitement du risque d'inondation. De plus, les études et travaux engagés par EDF apparaissent hors de portée de certains exploitants, comme l'explique un responsable d'une INB de Marcoule : « *On dit simplement que nous sommes une petite installation avec un petit nombre*

⁵⁹⁰ ASN (2008). Compte-rendu de la réunion des GPR et GPU du 21/03/2007 et 22/03/2007 : « Examen de la protection des installations nucléaires à l'égard des inondations externes », 21 janvier 2008.

⁵⁹¹ DGSNR (2005). Compte rendu de la réunion de cadrage du GP du 3 décembre 2004. Document DGSNR DEP-SD2 n°0101-2005 du 21 mars 2005.

⁵⁹² ASN (2008). Compte-rendu de la réunion des GPR et GPU du 21/03/2007 et 22/03/2007 : « Examen de la protection des installations nucléaires à l'égard des inondations externes », 21 janvier 2008.

⁵⁹³ Ibid.

de gens, une petite économie dans un petit système. Nous n'avons pas forcément les moyens de faire de grosses études »⁵⁹⁴. Lors de la réunion du GP de 2007, l'ASN conclut qu'il a effectivement été souligné « *une certaine dissymétrie ou disproportion entre les efforts qu'avait consacrés EDF et ceux qu'avaient consacrés d'autres exploitants. On doit garder en tête que le travail qui est fait là vise bien toutes les INB, donc tous les exploitants* »⁵⁹⁵. Pour l'ASN, le futur guide s'appliquera bien à toutes les INB et se veut « générique ». Le débat ne semble alors pas clos sur cette question.

3.1.4. La peur d'un guide d'ultra-spécialistes

Un autre débat sur le cadrage du futur guide inondation anime le GP : l'ouverture à des experts extérieurs des groupes de travail pour la conception du guide. Dès 2003, le chef de la DGSNR écrit à l'IRSN pour lui préciser : « Je souhaite engager dans les semaines qui viennent la constitution du groupe de travail qui sera chargé de sa révision (NDR : de la RFS I.2.e) et dont je souhaite que le pilotage soit assuré par le DES. Par ailleurs, je souhaite y associer (...), compte tenu de la nature des aléas considérés, non spécifiques aux installations nucléaires, des organismes ou experts techniques d'horizons divers »⁵⁹⁶. Dans un premier temps, l'idée est de confier la révision de la RFS au Département de Sûreté Nucléaire (DES) de l'IRSN. Cette première instruction de l'autorité de sûreté présente donc une révision pilotée par des experts de la sûreté nucléaire de l'IRSN et non par des experts de l'inondation. Très rapidement, l'idée de confier le pilotage à des experts de sûreté est abandonnée au profit de la Direction de l'Environnement (DEI) de l'IRSN, qui dispose alors de quelques spécialistes sur les questions de caractérisation de l'aléa. Il s'agit donc très clairement d'un basculement vers une approche pilotée par des scientifiques (hydrologue, hydrogéologue) et non par des experts de la sûreté nucléaire. Pour l'ASN et l'IRSN, l'objectif est double : disposer d'une légitimité technique et scientifique avec l'approbation du travail des organisations en charge de la régulation par des experts extérieurs mais également développer une image d'un secteur qui se normalise en s'ouvrant peu à peu au monde extérieur, comme l'explique un responsable de l'ASN en 2007 : « *Cela répond également au souci d'être capable de ne pas toujours dire que le nucléaire est fait de manière différente des autres industries et de rassembler des compétences qui existent sur*

⁵⁹⁴ Ibid.

⁵⁹⁵ Ibid.

⁵⁹⁶ DGSNR (2003). Lettre du chef du DGSNR au chef de l'IRSN/DES « Risque d'inondations externes sur l'ensemble des installations nucléaires. Révision de la RFS I.2.e », 5 février 2003.

d'autres domaines »⁵⁹⁷. Un responsable de l'IRSN précise également qu'« avec l'apport de la communauté scientifique, on ne pourra pas nous accuser de faire notre truc dans notre coin »⁵⁹⁸. Pour le groupe de travail en charge de l'élaboration du guide inondation, l'IRSN propose en 2003 une première liste comprenant, en plus de l'ASN et de l'IRSN : « EDF, CEA, AREVA, ANDRA, institut Max Von Laue Paul Langevin, Centre National du Machinisme Agricole, du Génie Rural, des Eaux et des Forêts, Équipe Plan Loire Grandeur Nature, Service Hydrographique et Océanographique de la Marine, Comité Technique Permanent des Grands Barrages, Météo France et le Ministère de L'Environnement »⁵⁹⁹. Cette ouverture apparaît comme problématique, notamment pour certains membres du GP et représentants d'exploitants, comme l'explique un responsable d'AREVA : « Les ultra-spécialistes pensent parfois que le monde entier est là pour mettre en place leur dernière idée »⁶⁰⁰. Ici, c'est le manque de réalisme des « ultra-spécialistes » qui est pointé du doigt. On trouve également l'utilisation de cet argument chez certains membres du GP lors de la réunion de 2007 : « Si vous voulez mon avis, pour rédiger une RFS, il faut éviter les approches un peu fumeuses qui vous seront inspirées par des gens qui pensent soit à faire fructifier leur petit domaine, soit à faire marcher leur laboratoire. Parce que les RFS, cela doit être quelque chose de pratique d'utilisation par les gens qui ont les pieds sur terre. Les réacteurs sont quand même des objets industriels. On ne peut pas s'accrocher dans des RFS à des études plus ou moins fumeuses qui viendront dans quatre, cinq, six, dix ans. (...) Dans les contributions que vous citez, vous avez tout de même beaucoup d'organismes qui sont mi-recherche, mi-développement. J'ai peur qu'en réunissant tous ces gens-là et se donnant dix-huit mois, nous ayons beaucoup de mal à sortir des instructions pragmatiques et utilisables par ceux qui auront besoin de les utiliser, c'est-à-dire des industriels et des exploitants »⁶⁰¹. On retrouve cette idée de recherche de pragmatisme dans d'autres interventions de membres du GP : « Je ne sais pas quand ce fameux guide doit sortir, mais d'après ce que j'ai compris, si on veut avoir quelque chose de

⁵⁹⁷ ASN (2008). Compte-rendu de la réunion des GPR et GPU du 21/03/2007 et 22/03/2007 : « Examen de la protection des installations nucléaires à l'égard des inondations externes », 21 janvier 2008.

⁵⁹⁸ Entretien avec un responsable de l'IRSN, 17/03/2015

⁵⁹⁹ IRSN/DES (2003). Avis IRSN/DES/2003-367 « Risques d'inondations d'origine externe. Constitution d'un groupe de travail chargé de la révision de la RFS I.2.e », 20 août 2003.

⁶⁰⁰ Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015.

⁶⁰¹ ASN (2008). Compte-rendu de la réunion des GPR et GPU du 21/03/2007 et 22/03/2007 : « Examen de la protection des installations nucléaires à l'égard des inondations externes », 21 janvier 2008.

scientifique, etc., cela va prendre tout de même beaucoup de temps et je ne pense pas que l'on ait intérêt à attendre très longtemps. Il faut donc que ce guide parte sur des choses pragmatiques »⁶⁰².

Il est intéressant de souligner que cette peur d'une ultra spécialisation des questions d'inondation est portée par certains membres du GP. Dans la plupart des entretiens dont nous disposons, plusieurs membres du GP partagent cette vision de la sûreté nucléaire, souple, pragmatique et opérationnelle.

Ces débats nous dévoilent des tensions dans un régime qui est alors dans un processus d'hybridation. D'un côté, les membres du GP et les exploitants semblent plutôt favorables à un maintien d'un processus interne au régime et d'une adaptation souple, au cas par cas, de l'exigence vis-à-vis du risque d'inondation pour les autres installations nucléaires que les REP. De l'autre côté, l'IRSN et l'ASN souhaitent notamment que l'instrument soit générique et acquière une légitimité au-delà des organisations du nucléaire en conviant des experts extérieurs au processus de conception. En ce sens, on retrouve ici l'idée d'un régime en recherche d'auditabilité.

L'arbitrage final semble revenir à l'ASN et à l'IRSN qui maintiennent leurs idées, ce qui constitue un marqueur important quant à l'influence grandissante de ces organisations par rapport aux exploitants.

La conception du guide inondation, qui va durer neuf ans, va devenir un processus expérimental, qui va se dérouler concomitamment avec une période de restructuration plus générale du régime de régulation (Voir chapitre 3).

3.2. Un processus expérimental de conception d'un instrument de régulation

Nous observons dans cette sous-section comment le processus de conception du guide inondation va faire l'objet d'expérimentations qui vont refléter mais également fabriquer, en partie, le régime de régulation en cours d'hybridation. Ces expérimentations sont une réponse pratique à l'idée de procéduralisation dont nous avons mentionné au chapitre 3 qu'elle répondait à un objectif d'auditabilité. Pour répondre à ce besoin, les organisations en charge de la régulation définissent de nouveaux protocoles d'articulation « *entre experts et décideurs et de nouvelles procédures d'organisation et de fonctionnement de l'expertise* » (Benamouzig & Besançon, 2005; Delmas, 2011) Un de ces protocoles d'articulation est l'organisation d'une séparation entre évaluation des

⁶⁰² Ibid.

risques et décision politique, considérée comme un principe de bonne gouvernance, dont la généralité au niveau international a été mise en évidence par certains auteurs (Boudia & Demortain, 2014). Nous montrerons dans ce chapitre comment cette séparation, mais aussi ce dialogue entre évaluation du risque et décision va être au centre du travail de conception du guide inondation. Dans un premier temps nous examinerons comment a été organisée la séparation institutionnelle entre évaluation du risque et décision pour la conception du guide inondation. Dans un second temps nous observerons plus spécifiquement le fonctionnement du processus d'évaluation des risques qui va faire l'objet d'un élargissement à des experts extérieurs. Enfin, nous montrerons comment un nouveau principe, la consultation de la société civile, va finalement être abandonné au profit d'un resserrement autour du cercle originel des organisations en charge de la régulation et des exploitants.

Les différents éléments marquants du processus de conception sont représentés sur la frise chronologique suivante (Figure 73).

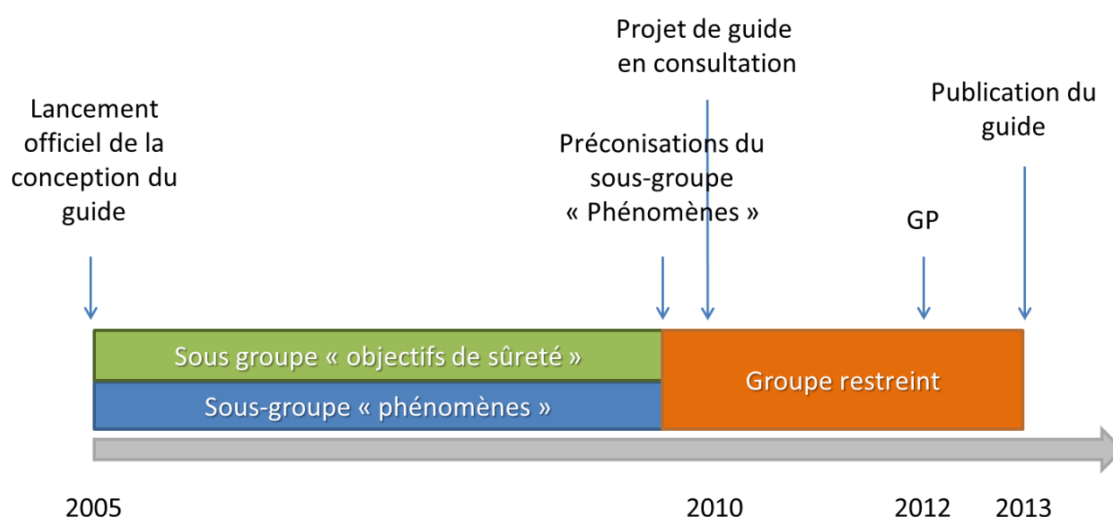


Figure 73 : Chronologie et fonctionnement général de la conception du guide inondations

3.2.1. Une séparation claire entre l'évaluation des risques et la décision

Lors de sa première réunion le 15 novembre 2005⁶⁰³, le groupe de travail décide de constituer deux sous-groupes de travail : un premier, consacré à la caractérisation de l'aléa, piloté par l'IRSN, et un

⁶⁰³ DGSNR (2006). Lettre « Guide relatif à l'inondation externe applicable aux INB ». Document DGSNR DEP-SD2 n°0164-2005 du 6 avril 2006.

second, consacré au choix des objectifs de sûreté et piloté par l'ASN. Le principe de séparation en deux groupes répond à l'idée de séparation entre évaluation du risque et décision politique, principe rappelé par l'ASN en 2006 (Figure 74), qui n'était pas en vigueur lors de la conception de la RFS.

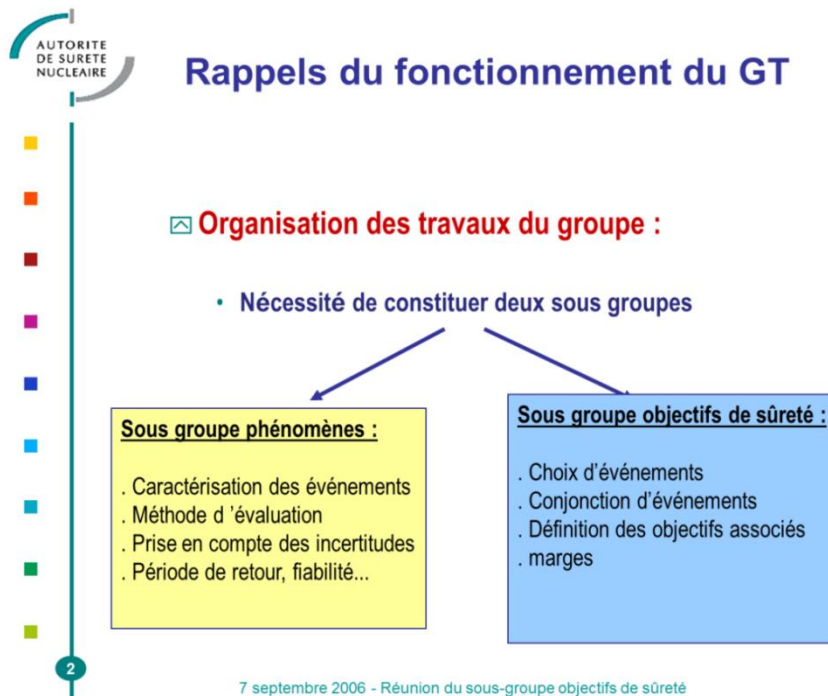


Figure 74 : Fonctionnement des deux sous-groupes de travail sur la conception du guide inondation, ASN, 2006

Un groupe de travail « phénomènes » piloté par l'IRSN

Un premier sous-groupe, intitulé « Phénomènes », est en charge de l'examen des phénomènes, de la caractérisation des événements rares et extrêmes et de la définition des aléas. Il est piloté par l'IRSN à travers la DEI (Direction de l'Environnement et de l'Intervention) qui, avec la Direction de la Sûreté des Réacteurs (DSR)⁶⁰⁴, est la direction plus particulièrement associée à la démarche d'élaboration du guide. Ce qu'il faut retenir de cette organisation, c'est que contrairement à la conception de la RFS, le pilotage de la conception du guide à l'IRSN est confié à des spécialistes de l'évaluation du risque

⁶⁰⁴ Ces deux entités seront remplacées par le Pôle Radioprotection – Déchets, Géosphère (PRP-DGE) et le Pôle Sûreté Nucléaire – Systèmes, Nouveaux Réacteurs et Démarches de Sûreté (PSN-SRDS). Le service d'analyse des risques liés à la géosphère (SARG) de la DEI sera le service compétent de l'IRSN sur la caractérisation des aléas et le service d'Évaluation des Systèmes et de Protection des Risques (SESPRI) de la DSR sur les aspects « protection » vis-à-vis du risque d'inondation. A la suite d'une réorganisation, en 2007, le SARG devient le Service de Caractérisation des sites et des Aléas Naturels (SCAN) et le SESPRI prend la forme du Service des Systèmes et des Risques (SSyR). Deux bureaux de ces deux services sont concernés par l'élaboration du guide : le Bureau d'Expertise en Hydrogéologie et sur les Risques d'Inondation et Géotechnique (BEHRIG) rattaché au SCAN et le bureau d'Évaluation des Agressions et des Démarches de Sûreté (BEADS), rattaché au SSyR.

d'inondation, avec des profils d'hydrologues notamment. En cela, ils sont beaucoup plus spécialisés sur le sujet que les experts de l'IPSN, plus généralistes, qui ont contribué à la conception de la RFS.

Ainsi, le BEHRIG (Bureau d'Expertise en Hydrogéologie et sur les Risques d'Inondation et Géotechnique) est créé en cours de conception du guide inondation, en 2007, et travaille sur les multiples problématiques liées à l'eau, qu'elles relèvent de l'inondation, de la géotechnique ou de l'hydrogéologie. Ce bureau est progressivement monté en compétence et a étoffé son équipe, d'abord pendant le développement de la démarche Rex-Blayais, puis avec la conception du guide. Comme l'illustre la Figure 75, ses thématiques de travail sont variées, allant de la caractérisation d'aléas pouvant devenir des agressions externes à la migration de substances radioactives et donc à l'impact d'une installation sur son environnement direct. En 2015, ce bureau dispose, pour l'expertise du risque d'inondation, de deux spécialistes à temps plein.

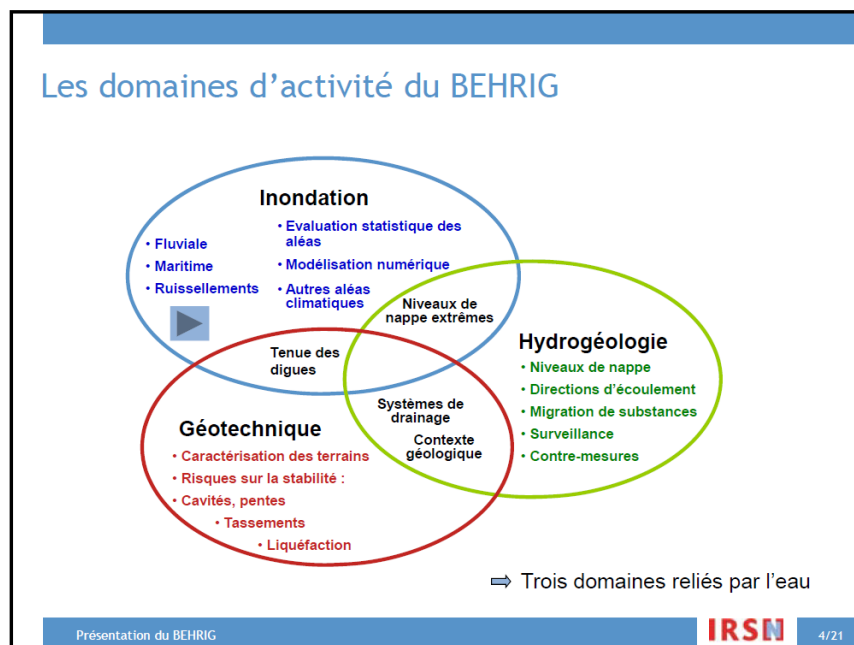


Figure 75 : Les domaines d'activité du BEHRIG (IRSN-BEHRIG, 2013)

De son côté, le BEADS (Bureau d'Évaluation des Agressions et des Démarches de Sûreté) évalue les règles de protection des REP contre les risques d'agression d'origine interne et externe et leur mise en œuvre sur les installations. Il est donc en charge de l'aspect « protection », finalement présent dans le guide inondation. Les aspects protection ne faisaient pas partie du cadrage initial de la conception du guide inondation proposé par l'ASN. Comme l'explique un responsable d'AREVA ayant participé à la conception du guide : « L'IRSN et l'ASN auraient voulu un document seulement sur la

caractérisation »⁶⁰⁵. C'est donc les exploitants qui ont poussé pour avoir une partie « protection », qui sera néanmoins beaucoup moins importante et fouillée que la partie consacrée aux aléas. On peut penser que le souhait des exploitants d'ajouter un aspect « protection » a été poussé par la volonté de rendre le guide plus opérationnel pour eux, et de faire le pont avec la démarche Rex-Blayais, qui avait déjà amené un certain nombre de modifications sur ces aspects.

Outre les représentants de l'autorité de sûreté et de l'ensemble des exploitants concernés, les autres membres du sous-groupe « Phénomènes » sont des experts et scientifiques (que nous appellerons spécialistes), issus de l'Administration, mais surtout de divers organismes scientifiques et techniques publics. Ils sont par exemple hydrologues ou météorologues. On peut identifier trois types de profils au sein du sous-groupe « phénomènes » : les spécialistes hors des organisations du régime de régulation, comme les scientifiques universitaires ou ceux de Météo-France par exemple ; les spécialistes au sein des organisations du régime de régulation, comme par exemple les spécialistes du BEHRIG de l'IRSN ou du LNH d'EDF et les « experts », qui ne sont pas des spécialistes mais des experts de la sûreté nucléaire. On en trouve à l'IRSN et chez les divers exploitants.

Au total le sous-groupe rassemble des personnes :

- De l'autorité de sûreté,
- Des exploitants (ANDRA, AREVA, CEA et EDF),
- De la Compagnie nationale du Rhône (CNR),
- Du MEDD (Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable),
- De la Direction régionale de l'environnement (DIREN) Centre,
- Du Centre d'études techniques maritimes et fluviales (CETMEF),
- Du Service hydrographique et océanographique de la marine (SHOM),
- De Météo-France,
- Du Bureau d'études techniques et de contrôle des grands barrages (BETCGB), rattaché au ministère de l'Environnement,
- Du Bureau de recherche géologique et minière (BRGM), placé sous la tutelle du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, du ministère de l'Environnement, et du ministère de l'Industrie,
- Du Centre national du machinisme agricole, du génie rural, des eaux et des forêts (CEMAGREF).

⁶⁰⁵ Entretien avec un responsable d'AREVA 17/03/2015.

Des universitaires (M. Desbordes, hydrologue à l'Université de Montpellier et J-P. Laborde, hydrologue à Polytech'Nice) participent également aux travaux du sous-groupe « Phénomènes ».

Un groupe de travail « objectifs de sûreté » piloté par l'ASN

Le second sous-groupe, intitulé « Objectifs de sûreté », est en charge de définir des objectifs de sûreté découlant des travaux du sous-groupe « Phénomènes ». L'ASN précise, lors de la première réunion du sous-groupe, que ce groupe doit opérer « *une formulation des objectifs de sûreté associés au risque d'inondation externe. Il devra notamment préciser les fonctions de sûreté à maintenir pour les différents types d'installations concernées ; les marges éventuelles à prendre en compte au regard des résultats obtenus par le sous-groupe phénomènes* »⁶⁰⁶. Il s'agit donc notamment des objectifs probabilistes, dont nous avons montré l'importance dans la conception de la règle de 1984 (voir chapitre 4), mais également de la question des marges à prendre sur les scénarios ou sur les protections.

Il est essentiel de comprendre que le groupe « objectifs de sûreté » travaille également sur les scénarios qui seront pris en compte dans le guide inondation. Il ne s'agit pas d'un travail sur la caractérisation des aléas qui serviront de base aux scénarios (travail qui sera piloté pour le sous-groupe « phénomènes ») mais sur le choix des marges et objectifs de sûreté qui participent de la fabrication de ces scénarios.

Ce sous-groupe « objectifs de sûreté » est piloté par l'autorité de sûreté. Il est constitué de représentants des exploitants (ANDRA, AREVA, CEA et EDF), de l'IRSN et de l'autorité de sûreté. L'ASND (l'autorité de sûreté nucléaire de défense, en charge de la sûreté et de la radioprotection des installations de défense) participe également aux travaux de ce sous-groupe. Nous verrons quelques débats autour de ce second sous-groupe dans la sous-section 3.3.

3.2.2. L'élargissement maîtrisé du sous-groupe de travail « phénomènes »

Dès 2003, l'IRSN et l'ASN avaient envisagé d'élargir, pour la conception du futur guide inondation, le cercle des participants à des organismes extérieurs (cf. 3.1.4). Finalement la liste définitivement retenue en 2006 correspond à peu de choses près à celle envisagée en 2003. Deux éléments vont être au centre du travail de ce sous-groupe « phénomènes » : l'écriture de contributions, qui correspondent à un état de l'art sur une thématique particulière qui doit ensuite servir à

⁶⁰⁶ ASN (2006), Compte rendu de la réunion du 7 septembre 2006, sous-groupe « objectifs de sûreté », 1 février 2006.

l'élaboration de scénarios à inclure dans le guide inondation. Ces scénarios seront appelés SRI (Situations de référence pour le risque d'inondation). Comme nous le verrons, l'élargissement à des organismes extérieurs est maîtrisé puisque ces derniers participent directement à l'écriture des contributions mais sous le contrôle de l'IRSN qui doit alors en sortir des préconisations pour un projet de guide inondation.

Un découpage par spécialisation du travail du sous-groupe « phénomènes »

L'idée de l'IRSN est alors de découper le travail en plusieurs thématiques correspondant chacune à des compétences particulières. Plusieurs réunions sont donc organisées par l'IRSN avec les différents participants constituant des sous-groupes regroupant une ou plusieurs thématiques. Entre 2007 et 2009, une cinquantaine de réunions se déroulent sur l'ensemble des thématiques définies. L'objectif final est d'établir de manière consensuelle un état de l'art sur les méthodes de caractérisation des événements extrêmes résultant des phénomènes retenus. De ce travail doivent ensuite découler des préconisations qui donneront lieu à l'écriture de scénarios pour le guide inondation.

Pour chaque phénomène, le sous-groupe examine donc les points suivants :

- « les données de base ;
- les paramètres physiques à quantifier (intensité, volumes, niveaux d'eau, ...) ;
- les méthodes de caractérisation existantes (déterministes ou statistiques), en identifiant leurs limites et, pour les méthodes statistiques, les fréquences de dépassement qu'il est possible d'atteindre ;
- l'identification et la prise en compte des incertitudes ;
- la dépendance entre les différents phénomènes/événements »⁶⁰⁷.

Une ou plusieurs organisations peuvent participer à l'élaboration de chaque contribution, celles-ci pouvant être fortement corrélées comme c'est le cas pour les pluies et les crues (Figure 76). Ainsi, Météo-France, EDF et le CEMAGREF⁶⁰⁸ participent de manière imbriquée à l'élaboration des contributions concernant les pluies et les crues, sur petit et grand bassin versant.

⁶⁰⁷ IRSN (2012). Rapport IRSN 2012-004 : « Élaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe ».

⁶⁰⁸ Qui deviendra l'IRSTEA en 2012.

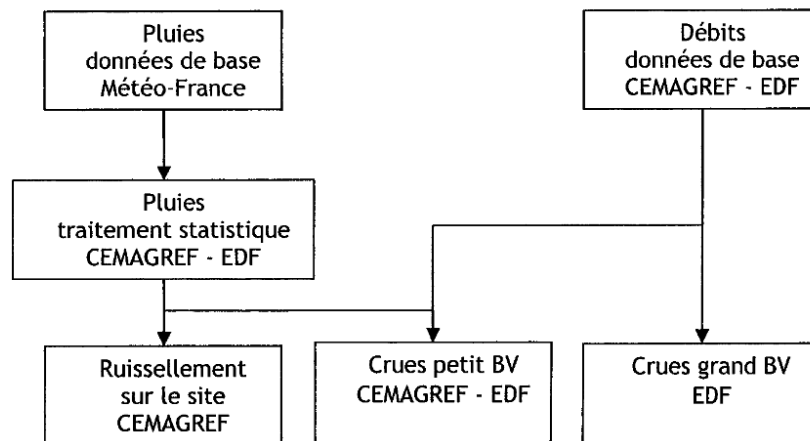


Figure 76 : Exemple de l'architecture de l'élaboration de contributions, IRSN, 2007

Ce travail est terminé en 2009 et débouche sur 22 contributions réparties en quatre grandes thématiques : « Niveau marin et évènements associés », « Crue de rivière et évènements associés », « Phénomènes pouvant affecter tous types de site » et « Thèmes transverses ». Chacune des contributions est pilotée par un ou plusieurs représentants issus des organismes travaillant pour le sous-groupe « Phénomènes ». Ces contributions forment un état de l'art scientifique sur la question du risque d'inondation.

Comme nous le montre la Figure 77, 13 organisations, représentées par 35 experts, ont participé à cet état de l'art. EDF est le pilote de plus de la moitié des contributions, participe à 21 des 22 contributions et mobilise 11 experts, notamment sur des thématiques déjà étudiées par son Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement (LNHE). L'IRSN est le second organisme le plus représenté, autant en nombre d'experts impliqués (6) qu'en nombre de participations aux contributions (17).

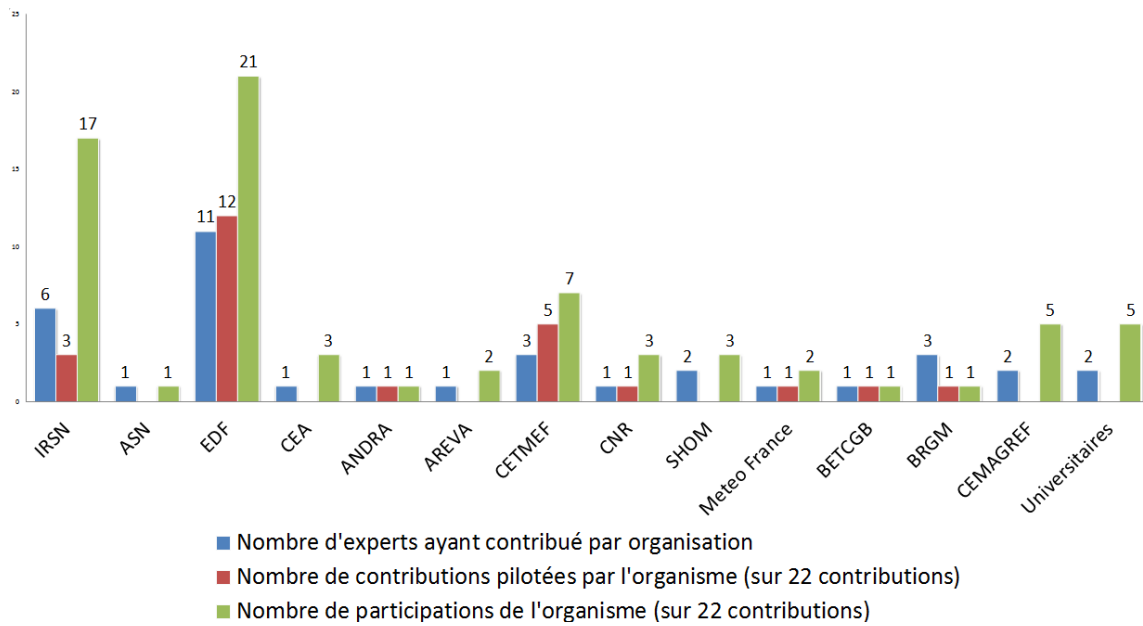


Figure 77 : Contributions et contributeurs à l'état de l'art concernant le guide inondation ASN

Le CETMEF est l'organisme extérieur le plus représenté avec trois experts et cinq pilotages de contributions (plus de pilotage que l'IRSN). Malgré la diversité des organismes présents, on peut noter, ce qui n'est pas étonnant, que l'IRSN et EDF sont surreprésentés, autant en nombre d'experts mobilisés que de contributions directes à l'état de l'art. Pour certains membres d'organismes extérieurs, la surreprésentation d'EDF a pu peser sur le fonctionnement du sous-groupe « phénomènes » : « Je pense qu'à la fin, EDF avait un grand poids sur le choix qui a été fait (...). Donc peut-être une certaine frilosité à un certain niveau d'EDF rejaillissait sur le groupe de travail de manière indirecte pour dire « il ne faut pas trop innover » hein ! Parce que ça va poser des problèmes »⁶⁰⁹. Malgré la présence de nombreux participants « extérieurs », les deux acteurs principaux de la conception du guide, EDF et l'IRSN, restent les mêmes que pour la RFS.

On observe finalement une spécialisation beaucoup plus poussée que lors de la conception de la RFS de 1984 sur la thématique « inondation », avec un découpage en de nombreuses thématiques, pilotées par des acteurs variés et avec une méthodologie formalisée, même si EDF et l'IRSN restent les principaux contributeurs. Nous verrons plus tard que cette spécialisation accrue va entraîner de nouvelles méthodes, notamment sur le cas des barrages ou encore une forme d'émulation scientifique entre l'IRSN et EDF sur la thématique des événements extrêmes. Nous observons un peu

⁶⁰⁹ Entretien avec un expert hydrologue de l'IRSTEA, 18/11/2015

plus loin la manière dont on a été réalisé ce travail autour du sous-groupe phénomènes en nous arrêtant sur la négociation autour de certaines thématiques.

3.2.3. L'écriture collective de contributions entre « experts » et « spécialistes » : un compromis complexe à trouver

Si l'état de l'art est un document scientifique, le guide inondation se doit d'être un instrument de régulation opérationnel pour les exploitants nucléaires. En effet, l'état de l'art est un document issu du travail du sous-groupe « phénomènes », le guide étant issu du travail conjoint du sous-groupe phénomène et du sous-groupe objectifs de sûreté. Le processus proposé prévoit que les contributions de l'état de l'art scientifique servent de base à l'élaboration de préconisations en vue d'écrire le projet de guide. Les organismes extérieurs sont invités à participer à l'élaboration des contributions, mais pas directement au projet de guide, qui va se faire, comme nous le verrons ensuite, dans un groupe plus restreint. Un compromis entre les « spécialistes » de l'inondation au profil plutôt scientifique et les « experts » de la sûreté au profil plutôt d'ingénieur doit donc être trouvé pour les préconisations. En effet, contrairement à l'état de l'art, le guide est un document qui a vocation à être directement utilisé par les exploitants pour la protection des installations nucléaires. Il définit des SRI, scénarios devant servir de base à la protection des installations nucléaires contre l'inondation.

Pour le passage des contributions scientifiques de l'état de l'art aux préconisations en vue d'écrire un projet de guide, l'ASN transmet de manière informelle des consignes à l'IRSN, qu'un expert inondation de l'IRSN résume ainsi : « *Pour les préconisations issues de l'état de l'art, on s'est référés aux règles données par l'ASN : on doit avoir peu de modifications des méthodes identifiées comme satisfaisantes jusque-là (exemple crue fluviales). Si des modifications sont nécessaires, il ne faut pas prendre des méthodes trop récentes car il n'y a pas assez de recul et trop d'incertitudes. Certains chercheurs voulaient prendre cette voie* »⁶¹⁰. Cette manière de voir les choses va, dans certaines réunions, rendre complexes les débats entre les scientifiques des organismes extérieurs et les experts qui représentent les industriels, comme l'explique un responsable de l'IRSTEA, un des organismes ayant participé à l'élaboration de l'état de l'art et au projet de guide : « *Je veux dire que, disons, moi ou des scientifiques vraiment universitaires, on va plutôt dire « la science aujourd'hui permet ça ». Il ne faut peut-être pas trop codifier, et se garder la possibilité de faire évoluer en fonction des avancées scientifiques. Pour justement bien identifier les phénomènes, et c'est seulement*

⁶¹⁰ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 27/11/2014

de cette façon-là qu'on évite des mauvaises surprises. Les représentants des organismes qui gèrent les installations, ils sont forcément un peu plus conservateurs dans l'idée, ils savent que chaque nouvelle règle, ça coûte de l'argent, ça implique des changements »⁶¹¹. Un représentant d'AREVA ayant participé au groupe de travail résume ces difficultés : « On a une difficulté sur le sujet : les spécialistes sont différents des experts⁶¹². Le spécialiste ne fait pas le lien avec la décision. Dans le groupe de travail, il y a des spécialistes et des experts (...). Le problème de fond consiste à établir un consensus »⁶¹³. D'ailleurs, pour ne pas se laisser dépasser, les experts représentant les exploitants n'hésitent pas à contacter leurs collègues sur le terrain pour pouvoir anticiper les modifications que pourrait engendrer le guide sur certaines installations.

L'idée d'obtenir un compromis entre les méthodes scientifiques disponibles et la faisabilité industrielle est également ancrée dans l'esprit des spécialistes des organismes extérieurs : « Effectivement dans le groupe de travail, il y a eu des discussions. Non seulement sur l'état de l'art, mais effectivement sur quelle méthode appliquer, avec disons, -là je vais être carrément caricatural-, des gens qui ont des installations, qui disent qu'il ne faut surtout pas se mettre dans des études compliquées et coûteuses ; et puis des gens qui disent, mais on fait mieux, mais il y a tel scénario qu'il faut aussi étudier, alors voilà ! Et en fait ils vont dire, de toute façon on ne fait jamais assez, parce qu'effectivement il faut penser au scénario auquel on ne pense pas. Donc, il y a eu un compromis de fait »⁶¹⁴.

Les organismes invités participent alors également à la recherche de ce compromis. Cette recherche de compromis va être favorisée par la structure de la recherche et de l'ingénierie sur les questions d'inondation en France, autour de quelques organismes et bureaux d'études qui, globalement, partagent plutôt les mêmes méthodes et outils et ont l'habitude de travailler ensemble. Certains membres du sous-groupe « phénomènes » se connaissent d'ailleurs déjà bien.

En effet, depuis la fin de la seconde guerre mondiale, la Société Française d'hydrotechnique (SHF) a structuré la recherche autour de ces questions, notamment par l'intermédiaire d'EDF, qui reste

⁶¹¹ Entretien avec un expert hydrologue de l'IRSTEA, 18/11/2015.

⁶¹² Selon ce responsable d'AREVA, l'expert fait un lien direct avec les questions de sûreté nucléaire et le spécialiste est plutôt un expert « scientifique ». Dans notre cas, cette distinction reviendrait à classer un expert Sûreté d'AREVA ou de l'IRSN comme un « expert » et un hydrologue de l'IRSN ou d'un organisme extérieur comme un « spécialiste ».

⁶¹³ Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015.

⁶¹⁴ Entretien avec un expert hydrologue de l'IRSTEA, 18/11/2015.

aujourd'hui un acteur, si ce n'est l'acteur principal du domaine, accompagné de l'IRSTEA⁶¹⁵. Les collaborations sont alors nombreuses entre ces deux organismes, entraînant une forme d'émulation plus que de compétition entre laboratoires, comme l'explique l'actuel président de la SHF : « *Aujourd'hui il y a... au niveau français, je ne sens pas de compétition, une émulation oui. Beaucoup de collaboration aussi. Parce que les gens ont pris conscience qu'en France les compétences en hydraulique sont plutôt dispersées entre celles qui sont à Chatou à EDF, celles qui sont dans les différentes structures de l'IRSTEA, celles qui sont à l'IFREMER, celles qui sont dans les labos universitaires* »⁶¹⁶. Finalement, à part sur certaines thématiques dont nous parlerons dans la sous-section suivante, il y a peu de controverses scientifiques bloquantes. De même, les organismes invités ont une longue tradition de collaboration avec des industriels, comme c'est le cas par exemple de l'IRSTEA ou du BRGM. Enfin, ce phénomène de consensus est amplifié par un découpage net entre les aspects « caractérisation de l'aléa » et « protection ». Pour ce deuxième volet, géré par des experts de la sûreté et non des spécialistes de l'inondation, les organismes extérieurs ne sont pas conviés au débat.

3.2.4. La rédaction d'un projet de guide et la mise en consultation : un resserrement de la conception du guide autour des organisations du régime de régulation

Suite à la rédaction de préconisations issues du sous-groupe « phénomènes » (dont nous verrons le rôle dans la sous-section suivante), un projet de guide est rédigé par un groupe plus restreint : « Ce document a été préparé par un groupe plus resserré, constitué de représentants d'AREVA, de l'ASN, d'EDF et de l'IRSN, qui a mis en cohérence les éléments disponibles, en s'attachant à proposer une rédaction consensuelle »⁶¹⁷. Les organismes extérieurs ne sont plus conviés aux réunions liées à l'écriture du guide dans sa version définitive. Un responsable de l'IRSTEA explique : « *Donc voilà, l'IRSN à un moment donné a tranché, a fixé un compromis, et a dû le repasser à l'ASN qui a accepté ou pas le compromis de l'IRSN* »⁶¹⁸.

Ce groupe de travail restreint obtient alors un consensus sur la majorité des sujets. Trois points importants restent néanmoins en suspens, au moment de la mise en consultation de ce projet de

⁶¹⁵ Le CEMAGREF devient l'IRSTEA en 2011.

⁶¹⁶ Entretien avec un responsable de la SHF, 21/11/2016.

⁶¹⁷ IRSN (2012). Rapport IRSN « Élaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe », 2012.

⁶¹⁸ Ibid.

guide : la question des surcotes et de la méthode à employer pour les évaluer, l'onde de propagation liée à une rupture de barrage et le scénario lié aux pluies⁶¹⁹.

Une consultation pour les organismes ayant participé à l'élaboration du guide

Après quelques modifications de forme et un examen par le Collège de l'ASN (nous reviendrons sur son rôle par la suite), le projet de guide est transmis en juin 2010 aux organisations ayant participé à son élaboration⁶²⁰ en proposant que chaque observation soit accompagnée d'une proposition de modification. Le projet est également transmis à d'autres organisations pour recueillir leurs retours. Parmi ces organisations extérieures à la conception du guide, on retrouve les organisations syndicales, le MEDEF, mais également des associations environnementales comme Greenpeace, Robin des bois, l'Association pour le Contrôle de la Radioactivité dans l'Ouest (ACRO) ou France Nature Environnement.

Au final, 350 propositions sont recueillies entre juin et septembre 2010, date de la clôture de la consultation. Mais il n'y aura aucun retour des organisations extérieures à la rédaction du guide. Les organismes ayant envoyé ces 350 propositions de modifications sont les suivants :

- ANDRA, AREVA, CEA, EDF, GDF Suez Nucléaire France (GSNF)⁶²¹,
- l'ASND⁶²² et l'ASN Bordeaux,
- la DREAL Centre (La DREAL centre est notamment intéressée par les sites des bords de Loire),
- le CEMAGREF,
- Météo-France,
- l'IRSN.

L'IRSN constitue ensuite un dossier et classe les propositions selon leur importance : modification de forme, modification de fond nécessitant des échanges, modification de fond ne nécessitant pas de nouveaux échanges.

⁶¹⁹ Nous reviendrons ensuite sur les deux premiers points qui ne font pas consensus mais nous ne reviendrons pas sur le scénario lié aux pluies dans la suite de notre travail, qui va finalement faire l'objet d'un consensus lors du GP de 2012.

⁶²⁰ ASN (2010). Futur guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes – Lancement de la consultation. Document ASN Codep-DCN-2010-026273 du 24 juin 2010.

⁶²¹ Qui se sont mis d'accord pour faire les mêmes retours sur le projet de guide inondation dans l'optique de peser davantage dans la négociation.

⁶²² L'ASND est la branche en charge du contrôle des sites militaires de l'ASN.

Un resserrement de la conception autour des organisations directement concernées

A l'issue de la consultation, un groupe restreint composé de représentants des exploitants, de l'IRSN et de l'ASN, intègre les différents retours et tente de trouver des solutions aux problèmes qui n'ont pas encore été réglés. L'idée est alors que le guide, dans sa version définitive, doit être écrit par les organisations directement concernées, comme l'explique un responsable de l'IRSN : « *L'idée, pour ne pas brider le dialogue, était que la livraison du groupe de travail n'engageait que ses membres* »⁶²³. Pour résumer, le guide ne devait engager que l'IRSN, l'ASN et les exploitants, les organismes invités étant engagés seulement sur l'état de l'art. L'IRSN propose alors d'organiser plusieurs réunions techniques afin d'examiner les propositions de modifications nécessitant un échange avec les exploitants. Ces réunions techniques impliquent l'ASN, l'IRSN, l'ANDRA, AREVA, le CEA, EDF, GSNF et SOCODEI⁶²⁴. Il est intéressant de noter la présence d'un nouvel acteur, GDF SUEZ (aujourd'hui ENGIE), qui avait, à l'époque, l'ambition de développer une activité nucléaire en France⁶²⁵.

⁶²³ Entretien avec un responsable de l'IRSN, 17/03/2015.

⁶²⁴ SOCODEI est une filiale du groupe EDF à vocation industrielle, spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement radioactifs.

⁶²⁵ Opérateur du nucléaire, ENGIE possède et exploite 7 réacteurs en Belgique avec Electrabel, dispose de droits de tirage dans les centrales de Chooz et Tricastin en France (1 208 MW, équivalent à un réacteur nucléaire) et des droits de tirage en Allemagne (source : <http://www.gdfsuez.com/activites/electricite/nucleaire/>, page web consultée le 12/12/2015). Au tournant des années 2000-2010, GDF SUEZ envisageait de construire un réacteur nouveau dit « ATMEA » sur le sol français.

Réunion d'instruction	Compte-rendu	Thèmes abordés
09/02/2011	DEI/SARG/2011-0183 [15]	Principe des SRI Evolution climatique Gestion des incertitudes Effet falaise Paramètres à surveiller
14/03/2011	DEI/SARG/2011-0184 [16]	Niveau marin Seiche Clapot
05/04/2011	DEI/SARG/2011-0259 [17]	DDOCE Rupture d'ouvrage de retenue
10/05/2011	DEI/SARG/2011-0260 [18]	Cadre, champ d'application et objet du guide Principes de sûreté Dispositions matérielles de protection Prise en compte des effets induits par la SRI Evaluation des conséquences des SRI
24/05/2011	DEI/SARG/2011-0261 [19]	Pluies Crue sur un petit bassin versant Crue sur un grand bassin versant
21/06/2011	DEI/SARG/2011-0445 [20]	Réunion « balai » : focus sur le niveau marin et le tsunami
14/10/2011	PRP-DGE/SCAN/2012-007 [21]	Rupture d'ouvrage de retenue

Figure 78 : Tableau des réunions d'instruction du guide inondation (IRSN, 2012)

Comme nous le montre la Figure 78, six réunions se déroulent entre l'IRSN et les exploitants de février à octobre 2011. Chaque réunion est alors l'occasion de traiter plusieurs thématiques, que ce soit au niveau de la caractérisation des aléas ou au niveau des objectifs et principes de sûreté associés au guide inondation. Il est à noter que les aspects « protections » sont également traités dans cette dernière révision du guide, ce qui n'était pas le cas avec les organisations extérieures. Ces réunions permettent de modifier le projet de guide en vue de la prochaine réunion des GP consacrée à son examen. Celle-ci, prévue initialement en 2011, se tiendra finalement en 2012, le calendrier n'étant pas tenable pour les différents acteurs représentés compte tenu de la survenue de l'accident de Fukushima en mars 2011 et des Évaluations Complémentaires de Sûreté (ECS), qui mobilisent de nombreux moyens. Il est également important de signaler que deux réunions, avec Météo-France puis avec l'IRSTEA, sont programmées pour traiter spécifiquement des propositions émanant de ces deux organismes lors de la consultation des publics. En effet, l'IRSTEA semble alors être assez critique sur le projet de guide et explique que « *ce document constitue globalement une synthèse assez générale de principes et de méthodes, ne rend pas nécessairement compte des avancées récentes méthodologiques et scientifiques. Sauf à compléter ce document par un ouvrage plus détaillé, il y a*

lieu de s'interroger quant à l'usage qui pourra en être fait, par rapport à la mise en œuvre des méthodes hydrologiques et hydrauliques »⁶²⁶.

Lors d'une réunion concernant les retours de l'IRSTEA entre l'IRSN, l'IRSTEA et EDF, les débats vont être nombreux, notamment sur les méthodes préconisées par le projet de guide, au regard de l'état de l'art scientifique. Sur un des scénarios critiqué par l'IRSTEA (crue sur un petit bassin versant), EDF répond alors " *Concernant l'identification des meilleures méthodes disponibles, EDF/DTG est assez d'accord avec le point de vue du CEMAGREF. Néanmoins, le compromis présenté dans le projet de guide ne lui semble pas totalement illégitime. Il s'agit en effet de présenter une méthode « bricolée » mais qui devrait permettre de garantir un objectif cible décennal si elle est correctement appliquée »⁶²⁷. Sur un autre scénario (crue sur grand bassin versant), également critiqué par l'IRSTEA, « *L'IRSN indique que la méthode et l'intervalle de confiance retenus dans la RFS 1.2.e pour les crues ont été reconduits car ils n'ont pas été remis en cause par le REX depuis leur mise en application »⁶²⁸, alors que l'IRSTEA « *considère que reconduire les pratiques existantes laisse peu de place aux progrès scientifiques »⁶²⁹. Le passage entre les contributions de l'état de l'art et le projet de guide semble alors frustrer les spécialistes de l'IRSTEA.***

C'est notamment suite à une suggestion de l'IRSTEA que la décision de rendre public l'état de l'art scientifique sur le sujet va être prise, alors qu'au départ, cet état de l'art n'avait pas vocation à être diffusé. Dans la dernière ligne droite de la conception du guide, le recentrage autour des organismes impliqués directement dans la sûreté nucléaire nous montre une reprise en main. En ce sens, la conception du guide ne sera pas fondée exclusivement sur les meilleures techniques disponibles mais sur un compromis entre ces techniques et leur application possible pour la sûreté des installations nucléaires.

L'échec de la consultation du grand public

L'ASN met également le projet de guide en consultation sur son site internet, à destination du grand public, du 25 mai au 25 septembre 2010. L'ASN explique alors sur le page de la consultation : « Dans le cadre de sa démarche de développement de la transparence et de l'information des publics, l'ASN

⁶²⁶ CEMAGREF (2010). Courrier du CEMAGREF à l'ASN, « Consultation sur le futur guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes », 13 septembre 2010.

⁶²⁷ IRSN (2011). « Compte-rendu de la réunion du 18 avril 2011 « Remarques du CEMAGREF sur le projet de guide inondation », 27 mai 2011.

⁶²⁸ Ibid

⁶²⁹ Ibid

lance une consultation du public sur un projet de guide relatif à la protection des installations nucléaires de base (INB) contre les inondations externes »⁶³⁰. Cette consultation du grand public ne donnera qu'un seul commentaire déposé sur le site internet de l'ASN, dont la technicité montre qu'il ne provient sans doute pas du « grand public ». Il semble que la complexité technique du sujet, mais également la faible communication organisée autour de cette consultation, et sa temporalité (l'accident de Fukushima n'était pas encore arrivé) soient des éléments explicatifs de cette faible participation. Comme l'explique un chargé d'affaire de l'ASN en charge du dossier, « *Je pense que c'est une méconnaissance du fait qu'on peut aller sur le site de l'ASN. Voilà d'une part, et puis ensuite ça reste des sujets très techniques donc il faut que ce soit la bonne personne, enfin le bon expert qui soit au courant* »⁶³¹.

La consultation du public, tout comme celle des organisations syndicales et des associations environnementales, se sera donc limitée, in fine, aux experts compétents dans le domaine, malgré une volonté affichée d'ouverture au public.

Sur la base de ce nouveau projet de guide, une saisine ASN⁶³² accompagnée du projet de guide est envoyée à tous les membres des GP⁶³³ le 27 février 2012. Cette saisine précise que l'ASN souhaite recueillir l'avis des groupes permanents d'experts sur un nouveau projet de guide inondation mais également sur certains points n'ayant pas fait l'objet d'un consensus.

3.3. Les invariants de la conception des instruments : la négociation de compromis au centre du travail de régulation

Comme lors de la conception de la RFS, la définition d'un objectif probabiliste, pour cadrer la fabrication des scénarios, va être un enjeu important. En effet, sur la base des travaux du sous-groupe phénomènes, les membres du sous-groupe « objectifs de sûreté » vont tenter de définir un objectif cible homogène pour tous les scénarios du guide inondation. Rappelons qu'un objectif cible de 10^{-4} correspond à la volonté de dimensionner les installations pour prendre en compte des scénarios

⁶³⁰ <https://www.asn.fr/Reglementer/Participation-du-public/Installations-nucleaires-et-transport-de-substances-radioactives/Archives-des-participations-du-public/Consultation-sur-le-projet-de-guide-de-l-ASN-inondations-externes>, page internet consultée le 09/02/2018.

⁶³¹ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 23/11/2015

⁶³² ASN (2012). Réunion des Groupes permanents d'experts « réacteurs », « laboratoires et usines » et « déchets ». Guide relatif à la protection des INB contre les inondations d'origine externe. Document ASN CODEP-DCN-2011-005941 du 27 février 2012.

⁶³³ Comme en 2007, les GP Réacteurs et Usines sont représentés lors de cette réunion du GP.

ayant une chance de se produire une fois tous les 10 000 ans. Comme nous le verrons, si l'ASN est responsable de définir cet objectif cible, il est finalement une construction collective entre tous les acteurs, opérant un compromis entre connaissances scientifiques, réalisme industriel et acceptabilité politique.

Ensuite, la discussion sur l'application du guide à toutes les installations nucléaires va faire l'objet de nombreux débats et notamment d'une confrontation entre des membres du GP et les exploitants d'un côté, et l'IRSN et l'ASN de l'autre.

Cette sous-section sera donc l'occasion d'analyser la manière dont fonctionne, lors de la conception du guide inondation, ce travail de régulation dont la négociation et la recherche d'un compromis, sur des thématiques récurrentes, sont une des principales caractéristiques.

3.3.1. La construction collective et négociée d'un objectif probabiliste

La définition « d'objectifs probabilistes », qui était déjà au cœur de la négociation pour la RFS va l'être également pour la conception du guide inondation. Pour rappel, un objectif de sûreté peut se traduire par des objectifs chiffrés associés à la période de retour d'un phénomène (par exemple, un objectif de 10^{-3} pour un aléa correspond à une crue millénale). Pour atteindre un certain niveau d'objectif de sûreté (par exemple 10^{-4}), les experts et décideurs doivent alors le plus souvent combiner des phénomènes ou associer des marges au calcul d'un phénomène. Ce travail est donc celui du sous-groupe « objectifs de sûreté ».

Comme nous allons le voir, la définition d'objectifs probabilistes chiffrés est souvent proposée par l'expert, qui apparaît comme plus compétent que le contrôleur pour définir un objectif « acceptable », en termes de sûreté et en termes de coût pour l'exploitant.

Fixer un objectif probabiliste : le contexte international et historique

Nous l'avons déjà observé au chapitre 4, la définition d'un objectif de sûreté pour l'inondation relève de plusieurs enjeux, scientifiques (quelle cible probabiliste est-il possible de justifier scientifiquement ?) et politiques (qu'est-ce qui est raisonnablement acceptable, en matière de sûreté et de coût pour l'exploitant ?). Entre 1978 et 1984, c'est l'IPSN et EDF qui sont au cœur de la négociation autour d'un objectif probabiliste. Pour la conception du guide inondation, c'est le sous-groupe « objectifs de sûreté » piloté par l'ASN, qui doit fournir cet objectif.

En 2007, lors des premières réunions du sous-groupe « objectifs de sûreté », l'IRSN présente ainsi les choses : « Pour les réacteurs uniquement : une probabilité annuelle d'une inondation du site de 10^{-3}

ou 10^{-4} n'est pas suffisante dans la mesure où l'objectif de sûreté en termes de fusion du cœur (INSAG 4) est de 10^{-4} (toutes agressions confondues). En outre, pour les nouveaux réacteurs, cet objectif de sûreté est plus sévère et fixé à 10^{-5} »⁶³⁴. L'idée de reprendre un objectif de 10^{-4} apparaît alors comme insuffisante pour les réacteurs, notamment car le guide doit s'adresser aux nouveaux réacteurs. L'objectif de 10^{-5} présenté par l'IRSN provient de deux sources : les travaux de l'INSAG que nous avons déjà présentés précédemment (voir chapitre 3) et les travaux sur l'EPR. Dès les années 2000, les experts français et allemands présentent des directives techniques concernant les futurs réacteurs. Il est notamment indiqué qu'«une réduction significative de la fréquence globale de fusion du cœur doit être obtenue pour les tranches nucléaires de la prochaine génération. La mise en œuvre d'améliorations de la défense en profondeur de ces tranches devrait conduire à l'obtention d'une fréquence globale de fusion du cœur inférieure à 10^{-5} par année par réacteur, en tenant compte des incertitudes et de tous les types de défaillances et d'agressions »⁶³⁵. Dans le même temps, EDF présente une nouvelle version de sa démarche Rex-Blayais qui précise qu'«on considère que les conjonctions retenues doivent être telles que leur fréquence d'occurrence plausible reste, en ordre de grandeur, équivalente à celle implicitement admise pour la crue fluviale exceptionnelle (crue millénaire + 15%) définie dans la RFS I.2.e »⁶³⁶. Finalement, dans les différentes réunions du sous-groupe « objectifs de sûreté », un consensus se dégage peu à peu pour retenir un objectif cible de 10^{-4} sur les scénarios, ce qui correspond à l'objectif déjà visé par la RFS I.2.e. Cet objectif sera également repris par la WENRA dont nous avons traité au chapitre 3 et dont nous reparlerons plus tard.

10⁻⁴, un objectif consensuel mais difficile à atteindre pour tous les scénarios

L'IRSN présente, lors de la réunion du sous-groupe « Objectifs de sûreté » de décembre 2007, un état des lieux des probabilités d'occurrence des différents phénomènes retenus dans la démarche Rex-Blayais. Cet état des lieux (Figure 79) montre que, suivant les phénomènes, l'objectif de 10^{-4} est dépassé, non atteint ou encore très complexe à définir. L'IRSN observe donc une certaine hétérogénéité entre les différents phénomènes considérés dans le Rex-Blayais en matière d'objectifs probabilistes. Le problème est notamment lié à un mélange entre des événements que les experts ont probabilisés et d'autres qui sont définis de manière déterministe. Pour répondre à cette

⁶³⁴ ASN (2007). Compte rendu de la réunion du 22 juin 2007, « sous-groupe « objectifs de sûreté », 28 juin 2007.

⁶³⁵ ASN (2004). « Directives techniques pour la conception et la construction de la prochaine génération de réacteurs nucléaires à eau sous pression », 2004.

⁶³⁶ EDF/SEPTEN (2008). « Éléments d'explicitation de la note de doctrine ENSN0000850D précisant les règles de vérification des dispositions de protection des tranches nucléaires vis-à-vis du risque d'inondation externe », 2008.

difficulté, l'ASN décide, lors de la même réunion, de retenir une probabilité d'occurrence de 10^{-4} /an applicable à tous les aléas. Le guide inondation devra donc couvrir tous les aléas ayant une chance de se produire une fois tous les 10 000 ans. Cette probabilité impacte directement le dimensionnement des protections puisque celles-ci doivent alors couvrir tous les risques d'inondation externe correspondant à cette probabilité d'occurrence.

Etat des lieux des aléas et conjonctions retenues dans le REX Blayais

Phénomène	Aléa	Evènement principal	Fréquence de l'évènement	Conjonction / Majoration REX Blayais	« cohérence » par rapport à un objectif de 10^{-4} /an
Crue Fluviale	CF	crue millénale (IC 70%)	10^{-3} /an	Crue Millénale (IC 70%) majoré de 15 %	tend vers l'objectif
Rupture de Barrage	REB	effacement		rupture sur crue centennale	approche déterministe
Marée + surcote	CBMS	surcote millénale (IC 70%)	10^{-3} /an	surcote millénale (IC 70%) sur marée astronomique max.	OK (plutôt $< 10^{-5}$ /an)
Tsunami	CBMT	couvert par CBMS			OK atlantique méditerranée à voir
Crue en estuaire	CE	cf. CF ou CBMS	cf. CF ou CBMS	cf. CF ou CBMS	cf. CF ou CBMS

Etat des lieux des aléas et conjonctions retenues dans le REX Blayais

Phénomène	Aléa	Evènement principal	Fréq. évèn ^t	Conjonction / Majoration REX Blayais	« cohérence » par rapport à un objectif de 10 ⁻⁴ /an
Houle	CBMH	centennal (IC 70%)	10 ⁻² /an	houle centennale (IC 70%) sur niveau « CMS » maritime	OK
Clapot	IVF	issu d'un vent centennal (IC 70%)	10 ⁻² /an	clapot issu du vent centennal (IC 70%) sur crue fluviale millénaire ou sur niveau « CMS » maritime (GRA) ou sur niveau « CMS » maritime + CBMH (BLA)	OK (mais pas de justif. rigoureuse)
Pluie de forte Intensité	PFI	centennal (IC 95%)	10 ⁻² /an	centennal (IC 95%)	NON
Pluie Régulière et Continue	PRC	centennal (IC 95%)	10 ⁻² /an	- centennal (IC 95%) conjugué avec crue fluviale ou maritime centennale - décennal (IC 95%) conjugué avec niveau « CMS » fluvial ou maritime	? (pas de justification)
Dégradation Ouvrage ou Canalisations	DOC	effacement		déterministe à partir de l'ouvrage le plus pénalisant	approche déterministe
Rupture de circuit et/ou d'Equipement	RCE	rupture		déterministe à partir de l'ouvrage le plus pénalisant	hypothèses à revoir
Intumescence	INT	déterministe		déterministe par rapport au niveau d'eau « max »	approche déterministe
Remontée de Nappe Phréatique	NP	déterministe		Déterministe à partir du niveau NP max historique et du niveau « CMS » fluvial ou maritime, ou des PFI	???
Seiche	non traité par EDF (considéré couvert par CBMH)				

3/3 Réunion du GT Guide Inondation 13 décembre 2007 **IRSN**

Figure 79 : Etat des lieux des aléas et conjonctions retenus dans le Rex-Blayais, IRSN, 2007

Ce chiffre de 10⁻⁴ apparaît comme une forme de consensus entre les experts (exploitants et IRSN) comme l'explique un expert de l'IRSN : « on s'accorde sur le 10⁻⁴ »⁶³⁷. Cet objectif laisse alors une grande souplesse aux experts pour trouver un consensus sur la manière de traiter les « incertitudes », comme l'explique un autre expert inondation de l'IRSN : « A la demande du sous-groupe « phénomènes », l'ASN a précisé un objectif de probabilité de dépassement de 10⁻⁴/an qui « couvre les incertitudes ». Cette notion d'incertitude laisse la place à l'interprétation. Ce paramètre a été décisif pour orienter les préconisations sur les aléas »⁶³⁸. En effet, pour l'ASN, cet objectif de 10⁻⁴ est une cible. Si les experts considèrent que cet objectif n'est pas atteint, des marges ou des combinaisons d'aléas doivent être ajoutées au scénario de base. Ensuite, les installations doivent également mettre en place des marges au niveau des protections suivant les enjeux en termes de danger représenté par l'installation. Finalement, si le choix d'un objectif 10⁻⁴ apparaît comme un choix assez consensuel pour les différents acteurs, pour l'IRSN, pour bon nombre de scénarios de la démarche Rex-Blayais, il apparaît que l'objectif de 10⁻⁴ n'est soit pas démontré, soit pas atteint. Toutefois, l'IRSN et l'ASN considèrent qu'on fait mieux que la RFS, car si on reste sur le même objectif

⁶³⁷ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 12/02/2015.

⁶³⁸ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 27/11/2014.

que la RFS, on y intègre de nombreux scénarios complémentaires. Pour EDF, l'objectif 10^{-4} apparaît comme une limite industrielle. La conception des centrales ayant été réalisée sur un événement de 10^{-3} (avec des marges dans l'idée de s'approcher, sans pouvoir le prouver scientifiquement, d'un 10^{-4}) pour l'inondation, il n'est pas possible d'aller au-delà, sans un coût très important. De plus, les travaux liés à la démarche Rex-Blayais sont en cours et basés sur des scénarios correspondant à un objectif probabiliste de 10^{-4} . Pour l'ASN, l'objectif 10^{-4} correspond aux objectifs de l'INSAG 12 et l'utilisation de cet objectif répond également à un besoin de légitimité au niveau international. Enfin, pour les autres exploitants présents dans le sous-groupe « phénomènes » (CEA, AREVA et ANDRA), l'aléa doit être modulé en fonction du type d'installation qui détermine l'ampleur des conséquences d'un accident, mais l'ASN précise que « *concernant les exigences proportionnées aux enjeux de sûreté (remarque formulée lors du GP), il a été défini que l'aléa est le même pour tous. Le niveau de protection peut en revanche être différent suivant les installations* »⁶³⁹. Les exploitants d'installations de recherche et d'installations du cycle du combustible acceptent finalement de considérer que le 10^{-4} ne s'appliquera qu'aux aléas et que les protections seront différentes en fonction des installations, comme l'explique un représentant d'AREVA : « *L'administration est sur un dogme qui est d'avoir le même aléa sur tous les sites. Il n'y a pas le même niveau d'exigence pour toutes les INB. L'ASN ne voulant pas lâcher sur l'aléa, elle doit lâcher sur l'aval. Sur le terrain, le niveau de protection est arbitré* »⁶⁴⁰.

Nous pouvons noter que le débat sur les objectifs probabilistes ne semble pas remettre en cause des choix qui ont été faits bien avant la conception du guide inondation. Si le guide reprend finalement un objectif de sûreté déjà existant (10^{-4}), il semble important de noter les spécialistes de l'IRSN participent alors activement à la création de cet objectif, avec l'ASN et les exploitants.

Le débat sur un objectif commun de 10^{-4} sur les scénarios semble clos dès 2007 mais il va resurgir, sous une autre forme, lors de la dernière réunion du GP concernant le guide inondation, en 2012. En effet, si un consensus est obtenu sur un objectif commun pour tous les scénarios, les acteurs semblent d'accord pour admettre que les installations ne présentent par toutes les mêmes risques.

⁶³⁹ ASN (2007). Compte-rendu de la réunion du 18 septembre 2007 du sous-groupe « objectifs de sûreté ».

⁶⁴⁰ Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015.

3.3.2. L'imbroglie autour du concept de « proportionnalité aux enjeux »

Le cadre de l'arrêté INB

En 2012, un arrêté dit « arrêté INB » est publié (voir chapitre 3). L'arrêté précise notamment, dans son premier article : « Le présent arrêté fixe les règles générales applicables à la conception, la construction, le fonctionnement, la mise à l'arrêt définitif, le démantèlement, l'entretien et la surveillance des installations nucléaires de base, pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. Leur application repose sur une approche proportionnée à l'importance des risques ou inconvénients présentés par l'installation »⁶⁴¹. Cette idée d'une approche proportionnée est une volonté des exploitants, qui considèrent que l'analyse de sûreté doit se faire en fonction des dangers présentés par l'installation. Pour le dire plus simplement, une installation peut être plus ou moins protégée en fonction du risque qu'elle présente. Pour les exploitants, ce concept de proportionnalité est fondamental car il entérine dans la réglementation une forme de réalisme industriel sur les questions de sûreté à un moment où l'industrie nucléaire française est en crise (voir chapitre 3). Comme nous allons le voir, ce concept de proportionnalité fait l'objet d'interprétations très différentes, notamment lors de la dernière réunion du GP avant la publication du guide inondation, en mai 2012.

Un vote « exceptionnel » lors de la réunion du GP

Le 24 mai 2012 se déroule la réunion des Groupes Permanents (Réacteurs et Usines) ayant pour objectif d'adopter le projet de guide. Le débat d'abord centré sur les scénarios des SRI (Situation de référence pour le risque d'inondation) va rapidement déborder sur des problématiques beaucoup plus générales et se déplacer sur le concept de « proportionnalité aux enjeux ». Pour le CEA et AREVA se pose la question de l'intérêt de protéger de manière trop précautionneuse des installations considérées comme moins risquées que des REP. C'est donc un débat a priori réglé lors de la conception du guide inondation qui ressurgit. Les débats du GP 2012 vont être l'occasion pour les exploitants et certains membres du GP de mettre en avant la difficulté d'appliquer certaines SRI à des INB où les conséquences sont limitées du point de vue de la sûreté, en cas d'inondation. Comme l'explique un exploitant lors du GP de 2012 : « *Je voulais donner quelques petits éléments d'argumentaire peut-être pour rappeler que ce qui est aujourd'hui dans l'alinéa 1.1 de l'arrêté INB, on l'a obtenu – nous exploitants – lors de l'audition ultime devant les membres du collège parce que, pendant deux ans, on n'avait pas réussi à faire rentrer cette proportionnalité dans ce texte*

⁶⁴¹ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

*fondamental. C'est le cas aujourd'hui (...). On essaie, bien sûr, de décliner cette proportionnalité dans tout le travail que l'on réalise aujourd'hui »⁶⁴². Pour ces experts, le dimensionnement envisagé par le projet de guide pour les protections apparaît disproportionné face aux enjeux de sûreté de certaines INB. A ce stade en 2012, le guide mentionne que « *Le niveau de protection est adapté aux risques présentés par l'installation »⁶⁴³. Pour les exploitants, cette mention est floue et un membre du GP va proposer d'aller plus loin. Ce membre du GP explique sa position : « *Alors j'étais intervenu sur un point, je me suis attrapé avec d'autres membres du groupe permanent, mais j'ai été soutenu par ceux en particulier du CEA. On voulait appliquer le guide des installations « pur et dur » je dirais, à des installations anciennes du CEA, alors que le risque était relativement faible et que par contre, les modifications que cela eût impliquées, auraient été extrêmement lourdes. Et donc j'estimais que le rapport coût/bénéfice ne plaidait pas en fonction de l'application pure et dure du guide. »⁶⁴⁴. Il propose donc d'ajouter la phrase suivante : « *Pour les installations existantes, y compris les installations en démantèlement, la protection des fonctions de sûreté est à juger au regard des conséquences de leurs défaillances éventuelles liées à chaque SRI pertinente »⁶⁴⁵. Le débat lors du GP tourne alors au quiproquo car personne ne semble en mesure de comprendre si cette phrase permet ou non de prendre en compte la proportionnalité aux enjeux au moment du choix des scénarios (SRI) ou des dispositifs de protections (Protections).****

Suite à des discussions nombreuses et houleuses sur le sujet, le président du GP décide de soumettre la proposition de modification à un vote. Le vote en GP est exceptionnel et va à l'encontre de la philosophie habituelle de recherche d'un consensus entre les acteurs, comme l'explique un responsable de l'IRSN : « *Le cas d'un vote dans ce cas est exceptionnel et le résultat n'est pas satisfaisant. La sûreté est par nature un compromis »⁶⁴⁶. L'idée pour les membres du GP favorables à ce vote est d'intégrer le fait que les SRI soient modulables en fonction du risque que présente l'installation pour répondre à l'idée de proportionnalité. Pour l'IRSN et l'ASN notamment, l'exploitant doit d'abord faire un état des lieux des « fonctions de sûreté » à protéger vis-à-vis de l'inondation, et c'est dans ce choix que doit s'appliquer la proportionnalité. On retrouve deux visions qui*

⁶⁴² ASN (2012). Relevé de discussions de la réunion GPR-GPU du 09/05/2012. Document ASN CODEP-MEA-2012-061645 du 22 novembre 2012.

⁶⁴³ Ibid

⁶⁴⁴ Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016

⁶⁴⁵ ASN (2012). Relevé de discussions de la réunion GPR-GPU du 09/05/2012. Document ASN CODEP-MEA-2012-061645 du 22 novembre 2012.

⁶⁴⁶ Entretien avec un responsable de l'IRSN, 13/04/2015.

s'affrontent : une vision intégrant plus de réalisme industriel dès la phase d'évaluation des risques, et une autre vision jugeant que l'évaluation des risques doit être scientifique et détachée des autres aspects (notamment de la définition des protections, qui est du ressort de l'exploitant). En filigrane, c'est le principe de séparation entre l'évaluation et la gestion du risque, que nous avons évoqué ci-avant, qui est ainsi remis en débat. Il est intéressant par ailleurs de noter que le désaccord ne porte pas sur l'application ou non de la proportionnalité aux enjeux, qui fait consensus, mais sur le moment où intervient ce principe (plutôt dans la définition des protections, ou au moment de l'évaluation du risque).

Comme l'explique un chargé d'affaire de l'ASN, « *il a fallu quand même qu'on appuie notre raisonnement, mais l'aléa est le même pour tout le monde. Et ensuite, ce que vous mettez en place, vous l'adaptez. C'est vraiment la deuxième partie du guide. La première partie est la même pour tout le monde, la deuxième partie change. On ne peut pas accepter d'avoir un aléa pour EDF Tricastin à 5 mètres, je ne sais pas, ou 8 mètres, et puis l'autre en face, côté AREVA (...) à 2 mètres !* »⁶⁴⁷. A 17 voix pour et 7 voix contre, l'amendement proposé est validé par les membres du GP. Le guide intègre, comme c'était déjà prévu à l'origine, l'idée d'une proportionnalité aux enjeux mais l'amendement ne semble pas définir clairement si cette proportionnalité est intégrée au niveau de l'évaluation des risques ou au niveau du dimensionnement des protections de l'installation.

Suite à cette réunion des GP, celui-ci produit un avis qui valide la démarche du guide inondation et qui met en avant les progrès par rapport à la RFS I.2.e, notamment du fait d'une prise en compte plus complète des phénomènes pouvant conduire à une inondation externe. Le guide arrive donc au terme du processus de conception. Il doit maintenant passer entre les mains de l'ASN et notamment du collège, qui doit valider la version définitive. Cette dernière étape du processus va produire un rebondissement.

3.3.3. Le rôle du collège de l'ASN : le choix de supprimer l'amendement du GP

Deux mois après la réunion du GP, en juillet 2012, le projet de guide dans sa dernière version fait l'objet d'une réunion interne à l'ASN. L'amendement voté lors de la réunion du GP est au centre des discussions. Trois solutions sont alors envisagées par l'ASN : supprimer l'amendement, le modifier pour l'atténuer ou le déplacer plus loin dans le guide. Aucune décision n'est prise dans cette réunion mais quelques semaines plus tard, le guide inondation est présenté à la direction générale de l'ASN

⁶⁴⁷ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 23/11/2015

qui décide de supprimer l'amendement⁶⁴⁸. Le guide inondation ne présente donc plus la mention de proportionnalité aux enjeux. Néanmoins, dans une note en bas de page concernant la démonstration de sûreté, l'ASN reprend l'arrêté INB de 2012 et explique que « *les risques d'accident, radiologiques ou non, et l'ampleur de leurs conséquences sont, compte tenu de l'état des connaissances, des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de l'installation, aussi faibles que possible dans des conditions économiques acceptables* »⁶⁴⁹. Un chargé d'affaire de l'ASN explique le fonctionnement du guide sur cet aspect : « *Ce qu'il y a dans la réglementation, c'est qu'il faut peser ce qu'on fait en fonction des coûts économiques et de la faisabilité technique. Dans le guide c'est un peu différent. Ce qu'on a mis, c'est que c'est un guide applicable à toutes les installations (...), et toutes ces installations ne représentent pas le même niveau de risque (...). Il fallait trouver une approche où la protection inondation soit proportionnée aux enjeux que présente l'installation. Ce n'est pas sur les aspects économiques mais sur les aspects sûreté. Les moyens qu'on a trouvés à l'époque, c'est (...): il y a des équipements qui permettent de garantir de la sûreté en situation d'inondation. Ces équipements vont être différents en fonction de l'installation ; un réacteur va forcément avoir plus d'équipements à protéger qu'un laboratoire (...). On ne parle pas après de tout ce qui est économique* »⁶⁵⁰. De même, l'objectif de 10^{-4} qui a cadré la fabrication des scénarios n'est pas non plus mentionné, un chargé d'affaire de l'ASN explique : « *A l'époque, on ne souhaitait pas forcément afficher des chiffres de cet ordre-là. Et en plus, mathématiquement ou physiquement, on ne sait pas prouver qu'en rajoutant tel ou tel facteur, on passe de 10^{-3} à 10^{-4} , parce qu'on a pris une crue millénaire majorée. Donc, on était déjà à 10^{-3} mais on ne sait pas si la crue millénaire majorée est à 10^{-4} , physiquement* »⁶⁵¹. Comme pour la RFS, l'objectif probabiliste visé n'est pas, dans la version finale du guide, relié explicitement aux différents scénarios, compte tenu de l'incomplétude des connaissances. Le guide s'en tient à l'énoncé de méthodes et de raisonnements qui peuvent être étayés scientifiquement.

Il est aussi intéressant de noter, dans ces deux débats, liés à l'objectif de sûreté et à la proportionnalité aux enjeux, le positionnement nouveau de l'ASN, qui entend marquer son autorité. Sur le fond, une forme de consensus semble apparaître mais on note que l'ASN souhaite assumer la paternité de la décision finale. Le choix du collège de l'ASN est donc aussi symptomatique d'une

⁶⁴⁸ ASN (2015). Note interne « Historique et traitement de l'affaire : Guide inondations externes », 2015.

⁶⁴⁹ ASN (2013). Guide n°13 « Protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes, 2013.

⁶⁵⁰ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 05/02/2016

⁶⁵¹ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 23/11/2015.

évolution profonde du partage des rôles entre l'époque de la conception de la RFS et celle du guide : le poids de l'ASN n'est plus le même qu'au tournant des années 1970 et 1980, ce qui engendre une perte d'influence des membres du GP sur le régime. L'ASN semble en 2012 avoir repris en partie le rôle décisionnaire assuré dans les années 1970 et 1980, par le GP. Comme l'explique un membre actuel du GP : « *A titre personnel, je dirais même que le GP ne sert plus à grand-chose. Maintenant ça arrive que le groupe permanent émette un avis et que l'autorité de sûreté n'en tienne pas compte et retienne l'avis de l'IRSN qui était contraire à celui du groupe permanent. Beaucoup de choses maintenant se décident directement entre l'ASN et l'IRSN.* »⁶⁵²

Comme nous allons maintenant le voir, ce long travail de régulation, reposant notamment sur des négociations sur des sujets sans cesse remis sur le tapis, est également visible au niveau du processus de renouvellement des savoirs qui ont été mobilisés pour construire les scénarios du guide inondation.

3.4. Le processus continu de renouvellement des savoirs comme travail de régulation

Si le guide inondation reprend en partie des scénarios issus de la démarche Rex-Blayais, deux scénarios, en revanche, vont évoluer assez radicalement par rapport à la RFS et à cette démarche EDF. En nous focalisant sur leur fabrication, nous montrerons comment la conception collective de la règle est à la fois un stimulant pour la production de connaissances mais également une manière de tester l'ouverture sur des experts jusque-là absents du processus.

3.4.1. L'identification des savoirs à renouveler

La conception du nouveau guide débute par des échanges techniques entre les experts représentant les exploitants et l'IRSN au sein du sous-groupe « Phénomènes ». Le 22 septembre 2006, lors de la première réunion de ce sous-groupe, il est convenu d'organiser des réunions thématiques ayant pour objectif une évaluation critique de la RFS. Trois réunions ont lieu entre septembre et décembre 2006 concernant :

- Le 17 octobre 2006 : les aléas maritimes et plus particulièrement la marée astronomique, les enjeux liés aux calculs de surcotes, le tsunami, la houle et le clapot ;
- Le 14 novembre 2006 : la crue fluviale, les précipitations et la remontée de la nappe phréatique ;

⁶⁵² Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016.

- Le 12 décembre 2006 : la rupture de barrage, la dégradation de digues de canaux et réservoirs, la rupture de circuit et le dysfonctionnement d'ouvrages hydrauliques (stations de pompage, usines hydroélectriques, ...).

Un bilan de cette première phase d'étude se traduit, lors d'une réunion se tenant le 10 janvier 2007, par la formulation par l'IRSN de deux souhaits d'évolution de la RFS et de la démarche Rex-Blayais en termes de caractérisation des aléas. La première correspond au scénario envisageant une rupture de barrage associée à une crue centennale. Cette conjonction d'aléas est jugée trop pénalisante par certains membres du sous-groupe « Phénomènes ». Un état des lieux sur cette question et sur les méthodes utilisées « hors-nucléaire », comme les approches des Plans Particuliers d'Intervention (PPI), est alors programmé. La seconde possibilité d'évolution correspond à la nécessaire évolution de la prise en compte des événements exceptionnels (« horsains »). Comme cela avait déjà été mentionné lors du GP de 2001, la surcote millénale calculée est souvent comparable à la plus forte surcote constatée au cours des quelques décennies passées. Les résultats en termes de probabilité ne semblent donc pas en adéquation avec les réalités récemment observées.

3.4.2. Le scénario de rupture de barrage : conduire la « dénucléarisation » progressive de la méthode issue de la RFS

Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre 4, un des scénarios préconisés par la RFS est celui d'une rupture de barrage cumulée avec une crue historique ou centennale. Comme nous allons le voir, en revenant sur le contenu de la RFS de 1984, les experts du sous-groupe « phénomènes » n'arrivent pas à comprendre le choix de certains scénarios retenus à l'époque. C'est notamment le cas du scénario de rupture de barrage, qui conduira finalement à adopter, pour le guide inondation, des méthodes issues des Plans Particuliers d'Intervention (PPI). On peut d'ores et déjà noter le passage d'un scénario à un autre. En effet, le scénario REB (Rupture ou Effacement de Barrage) de la démarche Rex-Blayais sera progressivement remplacé par le scénario ROR (Rupture d'Ouvrage de Retenue) du guide inondation. Le passage de l'un à l'autre de ces scénarios sera discuté d'abord de manière « ouverte », notamment avec un représentant du Comité Technique Permanent des Barrages (CTPB), puis dans un groupe plus restreint, comme nous l'avons déjà observé dans la sous-section 3.2.

Nous allons voir, à travers ce processus de fabrication d'un nouveau scénario, comment la prise en compte de connaissances développées hors du domaine nucléaire, destinée notamment à accroître la légitimité scientifique des scénarios, s'accompagne d'une volonté de maîtrise de cette démarche, qui conduira finalement à resserrer le cercle des décisionnaires.

Le flou de la RFS et l'utilisation de la démarche PPI : le cas de la rupture de barrage dans la démarche Rex-Blayais

Pour les experts de l'IRSN, la première étape de la conception du guide est d'établir une critique de la règle de 1984, à la lumière de l'incident du Blayais et des nouvelles connaissances disponibles. En cherchant dans les archives, ces experts n'ont pas pu totalement expliquer certains choix retenus dans la règle de 1984. Pour rappel le scénario de la RFS, repris dans la démarche Rex-Blayais correspondait au cumul de l'onde de rupture de barrage avec une crue centennale ou historique. Aucune précision n'était mentionnée dans la RFS sur les modalités de la rupture du barrage ou encore la méthode pour calculer l'onde de rupture. En effet, comme l'expliquent l'état de l'art réalisé par le sous-groupe « phénomènes », « *il est apparu difficile de comprendre certains des choix retenus par nos prédécesseurs. L'exemple le plus marquant est la définition d'un scénario cumulant la rupture d'un grand barrage avec une crue centennale dont le fondement n'a pas pu être retrouvé* »⁶⁵³. Ce constat avait déjà été fait lors de la démarche Rex-Blayais, par les experts EDF, comme le met en évidence l'état de l'art préalable à la rédaction du guide inondation : « *La RFS permet des marges d'interprétation importantes, en particulier sur le mode de rupture des barrages et sur la prise en compte du débit de base. EDF a donc dû interpréter la RFS et faire des hypothèses afin de pouvoir mener les études pour ses Centres nucléaires de production d'électricité* »⁶⁵⁴. Lors du lancement du sous-groupe « phénomènes » en 2006, il est convenu de réfléchir à la façon de mettre à jour le futur guide inondation sur le scénario de rupture de barrage.

Comme l'explique un responsable d'AREVA, présent lors des réunions de travail sur la thématique « barrage » du sous-groupe « phénomène » : « *La question était dans un premier temps de savoir si la RFS était cohérente à ce sujet. Elle demandait un niveau trop important en termes de ressources. Il y avait donc un décalage au niveau protection (...). Il y avait deux démarches incompatibles concernant le même risque : la rupture de barrage vue par le monde des ouvrages hydroélectriques et la rupture de barrage vue par le monde du nucléaire* »⁶⁵⁵.

Après l'inondation du Blayais, EDF a décidé de se rapprocher du monde de la sécurité des barrages, que l'entreprise maîtrise également bien, mais qui constitue, dans son organisation interne, un domaine relativement indépendant de la sûreté nucléaire. Dans la démarche Rex-Blayais, il est

⁶⁵³ IRSN (2013). Publication commune, « Etat de l'art préalable à l'élaboration du guide inondation pour les installations nucléaires sur l'aléa inondation » (2013).

⁶⁵⁴ Ibid.

⁶⁵⁵ Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015.

indiqué : « Pour définir l'aléa "rupture de barrage" (REB), outre les préconisations de la RFS 1.2.e, la méthodologie "Rex-Blayais" retient pour les barrages dont la rupture est susceptible d'impacter le site étudié, les modes de rupture d'ouvrage préconisés par le Comité Technique Permanent des Barrages (CTPB⁶⁵⁶) (...). Concernant le détail de l'étude d'onde de rupture de barrage, la méthodologie s'appuie sur l'approche décrite dans la note de principe d'une étude d'onde de submersion, dite "méthodologie PPI" (Plans Particuliers d'Intervention) »⁶⁵⁷. D'ordinaire, pour ses barrages et la réalisation de PPI, EDF réalise donc des études d'onde de submersion qui sont examinées par le CTPB. Il peut donc paraître étonnant que le scénario de rupture de barrage pour les installations nucléaires, jusqu'au début des années 2000, ait échappé à ce type de fonctionnement, mais, comme l'explique un expert de l'IRSN, « d'un point de vue historique, les gens du nucléaire et de l'hydroélectricité étaient en rivalité chez EDF »⁶⁵⁸, ce qui semble confirmé par un responsable de l'Autorité Environnementale (AE)⁶⁵⁹ : « Au sein d'EDF, la relation entre le pôle nucléaire et les autres pôles ne va pas de soi »⁶⁶⁰.

EDF va d'abord, pour la démarche Rex-Blayais, tenter de combiner la démarche PPI avec le scénario « rupture de barrage » de la RFS qui inclut le cumul avec une crue historique ou centennale. Ainsi, en 2002, sur le cas du site du Tricastin, en « mixant » la démarche PPI et le cumul avec une crue centennale ou historique), EDF obtient des valeurs de débits extrêmement élevées, de l'ordre de 16 250 m³/s⁶⁶¹, alors que la rupture de barrage calculée en 1976 sur ce site donnait un débit de 11 000 m³/s⁶⁶². Les protections à mettre en œuvre pour se protéger de cette nouvelle crue

⁶⁵⁶ Comité rattaché au ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire (MEDDAT), composé de huit et douze membres, fonctionnaires ou personnalités qualifiées particulièrement compétents en matière de barrages et d'ouvrages hydrauliques. Le CTPB est consulté sur les dispositions des projets de lois, de décrets ainsi que d'arrêtés et d'instructions ministériels relatives à la sécurité de ces ouvrages, à leur surveillance et à leur contrôle.

⁶⁵⁷ IRSN/DSR (2007). Rapport IRSN/DSR n°149 « Protection des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe », 2007.

⁶⁵⁸ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 12/02/2015.

⁶⁵⁹ L'AE a été créée en 2009 au sein du au sein de l'actuel ministère de l'environnement (ministère de la transition écologique et solidaire) pour formuler des avis sur les impacts sur l'environnement de certains projets publics ou privés.

⁶⁶⁰ Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016

⁶⁶¹ EDF/LNHE (2002). Note EDF LNHE HP « CNPE du Tricastin : Réévaluation de la Cote Majorée de Sécurité (CMS) Etape 2 : cas de l'onde de rupture de Vouglans », 2002.

⁶⁶² Ce calcul avait été réalisé sans prendre en compte le scénario PPI.

pourraient alors se révéler très importantes et coûteuses⁶⁶³. Scientifiquement incompris et industriellement inapplicable, le scénario « rupture de barrage » va faire l'objet de débats au sein du sous-groupe de travail « phénomènes » pour son intégration dans le futur guide inondation.

Un groupe de travail élargi piloté par un représentant du ministère de l'environnement pour la conception du guide inondation

Pour se rapprocher encore plus clairement de la méthode PPI, les experts décident de confier, au sein du sous-groupe « phénomènes », le pilotage d'un petit groupe de travail sur la thématique « barrage » à un responsable du Comité Technique Permanent des Barrages (CTPB). Comme cela a déjà été évoqué, dans le cadre de l'élaboration des Plans particuliers d'intervention relatifs aux barrages, les exploitants sont amenés à établir des études d'onde de submersion qui font l'objet d'un examen par le CTPB. Hormis la réglementation sur les PPI et leur contenu, il n'existe pas à proprement parler de règles figées qui définissent précisément les modalités pratiques de réalisation de ces études. Entre 2008 et 2009, les réunions concernant la thématique « barrage » réunissent donc les experts représentant les exploitants, l'IRSN, l'ASN mais également la CNR et le représentant du CTPB du MEDDAT.

L'élaboration d'un consensus sur un nouveau scénario prend du temps, notamment en raison d'une comparaison entre le scénario de la RFS et celui du PPI. Dans ce cadre, l'ASN envoie un courrier au préfet du Jura pour demander d'obtenir l'étude PPI du barrage de Vouglans⁶⁶⁴ en avril 2008. Au moment de la publication du projet de guide, en 2010 et de sa mise en consultation (voir 3.2.4), le consensus n'est pas encore acquis dans le groupe de travail, notamment autour de quelques points techniques particuliers comme « le point de transition »⁶⁶⁵. L'IRSN résume les difficultés par les différences d'objectifs entre les PPI et le guide : « Ces difficultés peuvent s'expliquer du fait que le zonage amont/avant et les majorations ont été définies pour répondre à l'objectif des PPI (évaluer la zone inondée et les temps d'arrivée de l'onde en vue de protéger la population). Cet objectif diffère de

⁶⁶³ Nous analyserons dans le chapitre 7 les suites qui ont été données à ce calcul dans le cas spécifique du Tricastin.

⁶⁶⁴ ASN (2008). Courrier de l'ASN à M. le préfet du département du Jura, « Demande relative à l'utilisation de documents concernant le barrage de Vouglans dans le cadre d'études de protection des installations nucléaires contre les inondations », 18 avril 2008.

⁶⁶⁵ En effet, les PPI préconisent qu'un « point de transition » définisse le zonage de leurs périmètres. Pour résumer, le point de transition correspond à un lieu où le débit de l'onde de rupture devient moins important que la crue naturelle (décennale), créant de fait une zone « aval » et une zone « amont » du point de transition, où les risques sont très différents. Les différents participants au groupe de travail n'arrivent alors pas à se mettre d'accord sur l'adaptation de cette notion.

*ceux de la SRI ROR (calculer les écoulements et les niveaux d'eau autour d'une installation nucléaire pour en dimensionner les protections d'installations et couvrir les incertitudes du calcul) »⁶⁶⁶. L'IRSN souhaite alors qu'une majoration importante du débit de l'onde de rupture issu de la démarche PPI soit établie autour du site nucléaire, alors que les exploitants préfèrent se rapprocher au maximum de la méthode PPI. Dans ce second cas, en effet, le nouveau scénario du guide inondation serait alors beaucoup moins pénalisant que celui de la RFS. Mais c'est cela qui pose problème à l'IRSN et à l'ASN, comme l'explique un responsable d'AREVA : « *Le dogme de l'IRSN était « on ne peut pas faire moins bien que la RFS sur ce sujet » »⁶⁶⁷. La seule réponse du « grand public » mise en commentaire sur le site internet de l'ASN sera d'ailleurs liée à la possible baisse du niveau de référence (scénario de rupture de barrage) entre la RFS et le guide. Finalement, un consensus va être obtenu après cette consultation, dans un cercle plus restreint, entre les organisations en charge de la régulation.**

Un consensus obtenu en petit comité

Entre la mise en consultation auprès des publics du projet de guide en 2010 et la réunion du GP de 2012, deux réunions (en avril et octobre 2011) sont organisées sur la SRI « ROR » qui doit donc remplacer le scénario REB de la démarche Rex-Blayais. Elles sont alors plus restreintes que les réunions précédentes et réunissent seulement les exploitants, l'IRSN et l'ASN. Lors de ces deux réunions, un consensus va être obtenu pour adopter une majoration de 15% sur le débit de l'onde de rupture de barrage, mais en supprimant du scénario le cumul avec une crue centennale, datant de la création de la RFS. Pour EDF, ce scénario paraît applicable et ne nécessitera pas de modifications substantielles, ce qui était le souhait de l'exploitant : « *De manière générale, les éléments présentés par EDF confirment que l'application de cette approche ne rencontre pas de difficultés techniques particulières »⁶⁶⁸. C'est donc un scénario issu des PPI, et remanié avec l'ajout de marges, qui est retenu. Avec ce scénario PPI adapté au nucléaire, l'IRSN et l'ASN souhaitent afficher une méthode différente de celle des PPI et adaptée à la sûreté nucléaire. L'IRSN et l'ASN font d'ailleurs le choix de ne pas mentionner les études PPI dans le guide, et ce pour différentes raisons : « *L'IRSN rappelle également que le choix de se rapprocher de la méthodologie PPI sans la référencer explicitement a été fait pour plusieurs raisons :**

- *les préconisations doivent être adaptées au niveau d'exigence requis pour la sûreté nucléaire ;*

⁶⁶⁶ IRSN (2011). Compte rendu de réunion sur la thématique « barrages » du 5 avril 2011.

⁶⁶⁷ Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015.

⁶⁶⁸ IRSN (2011). Compte rendu de réunion sur la thématique « barrages » du 5 avril 2011.

- *les méthodes et les résultats de ces approches doivent répondre à des objectifs spécifiques : une étude PPI définit principalement un champ d'inondation et des temps de propagation, pour permettre la protection et l'évacuation de la population en cas de rupture de barrage ; la SRI ROR définit, de façon plus fine, les écoulements autour de l'installation pour permettre de s'assurer de la protection d'une installation nucléaire face à l'arrivée d'une onde de submersion ;*
- *le groupe de travail a défini les préconisations du guide sur la base des pratiques PPI actuelles. Ces préconisations, propres au guide inondation, sont indépendantes de toute évolution que pourrait connaître l'approche PPI à l'avenir. Il reviendra à l'Autorité de Sûreté Nucléaire de statuer si les préconisations pour la SRI ROR nécessitent d'être révisées »⁶⁶⁹.*

Finalement, le scénario définitif « ROR » dans le guide inondation est une version PPI adaptée pour la sûreté nucléaire. Il est intéressant de noter qu'il s'agit du seul scénario du guide inondation qui va globalement amener une baisse du niveau de référence sur de nombreux sites EDF (Par rapport au scénario REB d'EDF). Comme nous l'avons vu, rendre ce scénario plus cohérent avec les PPI et l'hydraulique classique a été sujet à de nombreux débats. Si les différents acteurs du groupe de travail se sont rapidement accordés sur l'idée de se rapprocher des PPI, la peur d'avoir à justifier un scénario moins pénalisant que la RFS a conduit l'IRSN et l'ASN à gommer dans le guide la référence aux PPI. C'est dans un cercle d'experts plus restreint, autour des organisations du régime de régulation, que va se prendre la décision d'adapter les PPI à la sûreté nucléaire, ce qui démontre, malgré l'ouverture des débats à des experts extérieurs (ici le CTPB), la volonté de ne pas totalement se déjuger par rapport au travail réalisé pour la RFS.

Nous avons résumé sur la frise chronologique ci-dessous la succession des dispositifs et choix organisationnels sur ce sujet (cf. Figure 80). Le consensus sur le passage du scénario REB au scénario ROR est obtenu en 2011, après trois ans de débats. Dans les faits, le scénario ROR ne remplace le scénario REB qu'en 2013 à la publication du guide.

⁶⁶⁹ Ibid.

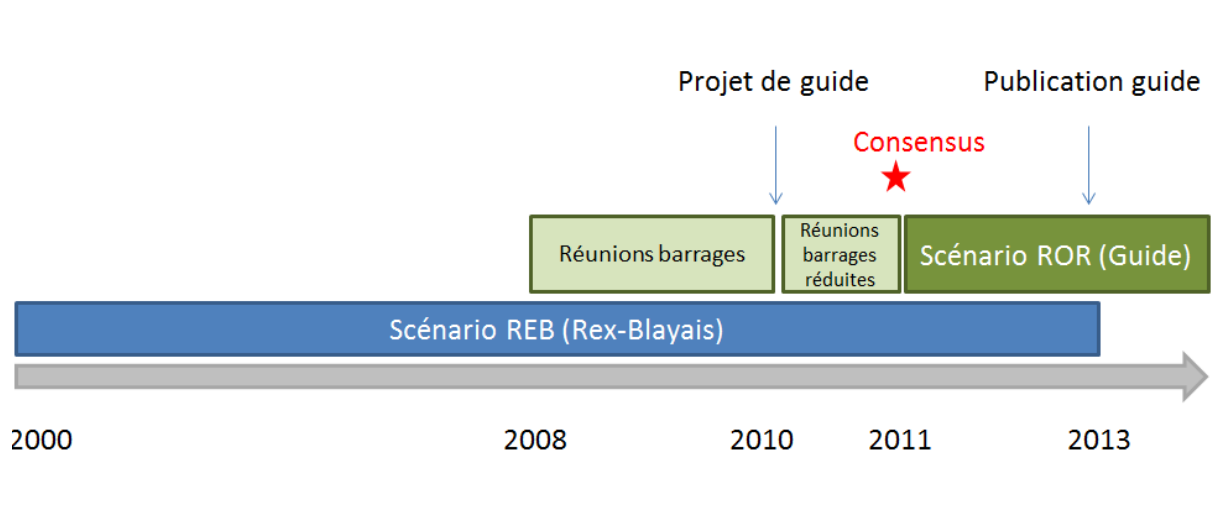


Figure 80 : Chronologie des méthodes et débats sur le scénario de rupture de barrage⁶⁷⁰

3.4.3. La question des événements exceptionnels : les bienfaits de l'émulation entre EDF et l'IRSN ?

Un second sujet d'évolution identifié lors des premières réunions du sous-groupe « phénomènes », dès 2006, est celui de la prise en compte des événements exceptionnels. Comme nous l'avons déjà vu (chapitre 5), ce sujet est déjà en débat lors de la conception de la RFS de 1984. La tempête de décembre 1999 va réactiver cette controverse scientifique.

La tempête de décembre 1999 : un horsain statistique qui met en cause la méthode de renouvellement

La tempête du Blayais est considérée, pour les spécialistes, comme un « horsain » (« Outliers » en anglais). Il s'agit, comme nous le montre la Figure 81, d'un élément statistique qui semble étranger aux autres éléments d'une série statistique. Plusieurs événements, comme les tempêtes de 1953, 1987 ou encore celle de 1999, peuvent être considérés comme des horsains.

⁶⁷⁰ Le scénario REB (Rupture ou Effacement de Barrage) de la démarche Rex-Blayais correspond au scénario ROR (Rupture d'Ouvrage de Retenu) du guide inondation.

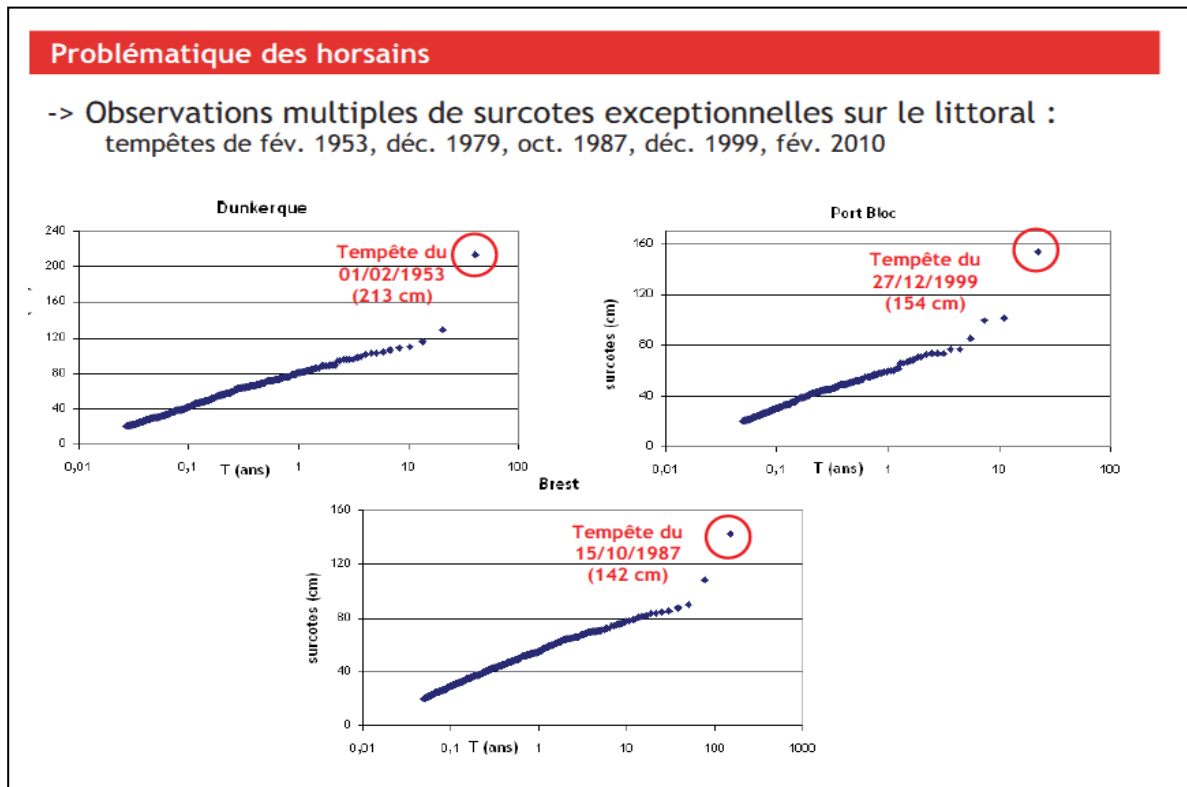


Figure 81 : Extrait d'une présentation de la Journée d'information pour le Guide Inondation (IRSN, 2012)

L'estimation de la probabilité d'occurrence de ce type d'évènement, appelé « surcote extrême », est un élément particulièrement important pour assurer la protection des zones côtières et plus particulièrement des centrales nucléaires situées sur le littoral français (Paluel, Gravelines, Penly) ou dans un estuaire (Le Blayais). Comme nous l'avons déjà mentionné, la notion de probabilité d'occurrence est un concept très utilisé dans la gestion des risques et notamment en hydrologie (voir chapitre 4), où « l'objectif est d'estimer la fréquence d'une crue de hauteur donnée, sur une période aussi longue que possible. Si cette crue se produit dix fois en un siècle, sa probabilité d'occurrence est de 10/100, soit 1/10. L'inverse de cette probabilité est appelé "durée de retour" (ou période de retour). Dans le cas précédent, la durée de retour est de 10. Il s'agit alors d'une crue décennale. On définit de la même façon des crues centennales, etc. »⁶⁷¹. Toutefois, la présence possible d'événements exceptionnels (horsains) complique ce raisonnement simple, car ils ne peuvent être intégrés dans la série statistique si elle est trop courte, et doivent faire l'objet de traitements particuliers, différents selon les méthodes statistiques choisies.

⁶⁷¹ [http://geoconfluences.ens-lyon.fr/glossaire/probabilite-dun-evenement,](http://geoconfluences.ens-lyon.fr/glossaire/probabilite-dun-evenement) page web consultée le 12/12/2015.

Même si pour notre cas, il s'agit de surcotes marines extrêmes, le principe est le même que pour les crues. Pour calculer la période de retour d'un évènement, les experts choisissent une sélection d'observations pour former un échantillon, puis ajustent l'échantillon avec une loi de probabilité. Enfin, ils utilisent les résultats de l'étape précédente pour énoncer des probabilités d'occurrence de l'évènement. Dans le cas qui nous occupe, la durée des périodes d'observations de ces phénomènes et donc des informations disponibles est plus courte que la période de retour pour laquelle on cherche à estimer un niveau. En effet, on cherche à appréhender des phénomènes rares (se produisant une fois tous les 1000 ou 10000 ans) mais on ne dispose que de données sur quelques dizaines d'années, ce qui rend l'extrapolation statistique obligatoire. Certaines valeurs, notamment les horsains, peuvent alors être sous-représentées ou surreprésentées, et ceci d'autant plus facilement que l'échantillon a un faible effectif, ce qui est le cas pour les études sur les surcotes extrêmes. En effet, traditionnellement, l'échantillon de données se base sur un site d'observation unique, ce qui limite le nombre de données recueillies. Selon les spécialistes du domaine, « des surcotes extrêmes observées sur une série d'observations courtes peuvent être considérées comme des données potentiellement aberrantes ou alors être considérées comme "horsains" »⁶⁷².

Suite à l'incident du Blayais, les débats sont nombreux entre EDF et l'IPSN, notamment sur la méthode de renouvellement. L'IPSN met en avant la difficulté de prendre en compte les horsains avec cette méthode et pointe le fait que plusieurs horsains « statistiques » se sont produits au cours de ces 50 dernières années, comme ce fut le cas avec la tempête Martin de décembre 1999. Ces questionnements sont également exprimés par l'autorité de sûreté en mars 2001⁶⁷³ : « *La RFS 1.2.e préconise l'utilisation de la méthode de renouvellement, cependant, il est étrange de remarquer que pour trois ports de France à proximité de centrales nucléaires, la surcote millénaire, hors borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% déterminée à l'aide de cette méthode, a été atteinte dans ces 50 derniers années* ». Selon l'IPSN, les évènements exceptionnels doivent donc être mieux pris en compte et ne le sont pas avec la méthode de renouvellement. L'IPSN se pose alors la question de l'utilisation de cette méthode pour prendre en compte les horsains étant donné que plusieurs surcotes millénales (devant se produire théoriquement tous les 1000 ans) ont été observées sur plusieurs sites ces 50 dernières années. Il apparaît donc que la réalité des phénomènes n'est plus en

⁶⁷² Bernardara, P., Andreewsky, M et Benoit, M. (2010). « Application de l'analyse statistique régionale pour l'évaluation des surcotes marines extrêmes le long de la façade Atlantique-Manche », Communication pour la 8^{ème} édition des Journées Scientifiques et Techniques du CETMEF, 2010.

⁶⁷³ DSIN (2001). Relevés de conclusion de la réunion du 2 février 2001 : doctrines et méthodologies pour la protection des installations contre les inondations externes.

adéquation avec les probabilités découlant de la méthode statistique de renouvellement. A ce stade (en mai 2001), la méthode de renouvellement est toutefois considérée comme la méthode la plus adaptée ou la « *moins mauvaise* » comme le précise l'IPSN, (devenu le même mois l'IRSN)⁶⁷⁴. L'institut estime néanmoins que des recherches supplémentaires devront être effectuées pour traiter le cas des horsains. Une méthode complémentaire sera alors au centre des discussions futures : il s'agit de la méthode de régionalisation des surcotes. Elle a pour objectif de prendre en compte des données disponibles auprès de sites autres que celui choisi comme cible pour le calcul du niveau marin. La zone géographique pour le prélèvement des données étant plus importante, les données seraient plus nombreuses et les surcotes extrêmes (horsains) seraient donc mieux prises en compte (voir Figure 82). Elle n'est pas une méthode alternative mais plutôt complémentaire à la méthode de renouvellement, puisque malgré la prise en compte de données régionalisée, l'utilisation d'un seuil pour trier les données pertinentes et pouvoir réaliser l'extrapolation statistique est toujours retenue. C'est finalement la collecte de données, qui fait l'objet de la méthode de régionalisation et qui doit apporter plus de robustesse à l'extrapolation statistique.

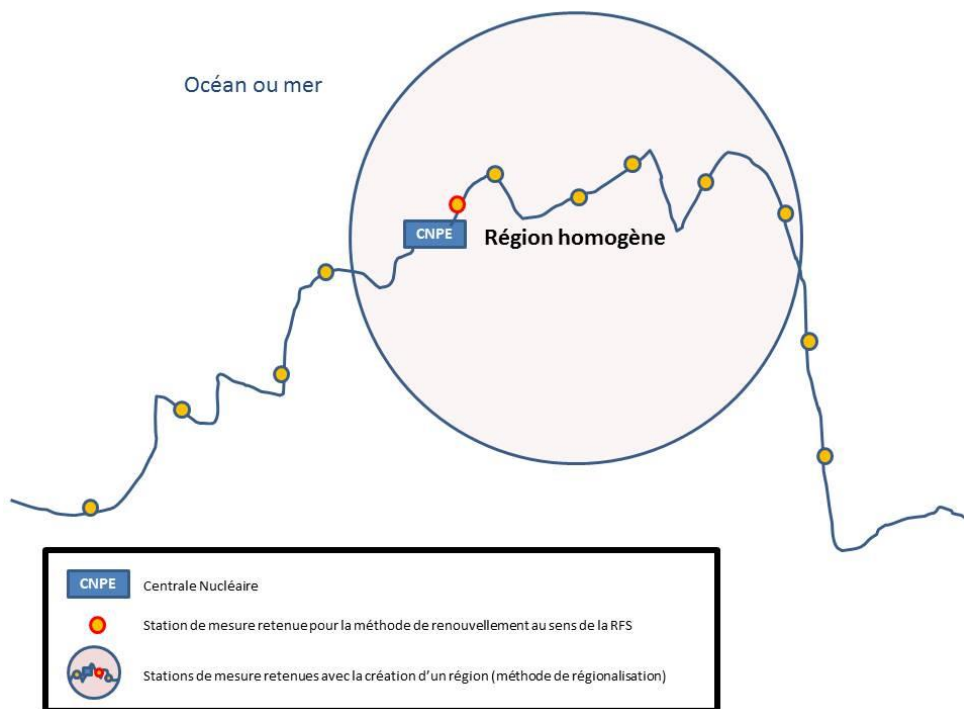


Figure 82 : Stations de mesure mobilisées suivant les méthodes

⁶⁷⁴ IRSN (2001). Compte rendu de réunion du 26/02/2001 entre l'IRSN et EDF (CR-P75/2001/012).

Il reste à noter que lors de la démarche Rex-Blayais, les études relatives à cette méthode de régionalisation sont encore en cours. La méthode de renouvellement « RFS » reste donc privilégiée pour traiter le cas des horsains. En revanche, pour le futur guide inondation, un dilemme se pose : l'utilisation d'une méthode éprouvée mais qui ne semble plus correspondre à la réalité observée (méthode de renouvellement au sens de la RFS) ou une méthode nouvelle mais pas encore totalement maîtrisée par les spécialistes (méthode de renouvellement avec l'ajout de la régionalisation).

L'ajout d'une marge pour couvrir les horsains

Les premières réunions du sous-groupe « phénomènes » permettent dans un premier temps de valider l'intérêt d'avoir une nouvelle méthode car la méthode de renouvellement n'est pas satisfaisante. En attendant qu'une nouvelle méthode soit stabilisée, l'IRSN propose une majoration de un mètre par rapport au niveau marin calculé : « *Le sous-groupe constate que le calcul des surcotes millénales par les lois d'ajustement classiques issues de la méthode du renouvellement sur les échantillons de données observées ne permet pas de rendre compte de façon satisfaisante des évènements exceptionnels observés dans les dernières décennies (« horsains »). Afin de tenir compte de la survenue de ces horsains, une préconisation visant à ajouter une majoration (à définir, a priori de l'ordre de 50 cm à 1 m) au niveau marin est envisageable, mais n'a pas fait consensus au sein du sous-groupe de travail. Cette majoration pourrait être supprimée sous réserve de justifier la justesse du modèle d'extrapolation statistique vis-à-vis des évènements extrêmes observés en différents sites (« horsains »)* »⁶⁷⁵.

Au moment du projet de guide mis en consultation en 2010, le débat n'est pas encore tranché. Le projet de guide présente alors la majoration de un mètre proposée par l'IRSN mais en précisant qu'elle est ajustable. Tout l'intérêt pour EDF va alors être de mettre en avant ses propres travaux de recherche sur la méthode de régionalisation, puisque le projet de guide lui en offre la possibilité, notamment pour éviter d'avoir à majorer le niveau marin d'un mètre sur ses installations. A partir de la fin des années 2000, les travaux de recherche vont s'accélérer à EDF et à l'IRSN sur le sujet.

L'émulation entre deux laboratoires : le BEHRIG de l'IRSN et le LNHE d'EDF

Comme l'explique un expert inondation de l'IRSN : « *Au départ, il y a des limites à la communication entre EDF et IRSN liées au rapport de force. Le LNHE n'est pas dédié qu'au nucléaire et a une grande*

⁶⁷⁵ IRSN (2009). Document de projet Synthèse des conclusions et de préconisations du sous-groupe de travail « phénomènes », 28 avril 2009.

*reconnaissance. Il a porté l'hydraulique en France. L'IRSN était partant pour partager les données : EDF n'a pas validé. EDF veut maîtriser les résultats. Un changement de méthode implique une perte de maîtrise pour EDF »⁶⁷⁶. A partir de 2010, l'IRSN lance donc indépendamment d'EDF plusieurs axes de recherche et développe notamment une collaboration avec le SHOM, qui aboutit à un outil numérique de traitement statistique basé sur la méthode de renouvellement appelé « Renext ». A EDF, c'est le LNHE qui est en charge du dossier ; il produit une première note sur le sujet en 2010 avec la définition de deux « régions » homogènes pour récolter les données, qui donnera lieu à un article scientifique dans le « *Journal of Geophysical Research* »⁶⁷⁷. EDF lance également une thèse en 2010 sur le sujet, qui sera publiée en 2014⁶⁷⁸. En juin 2011, EDF propose une note, par l'intermédiaire du LNHE, qui tend à montrer qu'une méthode de régionalisation est d'ores et déjà applicable : « *Ces résultats confirment que l'analyse régionale est une méthode applicable et robuste qui permet la prise en compte d'une grande quantité d'informations pour l'estimation de la probabilité d'occurrence des surcotes extrêmes* »⁶⁷⁹.*

En 2011-2012, EDF considère que la recherche sur la régionalisation est mature et ne conduit pas à l'ajout d'une marge supplémentaire sur les installations : « *EDF considère que, bien que des développements soient envisagés dans le cadre de thèses, la méthode de régionalisation présentée en instruction est dès à présent applicable et préférable à des analyses locales. Selon EDF, elle ne nécessite pas l'application d'une marge supplémentaire, prévue pour tenir compte des incertitudes sur les horsains* »⁶⁸⁰.

L'IRSN présente alors une série de contre-calculs et propose également un article dans une revue scientifique⁶⁸¹. Pour l'IRSN, la méthode de régionalisation est prometteuse et les résultats de l'IRSN et d'EDF semblent converger. Néanmoins, l'IRSN estime qu'il est trop tôt pour inscrire la méthode sur le guide, en raison notamment de la persistance de certaines incertitudes de calcul : « *Étant donné*

⁶⁷⁶ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 26/01/2015.

⁶⁷⁷ Bernardara, P et al (2001). Application of regional frequency analysis to the estimation of extreme storm surges. *Journal of Geophysical Research*, American Geophysical Union, 2011, 116.

⁶⁷⁸ Weiss, J (2014).. Analyse régionale des aléas maritimes extrêmes. Mécanique des fluides. Thèse de doctorat réalisée à l'Université Paris-Est, 2014.

⁶⁷⁹ EDF/LNHE (2011). « Mise à jour des résultats de l'analyse régionale des surcotes pour le traitement des horsains », 14/06/2011.

⁶⁸⁰ IRSN (2012). Rapport IRSN 2012-004 « Élaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe », mai 2012.

⁶⁸¹ Bardet, L et al. (2011). Regional frequency analysis of extreme storm surges along the French coast, *Natural Hazards and Earth system Sciences*, 2011.

les incertitudes sur la méthode, l'IRSN ne souhaite pas présenter la régionalisation comme méthode référente mais propose de l'inscrire en méthode alternative sous réserve de justifier la justesse du modèle vis-à-vis des horsains mais également l'applicabilité et les hypothèses de la méthode. Le souhait des exploitants de préciser qu'une majoration, dans ce cas, n'est alors pas nécessaire est accepté par l'IRSN. L'approche locale avec une marge de 1 m est conservée comme méthode référente. Le texte est modifié en séance »⁶⁸².

Le choix de la souplesse : la version finale du guide

Finally, for the taking into account of horsains, a latitude of choice is left between a forfaitaire and the use of a new method in the definitive text of the inundation guide published in 2013 : « *Le calcul des surcotes millénales par les lois d'ajustement classiques à une échelle locale ne permet pas actuellement de rendre compte de façon satisfaisante d'événements exceptionnels (horsains) observés à plusieurs stations de mesure. Une majoration complémentaire, de 1 m, du niveau marin de référence est alors appliquée pour en tenir compte. L'utilisation d'une autre approche pour le calcul de la surcote millénaire, par exemple fondée sur une analyse régionale, est possible sous réserve de montrer le caractère adapté du modèle d'extrapolation statistique utilisé et sa justesse pour les horsains observés en différentes stations de mesure. Dans ce cas, il n'y a pas lieu d'appliquer une majoration complémentaire »⁶⁸³.*

On peut noter que le déclenchement des travaux de recherche à EDF concernant la méthode de régionalisation est fortement lié au choix de l'IRSN d'imposer à EDF une marge forfaitaire au niveau marin de un mètre sur ses installations. Finally, the inundation guide appears more flexible because this margin can finally not be retained if the regionalisation method is applied and verified by the IRSN who has in the meantime developed its competences internally in the domain.

Petit à petit il semble donc que the regionalisation method has become a complementary method to the renewal method, which remains still used today. Moreover as explained by EDF (which has been confirmed by experts of the IRSN), the statistical methods and notably the renewal method⁶⁸⁴ are on the losing side : « *Un peu partout dans le*

⁶⁸² IRSN (2012). Rapport IRSN 2012-004 « Élaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe », mai 2012.

⁶⁸³ ASN (2013). Guide n°13 « Protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes », 2013.

⁶⁸⁴ La méthode de renouvellement est aujourd'hui comprise dans un spectre de méthodes dites « à seuils » appelées « Peaks over Threshold ».

monde, les gens travaillent sur des méthodes statistiques. Mes collègues qui traversent le monde, même en Amérique du nord où les méthodes PMF⁶⁸⁵ avaient le vent en poupe, (voient que) beaucoup de Nord-Américains s'intéressent à ce qu'on fait avec les méthodes statistiques. Aujourd'hui, ils ne retrouvent pas leur compte dans les méthodes maximalistes. »⁶⁸⁶

Cette sous-partie nous permet d'observer comment s'effectue, au sein du sous-groupe « phénomènes », entre spécialistes, ce travail de régulation, que nous avons mis en évidence au niveau des experts et décideurs présents dans le sous-groupe « objectifs de sûreté » et au groupe permanent. Ce travail de régulation, quasi continu, est d'abord un travail de transformation des dispositifs organisationnels de fabrication du guide : il se traduit ici par la progressive ouverture, maîtrisée, à des méthodes et acteurs légitimes sur la question des barrages. Mais il est également un travail de partage et de production de connaissances, stimulé par la procédure collective qui a été instituée, par les différentes occasions de confrontation des doctrines (groupes de travail aux compositions variées, GP...), mais aussi par le rééquilibrage des expertises entre des acteurs au rôle mieux différencié et les processus d'émulation qui en résultent.

3.5. Conclusion intermédiaire

La conception du guide permet de tester de nouvelles pratiques pour les organisations du régime de régulation. Il s'agit notamment de répondre à certains principes de transparence (ouverture à d'autres experts, consultation du public) ou encore d'indépendance (pilotage ASN/IRSN avec séparation en deux sous-groupes autour de l'évaluation des risques et de la décision). En analysant finement le processus de conception du guide, la mise en œuvre de ces principes peut apparaître comme assez formelle puisque la consultation du public reste *de facto* lettre morte, et que la séparation entre évaluation et décision et l'ouverture à des experts extérieurs ne sont que partiellement mises en place. Par exemple, le travail au sein du sous-groupe « Phénomènes » contribue à produire des connaissances nouvelles et partagées mais faute de certitudes sur les savoirs, les acteurs « bricolent » et négocient en cercle fermé pour trouver des solutions pragmatiques en attendant de pouvoir faire mieux. L'ensemble du processus est caractérisé par une intense activité de négociations et de recherche d'un compromis entre sûreté nucléaire et réalisme industriel.

⁶⁸⁵ Nous avons précisé dans le chapitre 5 les différences entre les méthodes américaines PMF (Probable Maximum Flood) et les méthodes françaises.

⁶⁸⁶ Entretien avec un expert inondation d'EDF, 22/02/2017

Néanmoins, ce processus traduit le poids croissant de l'IRSN et de l'ASN, avec la montée en compétence de l'IRSN sur les questions d'hydrologie et une forme de leadership, au moins sur la forme, et de l'ASN, qui souhaite avoir le dernier mot sur différents aspects du processus. Si la négociation est toujours de rigueur entre les acteurs, le rapport de force entre organisations a fortement évolué par rapport à la conception de la RFS. Nous avons noté un fort déséquilibre de l'expertise en faveur d'EDF lors de la conception de la RFS, mais la conception du guide, avec une ouverture maîtrisée à des organisations extérieures, pilotée par un IRSN plus compétent, permet une forme de rééquilibrage.

Ce n'est donc pas le résultat en lui-même, le guide inondation, qui semble modifier le régime de régulation mais son processus de conception et ce long travail de régulation qui s'accomplit pendant ce processus, qui sont une suite logique, dans un contexte différent, de la démarche Rex-Blayais débutée après 1999.

4. L'inondation dans l'après Fukushima : la gestion des temporalités comme composante du travail de régulation (2011-2017)

L'année 2011 marque un tournant dans le monde du nucléaire civil avec l'accident de Fukushima au Japon. Depuis 1986 et Tchernobyl, aucun accident d'ampleur similaire ne s'était produit. Chaque accident de ce type engendre de nouvelles réflexions sur les grands principes de sûreté et parfois une remise en cause des organisations elles-mêmes. Contrairement aux précédents accidents, le retour d'expérience de Fukushima, du point de vue de la sûreté, sera d'abord piloté à l'échelle européenne avec la mise en place de « stress tests » nationaux, préconisés par le Conseil européen. Ceux-ci seront déclinés, en France, sous la forme d'Évaluations Complémentaires de Sûreté (ECS), dont une partie concerne le risque d'inondation (voir chapitre 3). En France, le nouveau guide inondation est quasiment achevé, après un processus qui dure déjà depuis près de dix ans et que nous venons d'analyser. Comment, dans ce contexte, le risque d'inondation va-t-il être reconsidéré ?

Cette section propose d'examiner l'impact de cet accident sur la prise en compte du risque d'inondation dans un guide dont l'élaboration touche à sa fin, mais qui n'est pas encore officiellement publié. Nous montrerons que Fukushima ne constitue pas le point de départ d'une réévaluation profonde de la prise en compte du risque d'inondation en France, comme ce fut le cas après l'inondation du Blayais, mais introduit néanmoins une gestion des temporalités, notamment

liée à l'opérationnalisation⁶⁸⁷ du guide, que nous proposons d'analyser comme une composante du travail de régulation.

Nous reviendrons dans un premier temps à l'impact de l'accident de Fukushima sur le calendrier d'opérationnalisation du guide. Nous montrerons comment s'effectue l'intégration des travaux du Rex-Blayais et du guide inondation dans le calendrier des Évaluations Complémentaires de Sûreté, qui constituent une réévaluation concernant certains risques (dont l'inondation). Enfin, sous forme d'ouverture, nous tenterons de mettre en évidence quelques perspectives liées à l'opérationnalisation du guide, mais également à la capitalisation possible du processus de conception du guide pour d'autres instruments de régulation à concevoir.

4.1. Un guide dans l'après-Fukushima : faire mieux à défaut de pouvoir faire plus

L'accident de Fukushima, qui débute le 11 mars 2011 suite à la conjonction d'un séisme de magnitude 9 puis d'un tsunami sur la côte pacifique du Japon, intervient alors que le projet de guide inondation est déjà en consultation. Nous montrerons qu'à défaut de pouvoir réellement faire « plus », la prise en compte de l'accident de Fukushima, à travers les ECS, va perturber le processus d'opérationnalisation du guide inondation. En effet, comme nous l'avons montré, les ECS constituent finalement un processus de réévaluation exceptionnel par son ampleur (voir chapitre 3) mais plutôt classique par sa forme. Si le processus de conception du guide est percuté par l'accident de Fukushima, il n'y a pas de contradictions massives, pour les acteurs, entre la démarche Guide et la démarche ECS. On observe donc une forme de recouvrement de différents processus. Certaines SRI du guide servent de base au travail sur l'inondation des ECS, de même, les évolutions en matière d'inondation liées au guide et aux ECS sont introduites dans des mises à jour des dossiers de sites, nés avec la démarche Rex-Blayais. On peut expliquer ce mouvement par le souhait, constant, des acteurs, de ne pas créer de rupture dans leur manière de réguler la sûreté nucléaire. Il en résulte un travail de régulation continu qui permet de donner une cohérence sur le long terme aux différentes évolutions en matière de savoirs et donc aux instruments qui les incorporent. Comme nous allons le montrer, contrairement à la RFS, le calendrier de mise en application du guide a fait l'objet d'une négociation.

⁶⁸⁷ Nous parlons ici d'opérationnalisation du guide au sens de mise en œuvre effective sur les installations nucléaires.

4.1.1. La prise en compte limitée de l'accident de Fukushima dans le guide inondation

Selon l'IRSN, les « *premiers enseignements tirés de cet accident ne semblent pas remettre en cause le projet de guide* »⁶⁸⁸. L'IRSN note également qu'il « *suffirait d'inclure dans la liste des équipements à protéger tout ou partie des équipements utilisés pour faire face à l'agression cumulée à l'inondation* ». Comme l'explique un chargé d'affaire de l'ASN, « *on n'a rien rajouté sur le fond, on a rajouté sur la forme* »⁶⁸⁹. Selon les experts, le risque de tsunami est couvert par les aléas « CBMS » (Crue en Bord de Mer par Surcote) et « CBMH » (Crue en Bord de Mer par effet Houle) de la démarche Rex-Blayais. La version du guide soumise à consultation en 2010 indiquait que « *le risque de tsunami est a priori couvert par les situations de niveau marin et de vagues de référence* »⁶⁹⁰. Ces nouvelles SRI, « niveau marin » et « vagues de référence », du guide inondation remplacent les CBMS et CBMH de la démarche Rex-Blayais. Pour le guide, il n'existe au final pas d'aléa tsunami. Néanmoins, à la demande de l'ASN, le guide a été modifié pour intégrer une partie spécifique sur le tsunami et pour justifier et clarifier la conclusion qui reste alors inchangée : le risque de tsunami est considéré comme couvert par les SRI du guide inondation. Comme nous l'avons montré, l'impact de l'accident de Fukushima n'est pas très important sur la conception du guide, puisque celui-ci ne semble pas questionner les scénarios en cours d'élaboration. Finalement, ce sont les ECS (Études Complémentaires de Sécurité), mises en œuvre en France depuis 2011, qui vont fortement impacter, non pas le contenu, mais la mise en œuvre du guide inondation.

Du point de vue des temporalités, en effet, il apparaît évident que la survenue de l'accident de Fukushima a retardé la publication du guide : le travail de préparation du GP de 2012 consistant notamment à instruire les remarques issues de la consultation des publics intervient en pleine phase post-accidentelle. En conséquence, au même moment, les experts définissent le cadrage des ECS.

⁶⁸⁸ IRSN (2012). Rapport « Élaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe ».

⁶⁸⁹ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 05/02/2016.

⁶⁹⁰ IRSN (2012). Rapport « Élaboration du guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe ».

4.1.2. La démarche ECS concernant les inondations : un cadrage autour du Rex-Blayais et du guide inondation

Suite à l'accident survenu le 11 mars 2011 dans la centrale de Fukushima Daiichi, le premier ministre demande à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) de procéder à un « audit »⁶⁹¹ de la sûreté des différentes installations nucléaires françaises. L'ASN demande donc aux exploitants de réaliser des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) sur les INB afin d'évaluer la robustesse des installations au-delà de leur dimensionnement actuel. Comme nous l'avons mentionné au chapitre 3, les ECS constituent une réévaluation de la sûreté, au même titre que la démarche Rex-Blayais, mais ici appliquée à plusieurs types de risques et pas seulement à l'inondation. Contrairement au Rex-Blayais, qui avait cherché à remodeler la conception de l'instrument de régulation concernant le risque d'inondation, les ECS vont plutôt introduire une forme de réévaluation visant à prendre en compte des scénarios extrêmes. En effet, suite à des réunions des Groupes Permanents les 8, 9, 10 et 11 novembre 2011, il est demandé aux exploitants de définir un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à :

- « Prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression,
- Limiter les rejets radioactifs massifs,
- Permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise »⁶⁹².

A priori, le concept de noyau dur ne fait plus référence à des probabilités d'occurrence pour réfléchir à la protection de l'installation, mais adopte une démarche déterministe, comme l'explique un responsable de l'IRSN : « On ne parlait plus de probabilité. A Fukushima, ce qui était à 10^{-7} on l'avait évacué, manque de bol, c'est ça qui est arrivé... Il faut un ensemble de matériels hyper robustes qui résistent à des graves agressions non impossibles. »⁶⁹³. Pour définir ce noyau dur, des événements « extrêmes » vont être définis. Pour l'inondation, les exploitants vont donc proposer des scénarios allant au-delà des situations prises en compte dans le dimensionnement de leur installation. Dans un premier temps, EDF présente des aléas majorés sur la base des scénarios de la démarche Rex-Blayais. Nous sommes en 2011 et le guide inondation n'est pas encore publié. L'IRSN réagit en présentant sa

⁶⁹¹ Lettre du Premier Ministre, François Fillon, à André-Claude Lacoste, Président de l'ASN, 23 mars 2011.

⁶⁹² IRSN (2012). Rapport de synthèse de la CRA du 11 octobre 2012 – Aléas à considérer pour la définition des noyaux durs post-Fukushima.

⁶⁹³ Entretien avec un responsable de l'IRSN, 27/04/2016.

position à travers trois options possibles résumées comme ceci : « *La première option, c'est d'accepter un niveau inondation pour le noyau dur qui soit dimensionné simplement au-delà du REX-Blayais avec la limite de cette démarche qui serait une faible pérennité dans le temps puisque l'on ne s'interrogerait pas sur l'impact de l'application du guide Inondation. La deuxième option consiste à demander explicitement à l'exploitant que les niveaux inondation soient liés aux situations de référence du guide Inondation. Ce n'est pas le cas aujourd'hui dans la proposition d'EDF. Ce ne sont pas non plus les règles du jeu demandées par l'autorité de sûreté. Cela peut mener à des blocages qu'il ne faut pas sous-estimer. Un autre aspect est lié à cette position : est-ce que cela veut dire que l'on partirait dans une logique qui, poussée jusqu'au bout, aboutit à considérer les niveaux inondation pour le noyau dur comme un nouveau référentiel qui devrait évoluer à chaque fois que les niveaux du référentiel sont à évaluer ? On propose une troisième option qui consiste à s'assurer avec énormément de prudence que les niveaux d'inondation proposés pour le noyau dur sont significativement supérieurs aux niveaux des situations de référence du guide Inondation. Cette troisième option est proposée par le SCAN⁶⁹⁴ comme version un peu intermédiaire entre les deux premières options. C'est là-dessus que l'on souhaitait interroger la CRA⁶⁹⁵ »⁶⁹⁶.*

L'idée de concevoir un nouveau référentiel sur la base des ECS est alors écartée par tous les acteurs. La solution de l'IRSN semble retenue dans un premier temps. Pour les ECS, l'ASN propose que « *l'exploitant présente(ra) à l'ASN les modifications qu'il envisage en vue de renforcer, avant le 31 décembre 2017, la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel en vigueur au 1^{er} janvier 2012* »⁶⁹⁷. Le référentiel en vigueur en 2012 étant la RFS révisée par la démarche Rex-Blayais, l'idée d'aller « au-delà du référentiel en vigueur » semble assez floue.

Un exemple permet de mieux comprendre cette idée. Par exemple, pour les sites en bord de mer, l'ajout d'une marge forfaitaire de 1 mètre vis-à-vis de la SRI « Niveau Marin » définie par le guide a d'abord été envisagée. Finalement, la nouvelle position consiste à ajouter 50 cm de marge à la cote résultant de la combinaison « marée de coefficient 120 + surcote millénale », cette dernière étant

⁶⁹⁴ Le SCAN est le Service de caractérisation des sites et des aléas naturels, au sein duquel se trouve le BEHRIG, le bureau des spécialistes de l'inondation à l'IRSN.

⁶⁹⁵ La CRA est la Commission de réflexion pour les analyses de l'IRSN, une commission interne à l'IRSN qui sert à proposer des réflexions sur des sujets à forts enjeux.

⁶⁹⁶ IRSN (2012). Rapport de synthèse de la CRA du 11 octobre 2012 – Aléas à considérer pour la définition des noyaux durs post-Fukushima.

⁶⁹⁷ ASN (2014). Suivi des tests de résistance des centrales nucléaires Françaises - Mise à jour du plan d'action de l'ASN- décembre 2014.

calculée avec une approche « régionale »⁶⁹⁸. Nous avons résumé les évolutions de ce scénario depuis la RFS jusqu'aux ECS sur la Figure 83.

Instruments/ réévaluations	RFS et Démarche Rex Blayais	Guide inondation		ECS
Scénario global	Surcote millénaire + marée de coefficient 120	Surcote millénaire + marée de coefficient 120		Surcote millénaire + marée de coefficient 120
Méthode de chiffrage de l'aléa	Méthode statistique (renouvellement)	<ul style="list-style-type: none"> Méthode statistique (renouvellement) Marge de 1 mètre 	<ul style="list-style-type: none"> Méthode statistique (renouvellement) Méthode de régionalisation 	<ul style="list-style-type: none"> Méthode statistique (renouvellement) méthode de régionalisation Marge de 50 cm

↙ Au choix ↘

Figure 83 : Évolution du scénario "niveau marin"

Enfin, la prise en compte d'une inondation induite par des défaillances d'équipements internes dues à un séisme, au-delà du dimensionnement (séisme « noyau dur »), est envisagée.

Globalement, la démarche de prise en compte du risque d'inondation ne semble pas subir de modifications majeures dans les ECS. Si l'idée de base du noyau dur est d'envisager des protections contre des agressions « extrêmes », rapidement, les scénarios définis pour les ECS vont s'appuyer sur les scénarios existants, le plus souvent en ajoutant des marges. L'idée des acteurs est plutôt d'appliquer rapidement les modifications envisagées suite à l'important travail de la démarche Rex-Blayais et du guide inondation.

⁶⁹⁸ Le guide inondation préconise l'ajout de la méthode de régionalisation à la méthode statistique de renouvellement. Si l'exploitant n'utilisait pas la méthode de régionalisation, une marge d'un mètre était envisagée. Les ECS préconisent, en plus de l'approche régionale et pour aller au-delà du guide inondation, une marge de 50 cm au niveau des protections.

4.1.3. Les modalités de mise en œuvre du guide inondation chez EDF intégrées dans le calendrier des ECS

Le 31 mai 2013, lors d'une réunion, l'ASN et l'IRSN définissent les modalités d'application du guide et établissent un calendrier prévisionnel. Le 1er juillet 2013, l'ASN présente sa vision à EDF. Pour toutes les nouvelles INB dont la construction est engagée après la publication du guide, c'est-à-dire avril 2013, les exploitants devront l'appliquer. Pour les autres installations, les exploitants doivent prendre en compte le guide lors des réexamens de sûreté des INB et plus précisément lors de la soumission à l'ASN du dossier d'orientation⁶⁹⁹. Le guide est donc applicable immédiatement pour les nouvelles INB, alors que pour les INB déjà en exploitation sa mise en œuvre est étalée dans le temps.

Au cours de l'année 2013, les modalités d'application sont discutées entre EDF, l'IRSN et l'ASN. Les temporalités retenues pour l'application du guide inondation sont différenciées en fonction des réacteurs. Certains réacteurs du palier 1300 MW ont, en effet, utilisé la démarche Rex-Blayais pour leur dossier de réexamen, et la 3ème visite décennale a été considérée comme trop proche par EDF pour appliquer le guide. Le choix retenu est donc d'appliquer le guide entre les VD3 et 4 pour les paliers 1300 MW, lors de la VD4 pour les 900 MW et lors de la VD2 pour les paliers N4.

⁶⁹⁹ Le dossier d'orientation du réexamen a lieu 3 ans avant le réexamen de sûreté. L'exploitant précise, lors du dossier d'orientation, la profondeur d'analyse qu'il envisage pour le réexamen de sûreté. Celui-ci est l'occasion, pour l'exploitant, d'établir un examen de conformité aux référentiels et à la réglementation en vigueur mais également de procéder à une réévaluation de ses protections.

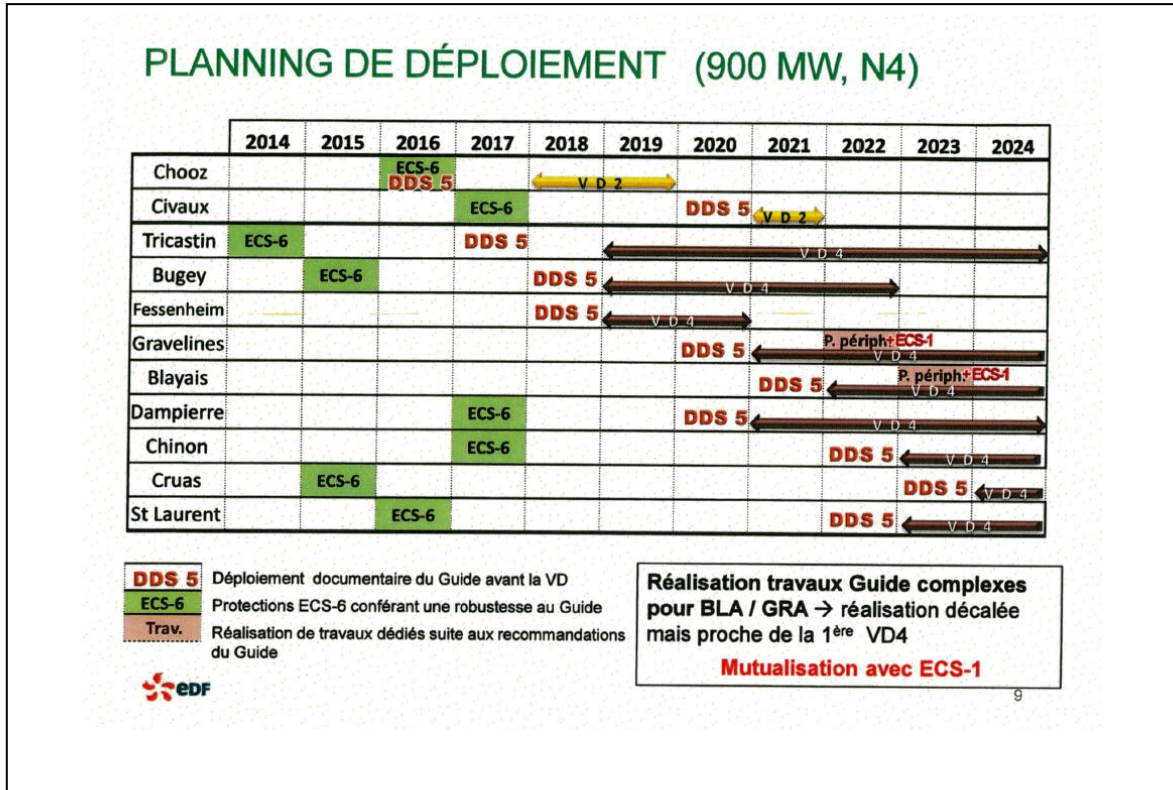


Figure 84 : Planning de Déploiement du guide inondation -900MW et N4 (EDF, 2013)

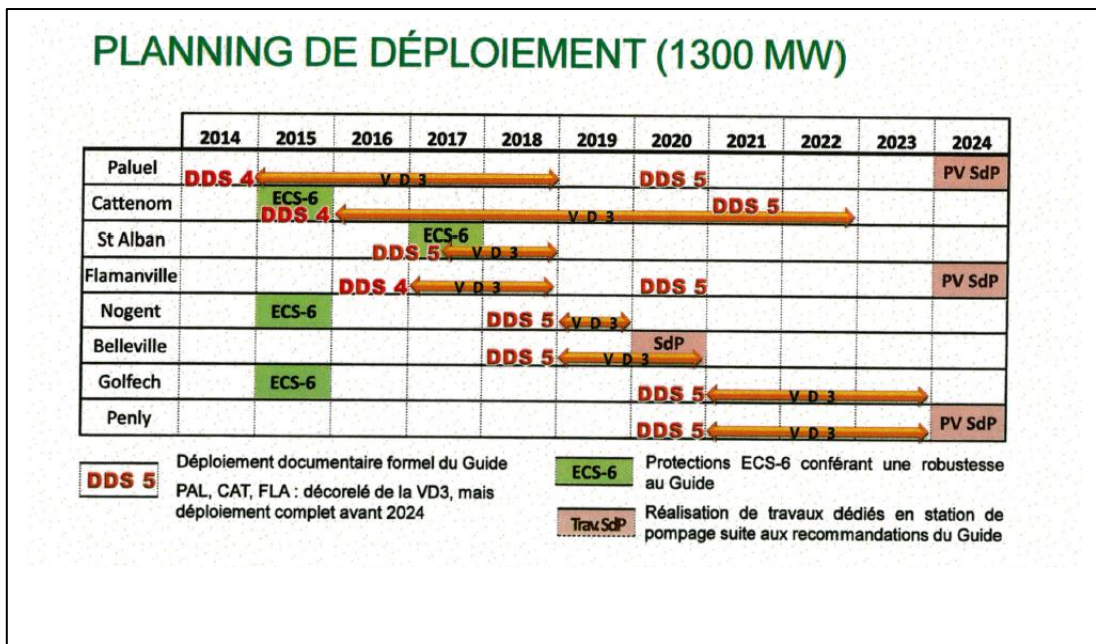


Figure 85 : Planning de déploiement du guide inondation -1300 MW (EDF, 2013)

Les Figure 84 et Figure 85 présentent le déploiement du guide sur les différents sites EDF. Il semble important de mettre en évidence que le déploiement du guide va, selon EDF, très peu impacter les sites puisque ceux-ci doivent répondre, en amont, aux modalités de mise en œuvre des ECS. Les ECS

font l'objet de « décisions » de l'ASN et sont de fait plus contraignantes que les guides ASN. En d'autres termes, les exigences des ECS couvriraient celles du guide inondation⁷⁰⁰. En effet, de nouveaux calculs, à partir des préconisations du guide, font alors apparaître lors des ECS, la nécessité de mettre en place de nouvelles protections. C'est notamment le cas pour les sites de Flamanville, de Belleville et de Penly, qui devront réaliser des travaux sur leurs stations de pompage.

A priori, l'opérationnalisation du guide inondation ne pose pas de difficultés particulières du côté d'EDF. Comme l'explique un expert EDF du SEPTEN, « *Il y a quand même des évolutions entre Rex Blayais et guide inondation qui peuvent avoir des conséquences, mais on peut dire de manière macroscopique que le guide reprend beaucoup les aléas du Rex Blayais* »⁷⁰¹. Sur les sites EDF, le constat semble être le même. Un responsable de la gestion du risque d'inondations sur le site du Blayais en convient : « *Sur l'inondation, il y a plus de modifications après Blayais qu'après Fukushima* »⁷⁰². Pour le site du Blayais par exemple, le guide inondation ne sera pas opérationnalisé avant 2019 « *le Dossier de Site (DDS) stade 5⁷⁰³ sera décliné en 2019. Le référentiel sera alors le guide inondation* »⁷⁰⁴. En effet, ce sont les dossiers de site EDF qui déclineront le guide sur chaque site. Pour chaque site, la transition entre la démarche Rex-Blayais et le guide inondation sera donc faite entre 2013 et 2023 et intégrée dans les DDS. Les DDS « stade 4 » prendront en compte la démarche Rex-Blayais alors que les DDS stade 5 seront basés sur le guide inondation.

L'accident de Fukushima n'a donc pas modifié le guide inondation dans son contenu mais l'a intégré, du point de vue des temporalités, à la réévaluation (ECS) entraînée par l'accident. Il est intéressant de noter que les ECS permettent alors de capitaliser à la fois sur le Rex-Blayais (en pérennisant et en valorisant les dossiers de sites) et le guide inondation. L'accident de Fukushima ne conduit pas à créer de nouveaux instruments concernant l'inondation. En ce sens, concernant l'inondation, l'incident du Blayais a conduit à une réévaluation du risque beaucoup plus profonde que l'accident de Fukushima.

⁷⁰⁰ Ces affirmations sont néanmoins à modérer puisque pour les sites du Blayais et de Gravelines, des travaux complémentaires doivent être réalisés pour l'application du guide, notamment vis-à-vis de la prise en compte du risque d'horsain.

⁷⁰¹ Entretien avec expert du SEPTEN d'EDF, 08/12/2016

⁷⁰² Entretien avec un expert inondation (externe) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015

⁷⁰³ Nous avons mis en évidence que les dossiers de sites subissent plusieurs mises à jour qu'EDF nomme « stade ». Le stade 1 correspond à la première version des dossiers de site dans les mois qui suivent l'inondation du Blayais.

⁷⁰⁴ Entretien avec un expert inondation (externe) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015

Ce constat nous amène à penser que le processus de gestion des temporalités, associé à l'opérationnalisation des instruments de régulation, fait partie intégrante du travail de régulation. La forme de stabilité du régime de régulation après l'accident de Fukushima est alors liée en partie à la pérennité des instruments, qui sont utilisés comme levier d'action par les organisations.

4.2. Quels « futurs » pour le guide inondation ?

4.2.1. L'opérationnalisation du guide : la persistance de la souplesse

Concernant l'opérationnalisation du guide, les experts IRSN se rendent rapidement compte que le lien entre l'instrument et sa déclinaison sur les sites est parfois complexe : *« Pour l'utilisation du guide, on se rend compte qu'un ingénieur ne comprend pas forcément la même chose (que nous) à la lecture du guide. »*⁷⁰⁵ La souplesse voulue quant à l'opérationnalisation semble parfois poser problème aux exploitants autres qu'EDF, comme l'explique un expert du CEA, *« On a l'impression qu'il y a plein de choses qu'on peut faire, qu'on peut interpréter. J'ai l'impression que certaines recommandations du guide restent dans le flou. Il ne voulait pas dire « c'est cette méthode-là qu'on doit utiliser ». Le guide avait l'intention de donner de la souplesse et donner un panel de solutions, c'était plutôt bien d'ouvrir des portes, mais il y a des choses qui sont ininterprétables ou difficiles à comprendre »*⁷⁰⁶. Sur les sites du CEA et d'Areva notamment, la problématique de la proportionnalité aux enjeux est aussi sujette à interprétations comme l'explique un chargé d'affaire de l'ASN, *« l'IRSN nous donne le « souhaitable », l'exploitant le « réalisable » et nous l'ASN on doit trancher. L'exploitant s'appuie tous les jours sur la notion de proportionnalité aux enjeux de l'arrêté INB. Mais ce n'est pas une nouveauté, plutôt une formalisation de ce qui existait déjà »*⁷⁰⁷ Sur les sites, le lien entre la protection contre l'inondation et les enjeux industriels sont toujours fortement présents comme l'explique un ancien responsable de la centrale du Blayais : *« On peut négocier ou s'entendre sur certains aléas. Des choses peuvent paraître excessives. Les délais peuvent être discutés car on ne peut pas rapidement tout installer sur 58 tranches. Par exemple, après Fukushima, on a décidé*

⁷⁰⁵ Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 12/02/2015.

⁷⁰⁶ Entretien avec un expert inondation du CEA, 23/02/2017.

⁷⁰⁷ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 05/02/2016.

d'installer un diesel en plus mais ça prend du temps. On ne peut pas tout changer du jour au lendemain. La nécessité de fournir de l'énergie intègre la sûreté »⁷⁰⁸.

Côté ASN, une forme de routinisation quant au risque d'inondation est mentionnée : « *Effectivement, on a eu une instruction post Blayais qui a été faite au niveau central, il y a un lot d'inspections au niveau local et ça s'effrite très très vite parce que le quotidien revient. On perd au niveau central la visibilité là-dessus et du moment qu'on perd en central, il y a de fortes chances qu'on perde ça en local aussi. Je ne pense pas que l'ASN ait tiré un retour d'expérience sur ce mode de fonctionnement »⁷⁰⁹.*

4.2.2. Résurgence de la volonté de mise en œuvre d'une EPS Inondation externe : la voie de la recherche

Suite à l'incident du Blayais, certains acteurs, on l'a dit, avaient émis le souhait de mettre en œuvre une démarche complémentaire au guide inondation par l'intermédiaire d'une EPS (Étude Probabiliste de Sûreté). Sans revenir sur le fondement de ce type d'étude (cf. 2.1.1), une autre occasion va réactiver l'idée de faire une EPS inondation externe.

Si l'accident de Fukushima a forcément eu un impact sur cette réflexion, un autre élément de contexte est également à prendre en compte. En effet, les premières centrales REP d'EDF auront bientôt 40 ans d'exploitation⁷¹⁰, et il sera demandé aux experts d'évaluer leur sûreté lors des prochains réexamens de sûreté en vue d'autoriser ou non la prolongation de leur exploitation au-delà des 40 ans initialement prévus. En 2013, dans le cadre du Groupe Permanent d'Orientation (GPO) dédié au projet « Sûreté de Fonctionnement : 60 ans », EDF propose l'action suivante : « *Dans le cadre de l'instruction du réexamen de sûreté VD4/900 (...), EDF réalisera une analyse systématique, de type « screening », de l'ensemble des agressions plausibles pour chaque site et déterminera sur la base de critères explicites les sites et les agressions pour lesquels une analyse probabiliste pourrait être nécessaire en considérant l'état de l'art international en la matière »⁷¹¹.*

EDF définit alors plusieurs critères d'exclusion qui mèneraient à abandonner la mise en place de certaines EPS. Le critère 6 précise notamment que l'EPS sera exclue si « *le phénomène a une*

⁷⁰⁸ Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 18/03/2015.

⁷⁰⁹ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

⁷¹⁰ Le CNPE de Fessenheim a été mis en service en 1978 et aura donc 40 ans d'exploitation en 2018.

⁷¹¹ EDF/SEPTEN (2013). Note d'étude EDF SEPTEN du 06/08/2013.

cinétique suffisamment lente permettant de démontrer que l'on dispose d'assez de temps pour en éliminer ses effets ou pour mettre en place une réponse adaptée »⁷¹². Selon EDF, ce critère d'exclusion est notamment utilisé à l'international pour exclure l'inondation externe du processus d'EPS.

On observe alors, comme suite à l'inondation du Blayais, un positionnement très différent de l'IRSN sur la question. En effet, l'IRSN publie en mars 2015 une note synthétique sur l'apport des EPS menées dans le monde pour les agressions climatiques et les inondations externes. L'IRSN tire les enseignements suivants des études internationales au sujet de la faisabilité d'une EPS inondation externe : « *Les avantages de ce sujet sont la possibilité d'une approche progressive (demandant des moyens et des délais non prohibitifs), et l'obtention possible dans un délai raisonnable d'enseignements très utiles comme l'existence (ou l'absence) d'effets faibles, une estimation du gain apporté par la protection volumétrique et plus tard par le noyau dur...* »⁷¹³.

Au moment de rédiger cette synthèse, il apparaît que le BEHRIG (IRSN) travaille sur la partie consacrée aux aléas de l'EPS « Inondation externe », notamment par l'intermédiaire d'une thèse⁷¹⁴. A EDF, on considère qu'« *Il y a vraiment des travaux sur des études probabilistes mais ça n'a pas aboli les références aux études déterministes qui étaient faites avant* »⁷¹⁵. Un chargé d'affaire de l'ASN nous explique que « *l'EPS inondation externe, ça relève de la R&D. Il faut quand même être très prudent sur les résultats des études probabilistes* ». ⁷¹⁶

4.3. Conclusion intermédiaire

L'accident de Fukushima vient percuter la conception du guide inondation, au moment où celle-ci est déjà très avancée. On observe donc une gestion des temporalités pour concilier l'opérationnalisation du guide et les ECS. On note un recouvrement de différents processus (réalisation des ECS, réflexion sur les temporalités d'application du guide, fin des travaux du Rex-Blayais), mais sans finalement que des contradictions massives apparaissent. De plus, on peut mettre en évidence la prolongation du

⁷¹² EDF/SEPTEN (2013). Note d'étude EDF SEPTEN du 06/08/2013.

⁷¹³ IRSN (2015). Apport des EPS menées dans le monde pour les agressions climatiques et les inondations externes.

⁷¹⁴ D'autres travaux de recherche menés par le BEHRIG depuis 2011 sur la propagation d'incertitudes concourent également au développement d'une approche probabiliste.

⁷¹⁵ Entretien avec un expert inondation d'EDF, 22/02/2017

⁷¹⁶ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 05/02/2016.

débat concernant les méthodes avec le développement de travaux de recherche autour des EPS. Les suites de l'accident de Fukushima montrent donc la poursuite de ce travail collectif continu, le travail de régulation, notamment dans la gestion des temporalités liées à l'opérationnalisation du guide. Dans les ECS, l'inondation semble être traitée dans la continuité des travaux du Rex-Blayais et du guide inondation.

5. Conclusion du chapitre 5

A l'issue de cette analyse de la conception du guide inondation, nous avons mis en évidence un double mouvement : les modalités selon lesquelles les caractéristiques du régime de régulation cadrent la conception de l'instrument, et en retour, la manière dont ce processus de conception, que nous analysons comme un travail de régulation, fabrique ce régime en le « concrétisant ».

Voulue par l'IRSN et l'ASN comme un laboratoire pour expérimenter une nouvelle manière d'élaborer les outils de régulation, la conception du guide inondation a été le miroir d'une recherche d'auditabilité qui nous semble caractériser le régime de régulation de cette époque, et dont nous avons évoqué certaines des caractéristiques au chapitre 3 (ouverture vers des expertises extérieures, séparation institutionnelle entre expertise et décision, consultation publique et publicisation de l'instrument). Cette orientation est rendue possible par le contexte dans lequel se déroule la conception du guide : le guide n'a plus à répondre à l'urgence industrielle à laquelle faisait face la RFS, qui tentait d'encadrer la conception des centrales construites à marche forcée sur toute la France, ou la démarche Rex-Blayais qui répondait directement à l'inondation de la centrale du Blayais de 1999. La durée de son élaboration (8 ans officiellement mais 13 ans si on considère l'ensemble du travail mené depuis le Rex-Blayais) est d'ailleurs un signe du fait que le délai n'était plus un impératif aussi fort.

Comment le processus de conception du guide a-t-il en retour donné corps à ces nouveaux principes, contribuant ainsi à la fabrication du régime, en le concrétisant ? D'abord, nous pouvons mettre en évidence un véritable changement quant aux rôles et aux poids respectifs des organisations. L'IRSN est progressivement passé du statut de « relecteur » à celui de contre-expert des travaux d'EDF, en montant en compétence à travers les apprentissages liés au Rex-Blayais et à la conception du guide. On voit bien ainsi comment le processus de conception d'un instrument peut être le support d'un apprentissage des acteurs, qui leur permettra d'endosser le rôle assigné par l'architecture organisationnelle. De son côté, l'ASN est devenue le véritable pilote et s'est posée en décideur sur la conception du guide, rôles que le régulateur n'avait pas joués en 1984. Nous l'avons observé à la fois

dans la manière dont le processus de conception du guide a été organisé, et dont certains débats ont été tranchés. L'architecture organisationnelle a ainsi été consolidée et « mise en acte ».

Ensuite, la conception du guide a également produit le régime au sens où ce travail de régulation a été l'occasion de délimiter, en pratique, le degré d'ouverture du régime, en testant des modalités organisationnelles. L'ouverture à des experts extérieurs et la consultation du public ont constitué une première pour le régime de régulation. C'est le périmètre du système d'acteurs qui a ainsi été reconfiguré. Cela dit, cette reconfiguration s'est effectuée de manière contrôlée, et a eu un impact limité sur le guide en lui-même qui semble assez proche de ce qui a été fait dans la démarche Rex-Blayais.

On notera que les différentes tentatives d'ouverture ou d'élargissement ont été rendues complexes par la dépendance au sentier relative aux savoirs disponibles (Rex-Blayais notamment), qui restent lacunaires sur certains aspects, mais aussi par des blocages liés au « déjà là » industriel⁷¹⁷. Ces contraintes, à la fois cognitives et politiques, participent à l'effet « stabilisateur » du travail de régulation.

Finalement, cette stabilité s'explique aussi par le fait que la conception du guide s'inscrit dans un travail de régulation au long cours, qui a permis d'accumuler et de stabiliser des connaissances éprouvées, sans occasionner de rupture majeure. Nous voudrions en effet insister sur la temporalité de ces processus, qui contraste avec l'instantanéité des changements institutionnels (le vote d'une loi, la signature d'un décret). On l'a noté, la période que nous avons étudiée est volontairement plus étendue que celle qui comprend strictement la conception du guide inondation. En effet, de même que la RFS puisait ses sources dans un travail réalisé au sein d'EDF plusieurs années auparavant, de même, nous avons montré que la conception du guide inondation est inscrite dans le temps long de la production et de la formalisation des savoirs liés à l'inondation du Blayais en 1999 et à la démarche Rex-Blayais qui en a résulté. Cette fabrique de connaissances communes et la formation du collectif expert qui les partage sont pour nous au centre de ce que nous appelons le « travail de régulation », ils en imposent donc le « tempo » et, au final, constituent un facteur de stabilisation dans la dynamique d'évolution du régime.

⁷¹⁷ Ce constat peut ouvrir un débat sur l'intérêt de la rétroactivité de la règle, ce principe pouvant conduire à une moindre exigence sur les installations futures.

Conclusion de la partie III

L'analyse de la conception de deux instruments de régulation nous informe sur le fonctionnement du régime de régulation et sur la nature des interactions entre ses composantes. Nous avons pu montrer que d'une part, le régime de régulation conformait pour partie le processus de conception des instruments qui en découlait, mais que ce processus pouvait être analysé comme un travail de régulation, possédant une dynamique et des contraintes propres, et qu'en donnant corps à certains principes, il influait en retour sur les caractéristiques concrètes du régime et ses évolutions. C'est sur les effets de ce travail de régulation que nous voudrions revenir, en constatant d'abord la grande continuité entre la RFS et le guide inondation, alors même qu'ils ont été conçus à 30 ans d'intervalle, dans le cadre de régimes que nous avons caractérisés comme différents (cf. partie 2). Nous reprendrons alors les principaux points saillants de ce processus, et mettrons en évidence les éléments de changement et de continuité qui le caractérisent, dont l'équilibre spécifique nous semble expliquer la similarité des instruments produits. Nous mettrons en même temps en évidence comment le travail de régulation observé dans ce processus impacte l'évolution du régime de régulation.

Précisons que nous introduirons ponctuellement dans notre analyse, en plus de la RFS et du guide inondation, la note interne Rex-Blayais, dont nous avons vu qu'elle avait constitué une étape importante dans le processus de conception du guide inondation.

Une grande continuité entre les instruments

Quand on compare la RFS et le guide inondation, un premier constat s'impose, celui d'une grande continuité. Comme on le verra dans le tableau comparatif ci-dessous (voir Figure 86), les deux instruments sont assez semblables dans leur forme finale, et ont tous deux le même statut, celui de « guides de bonne pratique », publiés par le régulateur (La note de doctrine « Rex Blayais » s'en distingue nettement car il s'agit d'une note interne EDF, paradoxalement plus contraignante pour l'entreprise que les deux autres documents). Seul leur périmètre d'application diffère puisqu'on note pour le guide un élargissement du périmètre d'application à toutes les INB.

En termes de contenu et de principes méthodologiques, il existe de fortes proximités entre les trois instruments : il s'agit de textes comprenant deux parties, de volume très inégal, la première présentant une démarche d'évaluation du risque inondation, la deuxième (plus succincte) abordant la question des dispositifs de protection. Dans la première partie sont notamment définis des scénarios d'inondation, associés à une probabilité d'occurrence, scénarios qui permettent une

quantification de l'inondation, dont découle le dimensionnement des protections. On remarque que, si le contenu général est similaire, la démarche Rex-Blayais et le guide inondation proposent plus de scénarios (respectivement 13 et 11, au lieu de 6 pour la RFS) et diversifient les méthodes possibles pour élaborer les scénarios (tout en conservant une méthode initialement mise au point par EDF). En ce qui concerne, les principes de protection, ils sont plus ou moins poussés (le Rex-Blayais va plus loin sur cet aspect, ce qui n'est pas illogique car il est une production de l'exploitant). Mais, globalement, les trois instruments reposent sur des conceptions identiques, et apparaissent davantage comme des variantes autour d'un même concept de base.

Conçu 30 ans après la RFS, dans le cadre d'un régime qui a évolué vers une recherche d'auditabilité, le guide apparaît donc comme étrangement semblable à la règle qu'il vient remplacer.

Nom de l'instrument	Règle Fondamentale de Sécurité 1.2.e « Prise en compte du risque d'inondation d'origine externe »	Note d'étude EDF SEPTEN « Protection des tranches nucléaires contre les risques d'inondation externe. Démarche méthodologique de réexamen des hypothèses de conception »	Guide de l'ASN n°13 relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes
Type de l'instrument	Guide de « bonnes pratiques » publié par le SCSIN en 1984	Note de doctrine EDF intégrée à la démarche Rex-Blayais en 2001	Guide de « bonnes pratiques » publié par l'ASN en 2013
Forme finale de l'instrument	<ul style="list-style-type: none"> - Une règle générique « souple » de bonnes pratiques - 7 pages centrées principalement sur l'évaluation du risque 	<ul style="list-style-type: none"> - Une note de doctrine interne EDF, contraignante pour les sites - Une cinquantaine de pages consacrées à l'évaluation du risque et aux dispositifs de protections 	<ul style="list-style-type: none"> - Un guide générique « souple » de bonnes pratiques - 44 pages centrées principalement sur l'évaluation du risque (5 pages concernent les protections)
Contenu technique et méthodes utilisées	<ul style="list-style-type: none"> - 6 scénarios pour 3 sites « type » - Principe de définition d'une cote (CMS) pour « caler les centrales » - Une méthode statistique pour estimer les aléas est préconisée (méthode EDF du renouvellement) - Quelques préconisations de protections (calage de la plateforme et étanchéité de locaux) - Un objectif probabiliste implicite : 10^{-4} 	<ul style="list-style-type: none"> - 13 scénarios dont certains préexistaient et d'autres sont issus des PPRI - Principe de définition d'une cote (CMS) avec conjonction de scénarios possibles - Des protections mobiles ou fixes à envisager selon les scénarios - Un objectif probabiliste implicite : 10^{-4} 	<ul style="list-style-type: none"> - 11 scénarios (appelés SRI) reprenant majoritairement les scénarios du Rex-Blayais mais en modifiant certaines méthodes (introduction d'une méthode PPRI ou encore d'une nouvelle manière d'évaluer les événements extrêmes). - Des recommandations concernant les protections portant sur l'organisation en exploitation ou sur des protections à prendre à la conception de l'installation - Un objectif probabiliste implicite : 10^{-4}

Figure 86 : Tableau comparatif des trois instruments identifiés

Le constat de cette stabilité paraît donc étonnant, ce qui nous amène à nous demander si les transformations du régime au fil du temps ont réellement impacté les processus de conception de l'instrument.

Des processus de conception pourtant différents

Notre analyse nous montre d'abord que la conception des instruments est déclenchée par des événements d'ordre différent. Pour la RFS, c'est l'identification d'un problème à la conception, et les enjeux industriels associés, qui mettent à l'agenda l'instrument, sans que des incidents (inondations) en soient à l'origine. Au contraire, la note de doctrine EDF est directement liée à l'inondation du Blayais. L'origine du déclenchement de la conception du guide est plus complexe à déterminer : lié aux inondations du Rhône en 2002-2003, ce processus est aussi indirectement lié à l'inondation du Blayais et à l'exploitation de la démarche REX qui a été conduite par EDF, sachant que les transformations institutionnelles en cours, qui ont abouti en 2006 à la loi TSN, poussaient aussi à un nouvel instrument (voir chapitre 3).

La durée du processus est également distincte. La conception de la note de doctrine du Rex-Blayais est plus rapide (quelques mois) que la conception de la RFS et du guide, notamment parce qu'elle implique essentiellement EDF (l'expert et le régulateur étant toutefois appelés à discuter et valider les travaux d'EDF en la matière), et que la pression mise sur l'exploitant par le régulateur, suite à l'incident du Blayais, est importante. Celle du guide est plus longue, ce qui n'est pas étonnant au vu des nouveautés introduites dans le processus de conception : élargissement à toutes les INB, pilotage conjoint IRSN/ASN, intégration de nombreuses organisations extérieures, multiplication des thématiques, nouvelles procédures (mise en consultation, passage devant le collège de l'ASN ...).

Cela dit, l'analyse menée tout au long de cette partie 3 nous a surtout conduit à caractériser le travail de régulation dans les trois cas (voir tableau de synthèse ci-dessous). Nous voudrions donc ici mettre en évidence les principaux éléments de changement et de continuité que nous avons repérés, ce qui pourrait nous éclairer sur l'étrange permanence des instruments qui en résultent.

Nous ne reprendrons pas ici en détails la thématique de la *problématisation du risque*. En effet, la problématisation faite avant la conception de la RFS a ensuite été reprise lors de la conception des deux autres instruments, malgré une remise en cause temporaire lors de l'inondation du Blayais. Nous considérons que si elle y participe, par une forme de cadrage qu'elle va initier et le type de savoirs qui seront mobilisés lors de la conception des instruments (notamment pour la RFS), elle n'est qu'une étape préalable au travail de régulation.

Concernant *le choix et la mise en place de la configuration organisationnelle*, nous constatons de fortes disparités dans les trois processus, liées aux choix institutionnels des architectures organisationnelles du régime et à des systèmes d'acteurs différents. Certes, le noyau des organisations centrales dans le régime de régulation (expert, contrôleur et exploitants) est toujours le même. Un autre élément de stabilité est le fonctionnement du groupe permanent, qui constitue une procédure d'organisation du dialogue technique qui perdure, même si son poids diminue au fil du temps. Mais la répartition des rôles et le poids de chacun sont assez différents. Ainsi, le rôle d'EDF est prépondérant à la fois dans la conception de la RFS et de la démarche Rex-Blayais, mais pour des raisons distinctes. En effet, la conception de la RFS nous dévoile un pilotage EDF/IPSN marqué par un déséquilibre de l'expertise en faveur d'EDF (si la règle est officiellement publiée par le SCSIN, le contrôleur n'a qu'un rôle mineur dans la conception de la RFS). Par contraste, la démarche Rex-Blayais est pilotée par EDF, qui en garde la maîtrise même si elle fait l'objet de nombreux échanges avec l'IRSN et l'autorité de sûreté. Au contraire, le rôle de l'IRSN et de l'ASN est beaucoup plus affirmé dans la conception du guide inondation, tout en accordant un rôle premier à EDF, alors que d'autres acteurs (autres exploitants, experts extérieurs) rentrent dans le jeu. La division en deux sous-groupes, respectivement pilotés par l'IRSN et l'ASN, permet de laisser l'ASN prendre en charge les aspects les plus politiques, tandis que les experts et autres acteurs extérieurs trouvent un espace d'expression, sans qu'ils puissent peser excessivement sur les choix finaux. Il y a donc, dans le cas du guide, une composante organisationnelle du travail de régulation, qui n'apparaissait pas au premier plan lors de la conception de la RFS.

Concernant le *cadre méthodologique*, au sens de l'architecture de la démarche et du choix des méthodes, on observe en revanche une certaine continuité entre les trois processus, mais des enrichissements ou compléments successifs sont apportés, à la faveur d'emprunts à des méthodologies portées par des acteurs extérieurs, ou grâce au rééquilibrage des expertises et à l'émulation qu'elle suscite. Dans les trois cas, la démarche de base est la même : caractérisation de quelques scénarios, associés à des probabilités d'occurrence, et plus ou moins cohérents avec des objectifs probabilistes, détermination des dispositifs de protection adéquats pour faire face à ces scénarios. Pour la RFS le cadrage est prédéterminé par EDF, qui défendra vigoureusement sa méthode statistique, créée en interne, face à un IPSN n'ayant pas les moyens de proposer des méthodes alternatives. Lors de la démarche Rex Blayais, les méthodes utilisées pour la RFS sont maintenues, mais l'ajout de nouveaux scénarios, qui impliquent notamment des emprunts aux méthodes PPRI, ou PPI, oblige à un cadrage méthodologique plus large. Pour le guide enfin, les méthodes reprennent en grande partie le cadrage méthodologique de la démarche Rex-Blayais, même si la consultation d'organismes extérieurs et l'émulation entre experts vont pousser à des

modifications de méthode sur certains sujets (rupture de barrage, horsains). Il est frappant de constater la conjonction de nouvelles explorations méthodologiques et la continuité des choix de méthode.

Enfin, sur la question *du traitement des controverses et la négociation des compromis*, nous observons d'abord que ces controverses peuvent se regrouper en deux grands thèmes :

- les objectifs de sûreté : choix et chiffrage des scénarios pertinents, marges associées, objectifs probabilistes, question de la proportionnalité aux enjeux ;
- les méthodes et modèles utilisés : intérêt des EPS, méthode de renouvellement et ses variantes

Certains de ces thèmes, comme la question de la proportionnalité aux enjeux, émergent à l'occasion de l'élargissement du périmètre d'application de l'instrument, et plus généralement de l'insertion de nouveaux acteurs dans le processus de conception. Mais, pour l'essentiel, ces thèmes réapparaissent de manière récurrente : l'intérêt d'introduire des Études Probabilistes de Sûreté (EPS), ou le thème des objectifs probabilistes, notamment. La reprise périodique des mêmes sujets semble finalement plus un moyen de réévaluer collectivement certaines propositions, de remettre à jour les connaissances communes, en « challengeant » certaines propositions à la lumière de progrès scientifiques ou d'approches alternatives, que d'orienter les acteurs vers des transformations radicales des instruments de régulation.

Quant aux processus de formation des compromis, ils restent assez semblables au fil du temps. Si l'on observe, au moment de la RFS, le rôle de l'urgence industrielle, facteur que l'on ne retrouvera plus ensuite, qui va par exemple pousser à trouver un accord rapide sur le choix des marges, on constate que, souvent, le débat se clôt en raison du caractère lacunaire des savoirs, qui ne permet pas de proposer des alternatives à une méthode éprouvée, de l'insuffisance des ressources pour investir dans de nouvelles méthodes (les EPS par exemple), et d'un souci, sans doute commun à la plupart des acteurs, au-delà de leurs intérêts différents, de ne pas rompre le dialogue. C'est pourquoi, si le compromis n'est pas trouvé, il semble préféré de laisser des marges d'interprétation et une souplesse d'application dans les versions finales des instruments. Nous avons établi un comparatif de ces différentes modalités dans le tableau analytique suivant (Figure 87).

Instruments	RFS inondations	Note de doctrine EDF	Guide inondations
Période de conception	1981-1984	2000-2001	2005-2013
Evènement déclencheur	Identification de problèmes liés à l'inondation lors de la conception/construction de réacteurs nucléaires	Inondation du Blayais	Inondation du Blayais et inondations du Rhône (2002-2003)
Choix et mise en place de la configuration organisationnelle	<ul style="list-style-type: none"> - Une conception pilotée par l'IPSN - Un travail essentiellement réalisé par EDF en raison d'une expertise déséquilibrée entre l'IPSN et EDF Une règle publiée par le SCSIN	<ul style="list-style-type: none"> - Une conception interne à EDF Des échanges nombreux avec l'IRSN et l'ASN	<ul style="list-style-type: none"> - Un pilotage ASN/IRSN divisé en deux sous-groupes (« Objectifs de sûreté » et « Phénomènes ») - Un sous-groupe « Phénomènes » élargi à des organismes extérieurs Un groupe restreint pour piloter l'écriture du guide comprenant l'IRSN, l'ASN et les exploitants
Cadrage méthodologique	-Une méthode proposée par EDF et reprise explicitement dans la RFS.	-Des méthodes plus diverses qui empruntent également aux PPI et PPRI avec une reconduction de méthodes de la RFS	Des méthodes issues du Rex-Blayais avec des ajustements liés à l'ouverture du processus à d'autres organismes.
Traitement des controverses et des négociations des compromis	<ul style="list-style-type: none"> - Deux débats clos rapidement : des objectifs probabilistes de sûreté et une méthode statistique Un débat majeur entre EDF et l'IPSN : le choix de la marge à associer à la crue millénaire. La négociation aboutit à un compromis autour d'une marge de +15%.	<ul style="list-style-type: none"> - Un débat rapidement clos : la possibilité de réaliser une EPS « Inondation externe ». Un débat non tranché en l'absence d'alternative disponible : la méthode statistique de renouvellement. Un compromis est trouvé dans le développement d'une nouvelle approche complémentaire (régionale)	<ul style="list-style-type: none"> - La définition d'un objectif de sûreté - La question de l'application de la proportionnalité aux enjeux Certains scénarios et méthodes (rupture de barrage et méthode de régionalisation pour les surcotes).

Figure 87 : Tableau analytique des modalités du travail de régulation autour des trois instruments identifiés

Le processus de conception des instruments que nous venons ainsi de caractériser nous permet donc de mieux comprendre l'évolution modérée des instruments de régulation produits. Il montre à la fois les sources de stabilité et les dynamiques de changement existantes. Mais ce travail de conception des instruments produit autre chose que le guide ou la règle, qui est son objet premier. A notre sens, en l'interprétant comme un « travail de régulation », on comprend comment il contribue aussi à façonner concrètement le régime de régulation, et à influencer sur sa dynamique, en accélérant ou en freinant certaines évolutions que nous avons caractérisées de manière plus « macro » dans la partie précédente.

Le travail de régulation, facteur de stabilité du régime de régulation

Le travail de régulation, compris comme l'ensemble des activités et interactions qui se déroulent entre les acteurs en vue de la conception ou de la transformation d'un instrument, est bien sûr cadré par l'architecture organisationnelle et le fonctionnement du système d'acteurs propres au régime. Ainsi, lors de la conception de la RFS, ces composantes du régime imposent un travail fortement orienté par la prépondérance d'un acteur, EDF, -ses savoirs, ses urgences et intérêts industriels-, et le déséquilibre de l'expertise avec l'expert public. Mais c'est en même temps ce travail qui, en mettant en œuvre concrètement le dialogue et la négociation, notamment entre exploitant et expert, va contribuer à donner forme à la « raisonnable souplesse » que nous avons évoquée. La raison « ingénierique » soutenue par l'exploitant est à la fois assimilée et discutée par les autres parties prenantes, comme nous le montre l'épisode de la négociation des marges entre EDF et l'IPSN. Ces discussions contribuent à forger la philosophie qui sera celle du régime dans cette période, en fabriquant en même temps un collectif d'acteurs qui, s'ils n'ont pas les mêmes logiques, partagent néanmoins le même langage et progressivement les mêmes modes de raisonnement et les mêmes savoirs.

Lors du processus de conception du guide, le régime cadre également le travail de régulation. Mais son architecture a évolué, rééquilibrant le poids respectif des acteurs, et de nouvelles dynamiques d'ouverture, tant sur la société que sur des expertises extérieures au monde du nucléaire, sont à l'œuvre. Permis par ce nouveau cadre, le travail de régulation contribue à explorer de nouveaux dispositifs organisationnels pour donner corps à cette dynamique d'ouverture (modalités de consultation du public, procédures de collaboration avec des experts « extérieurs »), à explorer de nouvelles méthodes, à réouvrir des controverses. Par ce travail sont ainsi testées de nouvelles modalités d'organisation augmentant l'ouverture, et *in fine* contribuant à une plus grande « auditabilité » du régime. En même temps, sont refabriquées, augmentées, mais aussi consolidées les connaissances communes, partagées par le collectif de travail. Ce collectif se forme et se reforme

à l'occasion notamment des confrontations de méthodes, de la réouverture récurrente des controverses : les débats et les négociations qui l'agitent, et qui sont part intégrante du travail de régulation, lui permettent finalement de se constituer sur la base de savoirs partagés, (parce qu'ils sont perpétuellement rediscutés), mais aussi sur le souci commun d'une continuité des choix, et d'une compréhension des intérêts de chacun et notamment des contraintes industrielles. C'est, à notre sens, ce qui peut expliquer par exemple la préférence pour les méthodes éprouvées et la réticence à valider ou afficher d'autres approches (dépendance au sentier). C'est pourquoi, aussi, on observe peu de rupture au niveau des instruments, ceux-ci étant « rétroactifs » et donc applicables sur des installations déjà construites. C'est aussi ce qui justifie la durée d'élaboration du guide, et plus généralement, la grande pérennité des instruments de régulation. C'est enfin ce qui explique la manière dont, dans l'après-Fukushima, seront rendus compatibles les injonctions européennes (stress test) et l'application du guide, par une gestion pragmatique des temporalités des deux processus.

Le travail de régulation nous semble donc bien être un travail cognitif et politique comme l'avaient identifié Boudia et Demortain en analysant la naissance du Red Book (Boudia & Demortain, 2014), puisqu'il produit à la fois les négociations et les compromis entre acteurs, mais contribue aussi à produire et reconfigurer les savoirs mobilisés dans la conception des instruments. Mais c'est également un travail organisationnel, au sens où il expérimente et produit de nouveaux dispositifs organisationnels et donne une forme concrète à l'architecture organisationnelle du régime, et un travail social, au sens où il fabrique et stabilise⁷¹⁸ en même temps un collectif inter-organisationnel et ses modalités de fonctionnement.

Au total, cette analyse nous conduit donc à voir le travail de régulation comme producteur du régime de régulation, mais attire également l'attention sur le rôle stabilisateur de ce processus. Bien sûr, ce travail fait rentrer dans le jeu des acteurs nouveaux qui amènent de nouveaux points de vue, de nouvelles méthodes, et potentiellement, de nouvelles problématisations du risque. Il ouvre aussi la voie à certaines explorations organisationnelles, sources de nouveaux dispositifs et de nouvelles pratiques⁷¹⁹. Mais son caractère collectif freine les ruptures, tempère les évolutions et favorise la continuité. C'est pourquoi on observe, comme on l'a dit, une grande stabilité dans les instruments

⁷¹⁸ Cette stabilisation étant largement favorisée par la grande permanence des individus impliqués, et par des dispositifs institués comme le groupe permanent, qui est un facteur de continuité du dialogue inter-organisationnel.

⁷¹⁹ La présence d'experts extérieurs (comme l'IRSTEA) et les controverses qu'ils ont suscitées, lors de la conception du guide, ont ainsi poussé l'IRSN et l'ASN à publier un état de l'art scientifique.

produits. C'est aussi pourquoi le phénomène d'hybridation en cours, menant d'un régime marqué par la raisonnable souplesse » à un régime en quête d'auditabilité, que nous avons détecté à un niveau macroscopique, nous semble s'opérer de manière beaucoup plus prudente et plus lente quand on l'observe au niveau de la conception de l'instrument.

Cela étant dit, le travail de régulation que nous avons cherché à analyser lors de la conception des instruments, ne se limite pas à cette étape. En effet, après leur conception, les instruments de régulation comme la RFS et le guide inondation se doivent d'être opérationnalisés sur les installations nucléaires. C'est cette opérationnalisation des instruments que nous allons maintenant analyser dans la partie IV.

Partie IV.

Les effets sur le régime de régulation de la mise à l'épreuve des instruments

La partie III était consacrée à l'analyse du processus de conception de règles génériques, nationales, mais ces règles doivent ensuite être déclinées et appliquées aux différents sites nucléaires, pour produire notamment des prescriptions opérationnelles en termes de conception (ou de modification) des centrales. C'est ce processus que nous appelons « opérationnalisation » de l'instrument sur un site. C'est à ce deuxième temps de la fabrication de la règle, c'est-à-dire à la transformation d'un instrument « générique et circulant » en instrument « inscrit et situé » (Chiapello & Gilbert, 2013) qu'est consacrée cette quatrième partie. Nous avons vu dans la partie III que l'état circulant et générique se présente sous forme de règle ou guides « génériques, conçus pour être adoptés ou implémentés dans un grand nombre de situations. Dans sa forme inscrite et située, l'instrument ne se définit vraiment que « *dans ses usages situés* » (Chiapello & Gilbert, 2013) qui, en outre, peuvent impliquer des catégories d'acteurs différentes. Ces auteurs appellent en effet à regarder conjointement ces deux formes, pour une analyse des instruments « dans tous leurs états ».

Nous poursuivrons donc dans cette partie les questionnements qui nous ont guidé dans la partie III, considérant que le processus de conception de la règle doit être analysé jusqu'à son opérationnalisation sur un site. L'instrument générique va en effet faire l'objet d'un travail d'importation, d'ajustement, de traduction, qui doit nécessairement être contextualisé car il ne se définit vraiment que « dans ses usages situés ».

Ces questionnements, rappelons-le, ont pour objectif de répondre à notre troisième question de recherche : **quels sont les effets de la mise à l'épreuve des instruments sur le régime de régulation ?**

Comme nous l'avons vu en introduction de ce travail de thèse, les instruments sont porteurs d'une vision de la relation régulateur/régulé et traceurs de changement (Halpern et al., 2014; Lascoumes, 2007). En effet, nous avons mentionné dans la partie I de notre travail que l'instrument constitue une excellente entrée pour étudier un régime de régulation et « tracer » ses transformations. A ce titre, l'analyse de leur opérationnalisation nous informe sur les caractéristiques du régime de régulation et sur ses dynamiques d'évolution. Il est en quelque sorte un analyseur du régime mais nous en livre une vision plus fine que ce que l'on peut voir à un niveau plus macroscopique, et plus dynamique, au sens où il s'agit, comme dans la partie III, d'un processus. C'est en outre le prolongement de l'analyse menée dans la partie III car, comme nous allons le voir, les instruments de régulation du risque se fabriquent aussi localement, sur les sites nucléaires.

Mais nous avons également fait l'hypothèse que le processus de conception, analysé précédemment comme un travail de régulation, possède une certaine autonomie et que ses résultats ne sont pas

prédéterminés par les caractéristiques du régime dans lequel il s'insère. En effet, l'instrument aurait des effets propres, en créant des effets d'inertie (dus à la robustesse des instruments préexistants et à des routines institutionnelles), et en étant producteur d'une représentation spécifique de l'enjeu qu'il traite. Si nous considérons, comme nous l'avons mentionné plus haut, que l'opérationnalisation de l'instrument est l'aboutissement de ce processus, nous pouvons reprendre cette hypothèse, et examiner en quoi cette opérationnalisation est productrice d'effets parfois inattendus, qui contribuent à faire évoluer le régime de régulation. En ce sens, nous partirons de l'idée que le « travail de régulation » se poursuit au cours de cette opérationnalisation. Le travail de régulation, autour de l'instrument dans sa forme inscrite et située, n'est donc pas décorrélié du travail de régulation autour de l'instrument dans sa forme générique et circulante. Comme pour la partie III, l'analyse de ce travail de régulation, comme action autour de processus d'échanges négociés, est une manière de mettre l'accent sur le rôle essentiel, dans la production du régime de régulation, d'une action collective dans la durée.

Comme nous le verrons, cette action collective dans la durée s'effectue à travers une série d'épreuves, génératrices de controverses, qui poussent les acteurs à interpréter, ajuster, transformer la règle générique pour lui donner un contenu opérationnel sur le site, mais qui parfois, simultanément, transforment le cadrage initial de la problématisation du risque, le périmètre et les relations des acteurs concernés, l'espace des solutions explorées. Ce faisant, ces opérations contribuent à une transformation du régime de régulation. Comme l'explique Madeleine Akrich (Akrich et al., 2006) : « *les moments d'épreuve, de conflit, de controverse constituent un outil d'analyse majeur, car la lisse ordonnance des choses et des gens se trouve défaire, livrant du même coup la composition de ce qui est engagé dans les situations pacifiées et montrant l'ampleur du travail nécessaire pour faire tenir ensemble ces éléments* ». Nous tenterons donc d'analyser les épreuves auxquelles sont confrontés les acteurs pour opérationnaliser l'instrument.

Pour conduire cette analyse de l'opérationnalisation des instruments, et comprendre comment elle peut être un facteur d'évolution du régime de régulation, nous nous intéresserons, sur le plan empirique, à deux sites nucléaires, aux caractéristiques contrastées, considérés à des périodes différentes. Ils correspondent aux deux chapitres de cette partie.

Le premier est le site du Blayais, sur lequel nous observerons l'opérationnalisation de la RFS dont nous avons étudié la conception au chapitre 4. Nous traiterons spécifiquement de la période 1974-1999, qui débute avec le choix du site de la centrale nucléaire du Blayais, en 1974, et se termine avec l'inondation de la centrale en décembre 1999. Pour opérationnaliser la RFS, les acteurs seront confrontés à trois formes d'épreuves que sont, d'une part, la recherche de compatibilité entre

l'opérationnalisation de la RFS et la construction de la centrale, d'autre part, la recherche de compatibilité entre la recherche de généricité et la spécificité du site du Blayais et, enfin, l'épreuve du suivi de l'opérationnalisation (inspections et réévaluations).

Nous montrerons alors, à travers cette série d'épreuves, comment l'instrument, incomplet parce que générique, laisse des espaces de liberté aux acteurs pour lui donner son contenu final et contribue ainsi à « produire » le régime souple (chapitre 6).

Dans un second temps (chapitre 7), nous nous intéresserons au site du Tricastin qui, suite à l'inondation du Blayais, s'engage après 1999 dans l'application de la doctrine issue de la démarche Rex-Blayais, dont nous avons analysé la conception au chapitre 5. C'est donc principalement la période 1999-2017 qui nous intéressera, mais notre analyse impliquera une mise en perspective historique, nous obligeant à remonter jusqu'à 1974. Ici, pour opérationnaliser la doctrine issue du Rex-Blayais, les acteurs vont également être confrontés à une série d'épreuves qui vont conduire à des élargissements de diverse nature (institutionnels, géographiques, thématiques, ...).

Nous montrerons alors comment le processus d'opérationnalisation de la démarche Rex-Blayais va produire, par ces élargissements multiples, une « dénucléarisation » de la gestion du risque d'inondation.

Chapitre 6. L'illustration d'une régulation par la souplesse : l'opérationnalisation de la RFS sur le site du Blayais (1974-1999)

Le processus de conception de la RFS inondation démarre en 1978, au moment où plusieurs centrales sont en construction. C'est notamment le cas de la centrale du Blayais, située dans l'estuaire de la Gironde et dont la construction a débuté en 1975, bien en amont de la conception de la RFS. Ce cas apparaît alors comme un cas fécond pour analyser comment les organisations, et notamment les sites nucléaires, opérationnalisent la règle générique et, ce faisant, la mettent à l'épreuve sous trois formes distinctes. D'abord, ce cas permet d'analyser comment est gérée l'interaction de deux processus aux temporalités distinctes : la construction d'une centrale et l'élaboration des règles de sûreté qui doivent s'y appliquer, dont le premier a commencé avant le second. Un autre intérêt du cas de la centrale du Blayais est de pouvoir analyser un cas « atypique » (la centrale est la seule centrale française située au bord d'un estuaire), qui permet de voir comment les organisations gèrent le principe de « généralité » développé avec le passage des UNGG aux REP (voir Partie 2). Enfin, une dernière épreuve visible dans ce chapitre sera celle de la réévaluation, liée en partie à des inondations au milieu des années 1990. En effet, durant cette décennie, un processus de réévaluation générique est mis en place au niveau national entre les organisations du régime de régulation. Comme nous allons le voir, l'inondation externe ne fera pas partie de ce processus mais EDF décidera de mener tout de même en interne une réévaluation sur le site du Blayais.

Enfin, le cas du Blayais est intéressant car, fait marquant dans l'histoire de l'industrie nucléaire française, la centrale va être soumise à l'épreuve de l'incident, que l'application de la règle était précisément censée empêcher : en effet, en décembre 1999, la centrale du Blayais est inondée, engendrant un des incidents les plus importants et les plus médiatiques de l'histoire du parc nucléaire français. Les effets de cette quatrième mise à l'épreuve sont observables dans le chapitre 4, mais surtout dans le chapitre 6 car, pour ce chapitre, nous avons fait le choix de nous arrêter au moment de l'inondation, en décembre 1999.

Pour ce chapitre, nous observerons comment l'instrument, la RFS, va cadrer un certain nombre de négociations tout en laissant des espaces de liberté importants pour réévaluer le risque et modifier l'installation en conséquence. Nous essaierons de montrer comment le processus de problématisation et de qualification du risque interfère avec le processus de conception et de

modification de l'installation nucléaire. C'est ce processus « souple » qui va rendre opérationnelle la RFS.

Un concept va nous permettre de comprendre comme se manifeste « la souplesse » dans l'opérationnalisation de la RFS. Le concept de problématisation du risque, que nous avons déjà analysé dans la partie 3 va particulièrement nous intéresser. Nous apporterons alors une vision complémentaire en traitant notamment de la question de la sélection des problèmes. Cette notion revient à l'idée que « *l'attention publique est une ressource rare, dont l'allocation dépend de la compétition au sein d'un système d'arènes publiques (...). Les problèmes doivent lutter pour occuper un espace dans les arènes publiques. Cette compétition est permanente ; [ils] doivent à la fois lutter pour entrer et pour rester sur l'agenda public* » (Garraud, 1990). Comme nous le verrons dans ce chapitre, le caractère public du risque d'inondation jouera un rôle secondaire mais nous considérons que même dans des arènes plus discrètes, la sélection des problèmes est opérée. Elle peut notamment être due aux incidents ou accidents qui peuvent focaliser l'attention des experts et décideurs sur certains risques, au détriment d'autres. Cette notion nous sera utile pour comprendre comment le risque d'inondation va être au centre, ou non, de l'attention. Une deuxième idée est celle de la construction d'un problème public. Comme l'explique Patrick Hassenteufel (Hassenteufel, 2010) : « *Aucun problème n'est intrinsèquement public, du fait de propriétés spécifiques* ». La construction peut alors se faire autour d'une mobilisation des acteurs sociaux ou encore un processus de publicisation. Mais certains acteurs ont mis en évidence un modèle « silencieux » où la controverse publique est quasi-inexistante, la médiatisation très faible et les actions visibles très limitées. Les espaces de négociations sont alors discrets (Gilbert & Henry, 2009) et le « *huit clos est recherché par les acteurs concernés* » (Hassenteufel, 2010). En nous appuyant sur ces concepts, nous interrogerons comment la gestion de l'eau et l'inondation ont, en ce sens, fait l'objet d'une mise à l'agenda très différente.

Pour mener notre analyse, nous proposons une lecture longitudinale, mettant en évidence plusieurs périodes de la gestion du risque d'inondation sur la centrale du Blayais, entre 1974, date du choix du site de la centrale du blayais, et 1999, date de l'inondation de la centrale.

La première période correspond à une phase de problématisation du risque, liée au débat public autour du choix d'implantation de la centrale. Nous mettrons en évidence comment la gestion de l'eau a été au centre de ce débat, sans que le risque d'inondation ne soit mentionné.

La seconde période correspond à une phase de conception négociée du risque, marquée par un fort découplage temporel entre l'évaluation du risque d'inondation lors de la construction de la centrale

et la conception de la RFS. Ce découplage obligera les acteurs à une évaluation du risque, postérieurement à la construction de la centrale, qui conduira à une négociation sur le caractère générique ou spécifique du risque d'inondation sur cette centrale.

La troisième période correspond à une phase de routinisation où la mise à l'épreuve de l'instrument s'effectue dans le cadre de procédures classiques d'inspections, tendant à faire disparaître peu à peu l'inondation des priorités du régime de régulation.

La quatrième phase correspond à une phase de réévaluation de l'inondation, produisant de nouvelles connaissances, intégralement réalisée par l'exploitant et découverte tardivement par le contrôleur.

L'ensemble de ces sections, replacées dans les deux processus temporels d'élaboration de la RFS et de construction de la centrale, sont représentées sur la frise suivante (Figure 88).

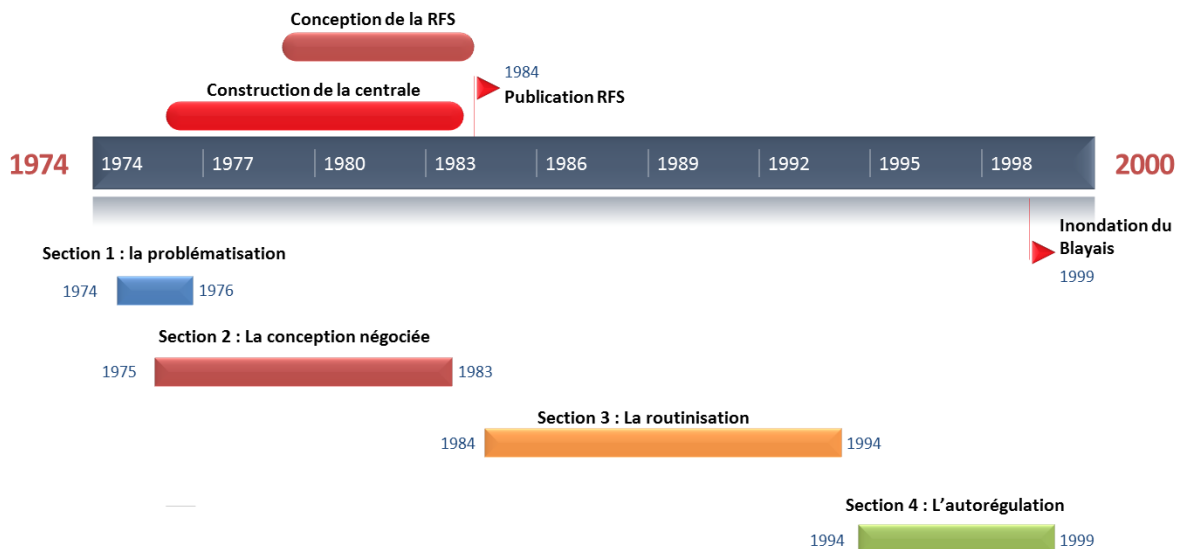


Figure 88 : Chronologie du chapitre 6

1. La problématisation du risque d'inondation absente des débats publics (1974-1976)

Dans le chapitre 4 nous avons pu observer qu'une problématisation spécifique du risque d'inondation était arrivée tardivement, au moment du lancement du plan Messmer en 1974. Le cas de la centrale nucléaire du Blayais, dont la construction débute en 1975, est intéressant pour comprendre comment, au milieu des années 1970, le risque d'inondation est pris en compte sur un site en particulier, alors que la conception de la RFS n'a pas encore débuté. La décision de construire

une centrale à Braud-Saint-Louis⁷²⁰ en Gironde s'accompagne d'une importante campagne d'information de la part d'EDF, alors que des mouvements de contestation commencent à se développer vis-à-vis du nucléaire (voir Partie 2). Dans cette phase de formulation et de sélection des problèmes (Garraud, 1990; Gilbert & Henry, 2009, 2012; Hassenteufel, 2010), liés à la construction de la centrale, la problématique de l'eau est un sujet central, tant au niveau d'EDF que des contestataires, pour des raisons multiples : construction des ouvrages de prises et de rejets d'eau, crainte des pollutions thermiques et radioactives liées aux rejets d'effluents liquides, ... Mais le thème de l'inondation est absent.

Dans cette première section du chapitre 6, nous analyserons dans un premier temps comment, bien que la problématique de la gestion de l'eau ait été au cœur du débat public, en amont et pendant la construction de la centrale, le risque d'inondation n'a pas été réellement formulé comme un sujet à enjeux, ne faisant pas l'objet de publicisation ou de mobilisations particulières.

1.1. Pour EDF : communiquer sur le choix du site et la connaissance de l'estuaire

Dès 1974, EDF communique vis-à-vis des journaux locaux sur le choix du site de la centrale de Braud-Saint-Louis. EDF précise que le choix du site a été fait notamment en raison « *d'une bonne expérience des sites en estuaires (...)* ». Cette expérience est basée « *sur l'exploitation des modèles physique et mathématique expérimentés depuis longtemps par le Laboratoire National d'Hydraulique de Chatou, pour le compte du Port autonome de Bordeaux* »⁷²¹.

⁷²⁰ Braud-et-Saint-Louis est le village où sera implantée la centrale nucléaire du Blayais. Le Blayais est une référence à la région naturelle du Blayais, qui est historiquement un territoire agricole situé sur la rive est de l'estuaire de la Gironde, aujourd'hui délimité administrativement par les cantons de Blaye, de Saint-Ciers-sur-Gironde et de Saint-Savin.

⁷²¹ Journal Sud-Ouest, 23/12/1974

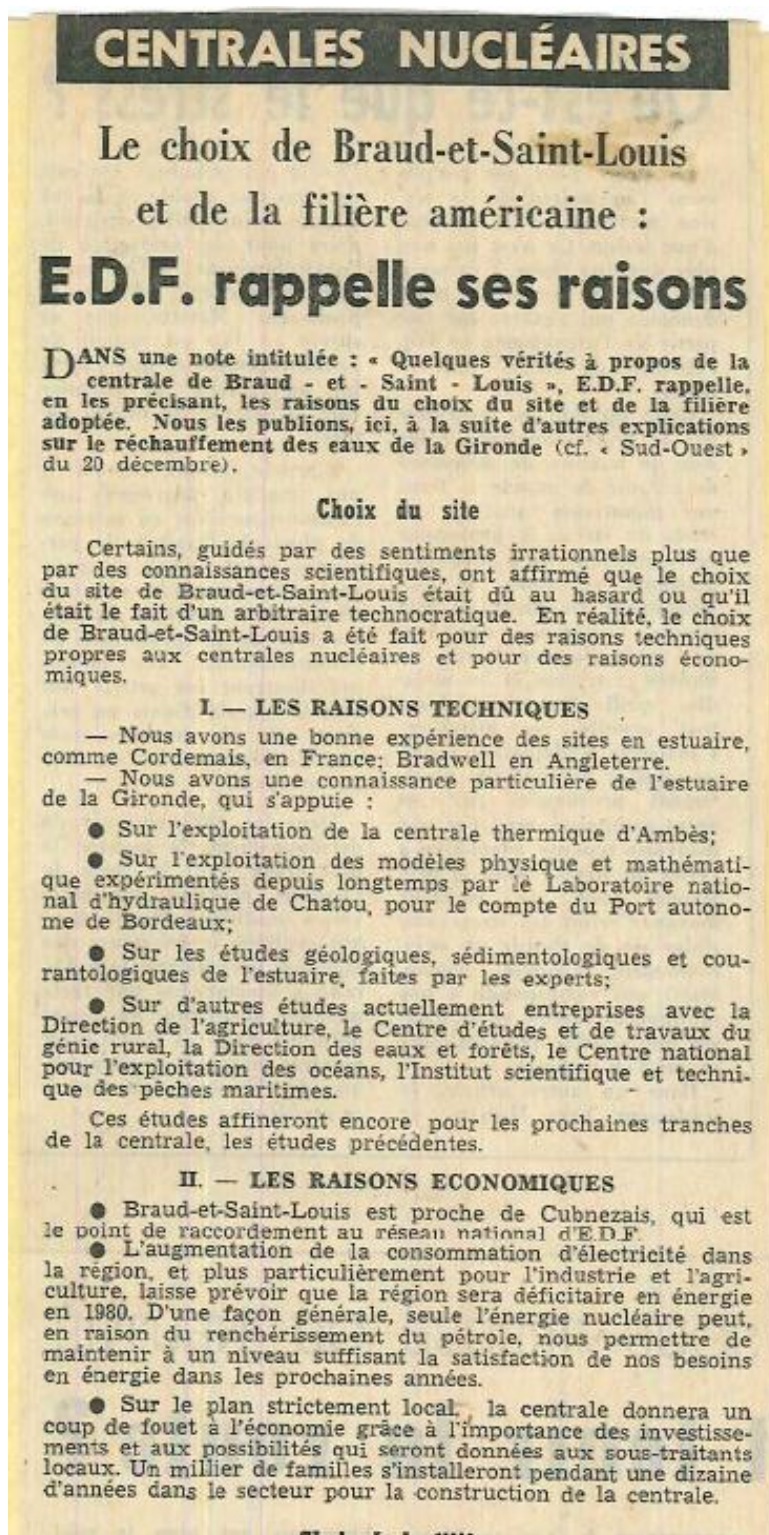


Figure 89 : EDF défend le choix du site de la centrale, Journal Sud-Ouest, 23/12/1974

EDF met alors en avant son expertise sur l'estuaire de la Gironde, en effet très étudié depuis les années 1960 en raison du développement industriel important dans l'après-guerre sur ce secteur : « L'estuaire de la Gironde a fait l'objet de nombreuses études par le Port Autonome de Bordeaux, l'Institut de Géologie du Bassin d'Aquitaine, le Laboratoire National d'Hydraulique, le Laboratoire

Central d'Hydraulique de France et la Section d'Application des Radioéléments du Commissariat à l'Énergie Atomique ». ⁷²²

Pour EDF, l'eau est un sujet majeur pour l'implantation d'une centrale nucléaire et le choix du site du Blayais est notamment retenu pour répondre « *aux besoins énergétiques régionaux et en particulier à la possibilité d'utiliser le débit important, qui transite à chaque marée, pour assurer, en circuit ouvert, le refroidissement de 4 tranches de 900 MW de la filière PWR* » ⁷²³. En effet, le débit important de l'estuaire de la Gironde permet de faire fonctionner le refroidissement de la centrale en circuit dit « ouvert », sans installer d'aéroréfrigérants ⁷²⁴ pour refroidir l'eau avant rejet. Pour EDF, cette solution implique « *de réaliser des ouvrages de prise et de rejet d'un coût acceptable et perturbant au minimum le milieu naturel* » ⁷²⁵.

La première question qui se pose alors pour EDF est celle de la prise d'eau et des rejets en Gironde. L'estuaire de la Gironde est sujet à des phénomènes complexes de sédimentation (vases et sables) qui pourraient bloquer les prises d'eau en Gironde et empêcher le refroidissement de la centrale, ce qui, in fine, pourrait être le point de départ d'un incident ou d'un accident. EDF va mener de nombreuses études sur le sujet ⁷²⁶, via la Région d'Équipement de Paris et le LNH, dans l'optique de trouver où situer et comment dimensionner les ouvrages de prises d'eau et de rejets. Au LNH, d'importants moyens sont mis en place pour traiter ces questions avec notamment la création d'un modèle réduit de l'estuaire de la Gironde (Figure 90), qui fait l'objet de cinq installations d'envergure sur le site de Chatou, en Région Parisienne.

⁷²² Lespine, E (1974). « Aménagement de l'estuaire de la Gironde, Revue La Houille Blanche, 1974.

⁷²³ J. Laurent, J., Davesne, M., Lemelle, L., et Ricco, J (1983). « Conception, réalisation et dévasage des ouvrages de prise et de rejet d'eau de refroidissement de la centrale du Blayais », Revue La houille Blanche, N°3/4, 1983

⁷²⁴ Il s'agit du système qui permet un rendement optimum de la centrale. Le circuit fermé, avec aéroréfrigérants, entraîne des coûts importants en termes d'investissement et d'exploitation du circuit. En moyenne l'eau prélevée pour la production d'1 kilowattheure est de 160 litres pour un circuit de refroidissement ouvert et 6 litres pour un circuit fermé (source : <http://www.physagreg.fr/Cours3eme/nouveau-programme/elec3/electricite3-chap4-besoin-eau-centrale-nucleaire.pdf>, page web consultée le 25/09/2017)

⁷²⁵ Coeffé, Y., et Manoha, B. (1983). « Problèmes hydrauliques liés au refroidissement des centrales nucléaires fonctionnant en circuit ouvert, Revue La houille Blanche N°1, 1983

⁷²⁶ J. Laurent, J., Davesne, M., Lemelle, L., et Ricco, J (1983). « Conception, réalisation et dévasage des ouvrages de prise et de rejet d'eau de refroidissement de la centrale du Blayais », Revue La houille Blanche, N°3/4, 1983.



Figure 90 : Modèle réduit de l'estuaire de la Gironde, LNH informations, 1979

Des travaux extrêmement importants, relayés par la presse locale, seront menés sur la centrale du Blayais, pour disposer d'ouvrages de prise d'eaux et de rejets dans l'estuaire. Du côté des populations locales et notamment des opposants à la construction de la centrale, l'eau, et notamment les rejets (radioactifs et thermiques), sont au centre des inquiétudes et des débats, notamment en raison du projet de faire fonctionner la centrale en circuit ouvert. Mais aucun article dans la presse, aucune étude EDF rendue publique à l'époque ne fait mention de la problématique du risque d'inondation.

1.2. Pour les opposants : l'eau, enjeu principal de la mobilisation

Entre 1971 et 1974, plusieurs sites d'implantation sont envisagés le long de l'estuaire de la Gironde. D'abord imaginé à Ambés, le choix du site de la centrale nucléaire du Blayais est entériné par les pouvoirs publics à Braud-Saint-Louis, lors d'une réunion publique en mai 1974. Fait nouveau par rapport aux années 1960, de nombreux projets d'implantation vont faire l'objet d'une forte opposition locale. Depuis le début des années 1970, la presse locale, et notamment le quotidien Sud-Ouest, se fait l'écho des prévisions d'implantation de centrales nucléaires dans la région. Une

opposition à ces projets se développe, par l'intermédiaire d'une association, la Société pour l'Étude, la Protection et l'Aménagement de la Nature dans le Sud-Ouest (SEPANSO), créée en 1969⁷²⁷. Au moment où le site de Braud-Saint-Louis est choisi et préféré à celui d'Ambés, l'opposition locale est alors déjà organisée.

Lors d'une conférence de presse, en juin 1974, le préfet de la Gironde déclare « *Il n'y aura pas les risques que certains se plaisent à entretenir (...) il y a toute une législation là-dessus, il y a une procédure, des sûretés qui sont prises (...)* »⁷²⁸ Le préfet de la Gironde sera alors l'un des grands défenseurs du projet face à la contestation. Il sera en partie suivi par la SAFER (Société d'aménagement foncier et d'établissement rural), qui « *s'active pour accroître sa réserve de terrain (...) pressée de mettre certains terrains à disposition d'EDF* » (Fagnani & Nicolon, 1979).

Du côté des opposants, un syndicat de défense des agriculteurs et structures agricoles menacées (SYDAM) est créé en 1974 et tient une réunion de travail à Braud-Saint-Louis la même année. Il y est notamment expliqué que la « *centrale menace l'écologie de l'estuaire et du marais, les activités de pêche, de chasse et l'environnement des hauts de Gironde* » (Fagnani & Nicolon, 1979). L'année 1974 est marquée par plusieurs réunions publiques avec les populations locales et une grande enquête dans le quotidien Sud-Ouest alors que des appuis extérieurs viennent gonfler les rangs des contestataires : associations touristiques, ostréiculteurs, scientifiques, organisations professionnelles...

Après la demande de la déclaration d'utilité publique (DUP) en 1974⁷²⁹, une enquête publique, ouverte par le préfet de la Gironde, est menée sur les communes de Braud-Saint-Louis et d'Etauliers. A l'époque, et « *au contraire de ce qui se pratique alors aux Etats-Unis, les enquêtes publiques françaises ne sont pas suivies d'auditions publiques contradictoires. Elles n'offrent alors aux riverains que la possibilité de formuler, par écrit, leurs objections liées au projet, objections auxquelles il n'est légalement pas obligatoire de répondre* » (Topçu, 2013). C'est un ingénieur, responsable de la circonscription électrique Sud-Ouest reliée au Ministère de l'Industrie, qui est en charge de faire un rapport sur l'enquête publique et de fournir des éléments au dossier. Le ministre de l'industrie et de

⁷²⁷ La SEPANSO est aujourd'hui la fédération régionale des associations de protection de la nature de la région Aquitaine. Elle comprend des sections départementales et spécialisées dans le domaine de la protection de l'environnement.

⁷²⁸ INA (1974). Archives INA Visite de la centrale nucléaire de Braud Saint Louis par Daniel Doustin, 22 juin 1974.

⁷²⁹ Préfecture de la Gironde (1974). Déclaration d'utilité publique de la centrale nucléo-électrique du Blayais, novembre 1974.

la recherche précise alors à l'ingénieur qu'« *il est inopportun de faire figurer au dossier d'enquête des précisions qui pourraient par la suite se révéler contraires aux choix techniques qui seront faits.* »⁷³⁰. Les choix en matière de sûreté n'étant pas encore arrêtés en 1974, il n'est prévu que de faire une « *courte analyse de sûreté* »⁷³¹ de l'installation à mettre à disposition lors de l'enquête publique. En septembre 1974, EDF fournit des documents pour l'enquête publique où ne figurent pas de précisions concernant le risque d'inondation. L'enquête publique se déroule entre le 22 novembre et le 23 décembre 1974. La période de l'enquête publique est marquée par de nombreuses remarques et questions, mais aucune ne porte sur le risque d'inondation : « *l'analyse des registres d'enquête d'utilité publique montre que si, sur les 23 729 observations, représentant 25 494 signatures (il est vrai que 23 373 reprenaient des tracts), 41 thèmes ont été abordés, le risque d'inondation de la plateforme n'y figure pas* »⁷³².

Les problématiques concernant l'eau mises en avant par les contestataires lors de l'enquête publique sont le réchauffement et la pollution des eaux rejetées dans l'estuaire, sujets d'importance pour les agriculteurs, ostréiculteurs et associations de pêcheurs de la région.

Une réunion officielle d'information est organisée par le préfet de Charente Maritime en janvier 1975. On y retrouve les contestataires conduits par le SEPANSO, le LNH d'EDF ou encore le Service central de protection contre les rayonnements ionisants (SCPRI). Le doute semble gagner les politiques locaux, peu convaincus par les arguments des acteurs du nucléaire. Le 25 janvier 1975, le commissaire rend son rapport sur l'enquête publique. Le rapport ne mentionne pas le risque inondation mais fait état des inquiétudes « des pêcheurs de la rive nord de la Gironde, à propos de l'impact de la centrale sur le réchauffement de l'eau et de l'incidence des pompages de l'eau sur les poissons »⁷³³. Un pas important est fait dans la décision du choix du site au premier trimestre 1975. Les assemblées régionales sont consultées sur la construction de la centrale nucléaire du Blayais et approuvent une à une le choix du site de Braud-Saint-Louis. Au conseil régional de Poitou-Charentes se succèdent alors des experts de la SEPANSO, du SCPRI et du CEA. Petit à petit, le choix du site de

⁷³⁰ Note du Ministre de l'Industrie et de la recherche à M. l'ingénieur en chef des Ponts et Chaussées chargé de la circonscription électrique Sud-Ouest, 5 novembre 1974.

⁷³¹ Ibid.

⁷³² OPECST (2000). Claude Birraux, Rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, Première partie : Analyse des incidents survenus à la centrale nucléaire du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999 : enseignements sur le risque d'inondation des installations nucléaires, 6 avril 2000.

⁷³³ Journal sud-ouest du 20/06/2011, disponible sur : <https://www.sudouest.fr/2011/06/20/archives-il-y-a-30-ans-le-demarrage-de-la-centrale-de-braud-et-saint-louis-430836-2780.php>, consulté le 27/09/2017

Braud-Saint-Louis apparaît comme inéluctable et EDF débute les travaux de terrassement en août 1975, avant la Déclaration d'Utilité Publique en décembre 1975⁷³⁴. A partir du mois d'avril 1975 l'opposition se radicalise (blocage du chantier, destruction de matériels, attentat à la bombe au domicile d'un conseiller général). Les opposants réunissent plusieurs milliers de manifestants pour chaque évènement des années 1975-1976 (Fagnani & Nicolon, 1979) alors que le chantier de construction débute. Peu à peu, avec l'avancée du chantier, la contestation perd son souffle, et a quasiment disparu sur le site du Blayais en 1977. Le journal Sud-Ouest, très impliqué pour relayer les évènements entre 1974 et 1975 conclut cet épisode : « *Il ne s'agit plus d'émettre une opinion sur la politique énergétique ou sur la décision imposée aux habitants de ce paisible village (...). Les travaux ont débuté en septembre 1975* »⁷³⁵.

En juin 1976, lors de la publication au journal officiel du décret de création des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais⁷³⁶, le risque d'inondation n'apparaît pas dans le texte, au contraire du risque sismique ou du risque d'incendie, qui font l'objet d'une mention spéciale dans le décret. A aucun moment, le sujet de l'inondation de la centrale n'est relayé par EDF ou par les opposants dans le contexte de contestation entre 1974 et 1975. Au moment où débute la construction de la centrale, en 1975, l'inondation ne semble pas être un sujet de débat public. Au même moment, les experts de l'IPSN débutent l'analyse de la partie correspondant au « site » du rapport de sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais, et donc du risque d'inondation.

1.3. Conclusion intermédiaire

A la lumière des débats publics relatés par la presse autour de l'implantation de la centrale du Blayais, on peut observer la prépondérance des enjeux liés à la gestion et à la pollution des eaux. Pour EDF, les problématiques sont techniques et sont alors centrées sur les prises et les rejets d'eau, qui nécessitent une étude poussée du fonctionnement de l'hydrologie de l'estuaire. Pour les contestataires, les enjeux liés à la pollution thermique et radioactive sont au centre des inquiétudes dans ce secteur où l'agriculture et l'ostréiculture jouent un rôle important d'un point de vue économique

⁷³⁴ La centrale sera déclarée d'utilité publique le 31 décembre 1975 (Journal officiel du 31/12/1975).

⁷³⁵ Journal Sud-Ouest, 6 novembre 1977.

⁷³⁶ Journal officiel de la République du 19 juin 1976

A aucun moment l'inondation n'est un sujet rendu public, ce qui permet de confirmer cette hypothèse déjà mentionnée auparavant (chapitre 4). Dans l'espace de formulation des problèmes dans l'espace public, le risque d'inondation est absent, ce qui, comme nous allons le voir maintenant, n'est pas le cas dans les espaces discrets (Gilbert & Henry, 2012) de négociation des organisations en charge de la régulation.

2. Une période de « fabrication négociée » du risque d'inondation : le découplage entre construction de la centrale et évaluation du risque d'inondation (1975-1983)

A partir de 1976, les travaux de construction de la centrale du Blayais vont débiter, pour s'achever en 1983. Dans le même temps, EDF commence à définir une doctrine interne sur le risque d'inondation qui servira de base à la conception de la RFS, dont la publication sera faite en 1984. La concomitance de ces deux processus va entraîner deux formes d'épreuves pour les acteurs du régime de régulation.

La première épreuve correspond à la recherche de compatibilité entre, d'une part, la construction de la centrale (et donc le choix d'une cote pour caler la plateforme) et, d'autre part, la fabrication d'un scénario d'inondation à prendre en compte pour le site. Comme nous le verrons, cette épreuve va petit à petit intégrer la conception de la RFS, qui débute officiellement en 1981.

La seconde épreuve est en lien avec la spécificité du site (Le Blayais est le seul site français en estuaire). Elle correspond à la recherche de compatibilité entre la spécificité de ce site et le choix d'EDF qui, pour maintenir un principe de généralité, décide de ne travailler que sur deux catégories de sites pour la prise en compte du risque d'inondation : les sites fluviaux et les sites maritimes.

Dans cette section, nous observerons comment ces deux épreuves ont abouti à une phase de fabrication négociée du risque d'inondation à un moment où la RFS n'est pas encore publiée mais où des éléments de réflexion sont déjà constitués au niveau national. Chaque acteur va alors tenter de négocier sa propre définition de ce qu'est l'inondation pour le site du Blayais.

2.1. La fabrique d'une méthode ad hoc autour de savoirs incomplets pour répondre aux impératifs du chantier des tranches 1 et 2

La problématique du risque d'inondation sur le site du Blayais est prise en tenaille entre deux impératifs. Le premier est celui de la sûreté de l'installation. Cet aspect est traité par les

organisations en charge de la sûreté, à travers le contenu du rapport préliminaire de sûreté⁷³⁷ des tranches 1 et 2, un document non public. Le second est relatif au chantier de construction de la centrale et à son démarrage. C'est lors du chantier de construction que se figent dans le béton ou l'acier, les options techniques retenues par les experts d'EDF, à un moment où les savoirs sont encore très lacunaires. L'enjeu va être de fixer suffisamment rapidement une cote pour « caler la plateforme de la centrale », ce qui signifie que cette dernière doit être construite au-dessus d'une cote correspondant au niveau d'eau maximum évalué par les experts de la sûreté. Une méthode *ad hoc* EDF va être rapidement mise en place pour répondre aux impératifs du chantier et pouvoir débiter la construction de la centrale.

2.1.1. Une évaluation *ad hoc* du risque inondation, basée sur des savoirs incomplets

En septembre 1974, EDF transmet au SCSIN et à l'IPSN, une première version du rapport préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais. Le SESRS (Service d'études et de sûreté radiologique et des sites) du CEA⁷³⁸ a alors en charge d'étudier le chapitre « site » où doit apparaître notamment le risque d'inondation. Les experts de l'IPSN constatent alors que « *Le rapport préliminaire de sûreté ne précise pas le niveau de calage de la centrale, non encore déterminé au moment de la rédaction du rapport* »⁷³⁹. Dans ce rapport préliminaire, EDF précise tout de même que la réglementation américaine est respectée, sur le principe, en matière d'inondation⁷⁴⁰. Il est même fait mention du Regulatory Guide américain 1.62 (voir chapitre 4), sans plus de précisions. Des négociations vont débiter entre les organisations de la régulation de la sûreté nucléaire et EDF.

Le 25 février 1975, une réunion du GP a lieu pour traiter de l'examen du rapport préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais. EDF précise alors sa position quant au risque d'inondation et au calage de la plateforme du Blayais : « *Les plus hautes eaux observées au droit de Pauillac atteignent 4.15 m NGF, le maximum théorique calculé étant de 4.54 m NGF. De plus, si on suppose l'effacement des barrages de la Dordogne, la surcote est de 0,50 m. En conséquence, la*

⁷³⁷ En France, à partir du début des années 1970, le rapport de sûreté est produit en trois temps. Le rapport préliminaire, le rapport provisoire et le rapport définitif. Seule cette dernière version sera ensuite mise à jour.

⁷³⁸ Pour rappel, la création de l'IPSN n'intervient qu'en 1976. Le CEA est, jusqu'en 1976, en charge de l'expertise des risques nucléaires, à travers le Département Sûreté Nucléaire (DSN) (voir chapitre 2).

⁷³⁹ IPSN/DSN (1975). Rapport « Analyse du rapport préliminaire de sûreté de la centrale nucléaire du Blayais tranche 1 et 2 », février 1975

⁷⁴⁰ EDF (1975). Rapport Préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais, révision 1, 1975

plateforme sera calée à la cote de 4.5m NGF et entourée d'une digue atteignant 5m NGF. Une note d'EDF sur ce sujet sera envoyée prochainement aux membres du Groupe Permanent »⁷⁴¹.

En se basant sur les documents échangés entre l'IPSN et EDF, on se rend compte que l'idée de calculer une surcote millénale par la méthode statistique de renouvellement, que le LNH a développée pour les centrales nucléaires (voir chapitre 4), est abandonnée par EDF, en raison du manque de données disponibles pour une extrapolation jusqu'à un risque « millénal ». L'IPSN présente alors le calcul opéré par EDF en expliquant qu'« *en l'absence de données suffisamment précises permettant le calcul de la surcote millénaire, il a été considéré un certain nombre de surhauteurs (...)*⁷⁴² ». L'idée est simplement d'additionner des hauteurs d'eau, obtenues grâce à des données hétérogènes (marée, vent, houle, pression atmosphérique), produites par différents organismes comme le Port Autonome de Bordeaux (PAB) ou encore le Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM).

Comme nous le montre la Figure 91, l'idée d'EDF est donc de définir rapidement un niveau d'eau de la Gironde, lors d'une marée de coefficient de 120, à l'endroit où est censé être construite la centrale, en y ajoutant une série de sur-hauteurs liées à la pression atmosphérique ou aux vents. Ainsi, EDF obtient une cote de 4,50m NGF pour la centrale, sans avoir utilisé la méthode statistique du renouvellement et sans y adjoindre de marge de sécurité⁷⁴³. Cette cote va servir à caler la plateforme de la centrale et donc à démarrer le chantier de construction. On notera que la fabrication de cette cote est effectuée en mobilisant des savoirs très incomplets, issus de données de différents organismes, dont l'homogénéité ne semble pas garantie. Il n'y a pas d'échanges techniques entre l'IPSN et EDF sur ce calcul entre 1974 et 1978, l'IPSN ne disposant pas de moyens d'expertise dans ce domaine avant 1978. Ce premier calcul nous montre aussi que si EDF connaît l'hydrologie de l'estuaire du point de vue des températures, des transferts de sédiments ou des courants marins, il semble que les connaissances permettant de calculer un niveau d'inondation soient beaucoup moins précises. Ceci est notamment dû au fait qu'avant le milieu des années 1970,

⁷⁴¹ SCSIN (1975). Compte rendu de la réunion du groupe permanent chargé des réacteurs nucléaires en date du 25 février 1975 concernant l'examen des tranches A1 et A2 de la centrale du Blayais

⁷⁴² IPSN (1978). Note manuscrite IPSN : « Extrait du rapport provisoire 1-2 de la centrale nucléaire, à paraître », 1978.

⁷⁴³ On retrouve, dans le milieu des années 1970, d'autres cas où l'adjonction d'une marge de sécurité n'est pas présente. Souvent, pour les experts, cela signifie que le scénario est suffisamment « précautionneux » pour ne pas adjoindre une marge de sécurité supplémentaire.

la question de l'inondation sur les installations nucléaires n'est pas traitée comme un sujet spécifique au LNH (voir chapitre 4).

Le niveau de calage de la plateforme* a été déterminé de la façon suivante par l'exploitant :		
- Hauteur de coefficient 120 :	=	3,22 m
- Surcote due à la pression atmosphérique (735 Torr)	=	0,33 m
- Effet du vent du large (S à N-N-O)	=	0,45 m
- Hauteur due au vent N à N-O (dépot de l'm)	=	0,50
		<hr/> 4,50

Figure 91 : Calcul de la cote de la plateforme de la centrale du Blayais, (Note interne IPSN, 1978)

Le calcul rapide de cette cote, à un moment où les savoirs ne sont pas stabilisés, est alors poussé par un impératif industriel. En effet, la décision de construire la centrale du Blayais prise en 1974 impose de calculer une cote de calage de la plateforme, qui, comme nous allons le voir, constitue une étape cruciale pour pouvoir démarrer le chantier de la centrale.

2.1.2. De l'étude au chantier : le calage de la plateforme vu comme une étape de non-retour

En janvier 1975, une délégation du Service Central de Protection des Rayons Ionisants (SCPRI) est en charge de donner un avis sur le site du Blayais concernant une contamination potentielle de l'environnement en cas d'accident. Une des problématiques pour la construction de la centrale du Blayais réside dans la qualité des terrains choisis pour l'implantation de la centrale. Dans un rapport du SCPRI il est indiqué que « les terrains sur lesquels sera implantée la centrale sont de mauvaise qualité (vase, sables, graviers... jusqu'à 20m) »⁷⁴⁴. Dans une brochure de communication publique, EDF explique que « si cet endroit est avantageux sur le plan de l'environnement, il l'est moins du point de vue géologique »⁷⁴⁵

La première étape des travaux consiste à « retirer sous eau, par dragage (...) les vases de surface jusqu'aux graves et à leur substituer un remblai sableux compact »⁷⁴⁶. Une fois les travaux de terrassement terminés et les premiers bétons coulés, il ne sera plus possible de changer la cote de la

⁷⁴⁴ SCPRI (1975). Note interne, 21 janvier 1975.

⁷⁴⁵ EDF (1980). Brochure EDF, La centrale électronucléaire du Blayais, 2eme Edition, septembre 1980.

⁷⁴⁶ EDF (1977). « La construction de la centrale nucléaire du Blayais. Le label « Grand chantier » en application », extrait du « Moniteurs des travaux publics et du bâtiment » N°45 du 14 novembre 1977.

plateforme. Cette première étape du chantier⁷⁴⁷, les travaux de terrassements et de remblais, est à la fois irréversible et fondamentale pour le risque d'inondation ; il faut donc rapidement déterminer la cote à laquelle sera calée la plateforme pour estimer la quantité des remblais à effectuer.

Comme le montre la Figure 92, la construction des deux premières tranches de la centrale s'étend sur un peu plus de 6 ans. La première année de construction, 1976⁷⁴⁸, correspond à la période des travaux de remblaiements et de terrassements des tranches 1 et 2. La cote de 4,5m NGF définie en amont des travaux de terrassement correspond à la plateforme de travail du chantier et au futur niveau 0 de l'installation.

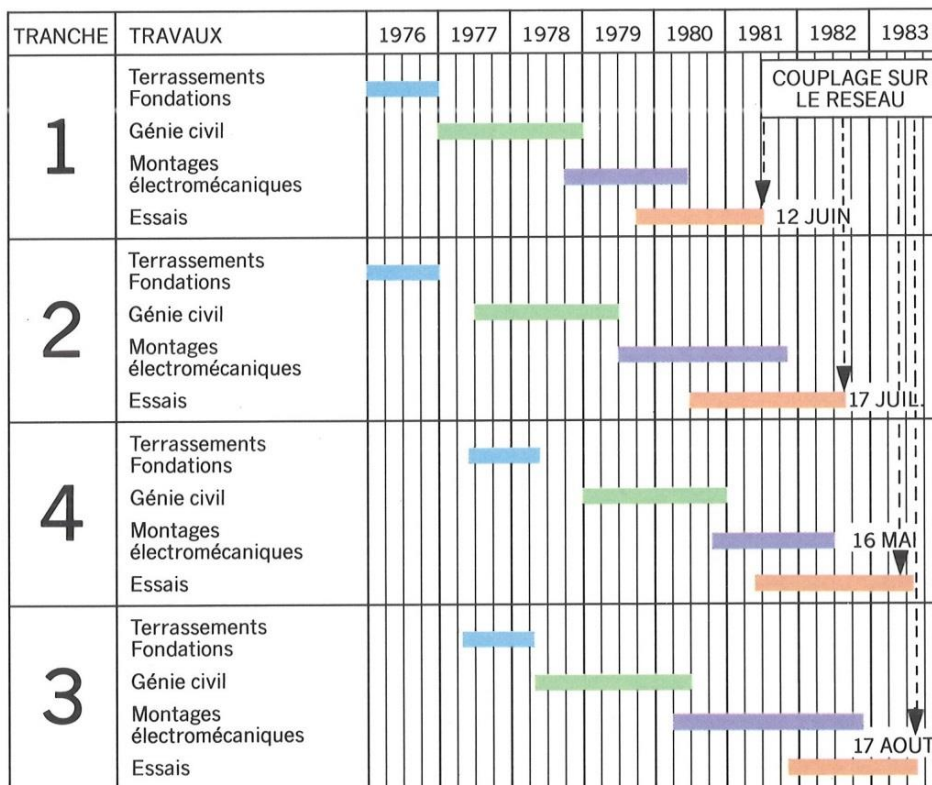


Figure 92 : Planning de construction de la centrale nucléaire du Blayais, EDF, 1987

⁷⁴⁷ Pour des raisons de simplicité, nous parlerons d'EDF comme l'organisation en charge du chantier. Dans les faits, EDF a fait appel à de nombreuses entreprises du BTP pour ce chantier comme pour ceux des autres sites. Pour la centrale du Blayais, les entreprises SPIE et DUMEZ ont construit la centrale (Réacteurs et ouvrages annexes) et les entreprises DODIN et CAMPENON BERNARD sont installées à l'extérieur de l'enceinte pour la construction des ouvrages d'aménés et de rejets d'eau en Gironde (source : <http://dodin.over-blog.com/article-2255386.html>, page web consultée le 13/10/2017).

⁷⁴⁸ Précédemment, nous avons fait mention d'un début du chantier en 1975. A partir d'août 1975, EDF débute en effet les opérations de transport de sables pour le remblaiement du site.

2.2. Fabriquer l'inondation du Blayais : deux niveaux d'inondation pour un même site

Il apparaît particulièrement intéressant de noter que dès la conception de la centrale, EDF semble conscient des limites de l'analyse du risque d'inondation. En effet, on notera que la cote calculée de l'inondation correspond à la cote réelle de calage de la plateforme, ce qui ne laisse aucune marge. Or, dès 1975, EDF propose la construction d'une digue : « *La plateforme sera calée à la cote 4.5 m NGF et entourée d'une digue atteignant 5 m NGF. Une note d'EDF sur ce sujet sera envoyée prochainement aux membres du Groupe Permanent* »⁷⁴⁹. Pendant près de trois ans, le risque d'inondation ne fera plus l'objet de questionnements et aucune note ne sera envoyée par EDF au GP, à l'IPSN ou au SCSIN. C'est seulement au moment de l'analyse de la sûreté des tranches 3 et 4 en 1978 et notamment de leur rapport préliminaire de sûreté par le GP, en février 1979, que se repose la question de la prise en compte du risque d'inondation sur le site du Blayais. La plateforme de la centrale du Blayais est alors déjà calée mais aucune digue n'est encore construite. Pour rappel, cette période correspond également aux premiers travaux de l'IPSN sur le risque d'inondation, au moment où plusieurs chantiers de construction sont déjà bien engagés (Voir chapitre 4). C'est donc au moment où l'IPSN va s'intéresser de plus près à ce risque, que le positionnement de la plateforme de la centrale va être mis en question.

Le site du Blayais est un site en estuaire, configuration unique en France pour l'implantation d'une centrale nucléaire. Le débat technique va alors tourner autour de la spécificité du site du Blayais. En effet, la RFS inondation en cours d'élaboration préconise trois types de sites (fluviaux, maritimes et en estuaires), présentant, dans un premier temps, deux méthodologies différentes de calculs de la CMS. Si le calcul d'une CMS maritime diffère du calcul d'une cote fluviale, les sites en estuaires doivent retenir la cote maximum entre les deux cotes calculées (maritime et fluviale) et ne bénéficient pas d'une évaluation spécifique du risque.

Pour l'IPSN le site du Blayais est spécifique et doit être traité en tant que tel. Il doit donc intégrer des éléments maritimes et fluviaux dans l'évaluation du risque d'inondation. Pour EDF, dans la doctrine alors en application au moment de la conception de la RFS, les sites estuariens ne font pas l'objet d'un traitement particulier. Dans un premier temps, la centrale est considérée comme un site maritime, comme c'est indiqué dans le rapport préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais : « *En ce point de la Gironde, le régime maritime est prédominant et les cotes de*

⁷⁴⁹ SCSIN (1975). Compte rendu de la réunion du GP chargé des réacteurs nucléaires en date du 25 février 1975 concernant l'examen des tranches A1 et A2 de la centrale du Blayais

surface sont entièrement définies par la marée et les conditions météorologiques »⁷⁵⁰. En 1980, EDF produit un nouveau calcul pour la cote de la centrale du Blayais, puis propose des mesures de protection, faisant apparaître des tensions avec l'IPSN sur la définition de ce qu'est une inondation pour un site comme le Blayais.

2.2.1. Le Blayais : une centrale ordinaire pour un site pas comme les autres

Comme on l'a dit précédemment, le site du Blayais est le seul site français situé en estuaire, ce qui le place d'emblée comme un cas exceptionnel par rapport aux autres. Néanmoins le premier calcul concernant l'inondation réalisé par EDF le fait rentrer dans la catégorie des sites maritimes. En effet, lors de la première évaluation du risque, EDF opte pour un calcul intégrant uniquement des phénomènes marins (marée, effet du vent au large, houle) (voir 4.2.1). En amont de la première réunion du GP concernant les tranches 3 et 4 du Blayais, l'IPSN transmet un rapport indiquant que *« Le maître d'œuvre ne semble pas avoir tenu compte dans ce domaine du caractère particulier du site (en estuaire) et le rapport préliminaire de sûreté ne précise, ni le niveau auquel sont placés les organes importants pour la sûreté, ni la description des caractéristiques des évènements, et des combinaisons d'évènements pris en compte »*.⁷⁵¹

En ce sens, on note, dès le départ, une différence entre l'IPSN et EDF dans la façon d'appréhender le risque pour ce site. Pour EDF, le site du Blayais est un site maritime. Pour l'IPSN, ce site particulier mérite d'être évalué comme un cas à part, en estuaire, intégrant des phénomènes fluviaux et maritimes. Le site du Blayais se retrouve donc en confrontation avec la doctrine EDF sur l'inondation qui considère seulement deux types de sites, maritime ou fluvial (Voir Chapitre 4). EDF, qui pense d'abord le Blayais comme un site maritime, tente alors de prouver que la dimension maritime est prépondérante sur la dimension fluviale. En ce sens, dès 1974-1975, le risque de rupture de barrage est écarté, ce qui exclut d'emblée un des scénarios d'inondation fluviale. Pour ce faire, un avis est demandé par la DER d'EDF au responsable de la circonscription électrique Sud-Ouest. Ce dernier précise : *« Pour ce qui est de l'effacement des barrages, il n'y a pas d'effet à craindre venant des ouvrages dont mon service a le contrôle et qui intéressent la Garonne par ses affluents Tarn, Aveyron et Lot »*⁷⁵². Il est intéressant de noter que le responsable de la circonscription électrique précise que

⁷⁵⁰ EDF (1975). Rapport Préliminaire de sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale du Blayais, révision 1, 1975.

⁷⁵¹ IPSN/DSN (1979). Rapport N°237 : « Analyse du rapport préliminaire de sûreté de Blayais 3 et 4 » Chapitre 1 Site, 1978.

⁷⁵² Lettre de la Circonscription Electrique Sud-Ouest à EDF, du 13/09/1974.

« les seuls éléments d'information dont on dispose actuellement à cet égard sont constitués par les études d'ondes de submersion effectuées par le Laboratoire National d'Hydraulique dans le cadre des mesures de protection des populations en aval des grands barrages édictées par le décret du 16 mai 1963 et l'arrêté du 11 septembre 1970 »⁷⁵³. On note ici qu'EDF demande au responsable de la circonscription un avis, et que ce dernier base son avis sur le travail du LNH d'EDF, ce qui montre que les savoirs concernant les ruptures de barrages sont quasi exclusivement du ressort d'EDF. EDF transmet ensuite cette justification à l'IPSN pour exclure la prise en compte du risque de rupture de barrage pour le calage de la plateforme, ce que l'IPSN, ne disposant d'aucun savoir dans le domaine ne peut contester techniquement.

Lors de la réunion du GP de décembre 1978, consacrée à Blayais 3-4, on peut noter que le président du GP : « signale son inquiétude en ce qui concerne les problèmes de protection contre les risques d'inondation notamment pour le Blayais »⁷⁵⁴. EDF répond en expliquant qu'il « a appliqué pour ce problème certaines règles, et que si l'on change celles-ci, il faut préciser les nouvelles règles avant le commencement des travaux sur les centrales »⁷⁵⁵. La question de la construction d'une digue, évoquée un temps par EDF en 1975, a totalement disparu à la fin des années 1970. EDF met alors en avant le caractère urgent de ce dossier d'un point de vue industriel.

En janvier 1979, l'IPSN, en prenant le calcul initial d'EDF considère que « La justification du choix de ces valeurs n'est pas fournie dans les documents remis par l'Exploitant ; or, l'annuaire des marées de l'estuaire de la Gironde montre que dans certains cas (coups de vents), la valeur de l'élévation du plan d'eau (...) peut atteindre 0,8 à 0,9 m à Pauillac. La méthode employée par l'Exploitant pour estimer la surcote millénaire ne semble donc pas garantir la prise en compte des combinaisons les plus défavorables. Le niveau de calage de la plateforme (4,5 m NGF) risque donc d'être largement dépassé dans certaines conditions »⁷⁵⁶. Le calcul de la cote de calage de la centrale à la conception est alors critiqué et l'IPSN considère que cette cote doit être recalculée. Un nouveau calcul est demandé à EDF.

⁷⁵³ Ibid.

⁷⁵⁴ SCSIN (1979). Compte-Rendu de la réunion du GP 15 février 1979 relatif à « l'examen du rapport préliminaire de sûreté des tranches A3-A4 de la centrale du Blayais ».

⁷⁵⁵ Ibid.

⁷⁵⁶ IPSN/SESRS (1979). Note technique « Analyse des chapitres relatifs au site du rapport préliminaire de sûreté du Blayais (Tranches 3-4). Révision incluant l'analyse des documents complémentaires, janvier 1979.

2.2.2. La réévaluation du risque inondation de 1980 par EDF : une nouvelle méthode et une nouvelle cote pour un site toujours maritime

Un nouveau calcul d'EDF est envoyé à l'IPSN et au SCSIN en septembre 1980. Un rapport, effectué par le LNH d'EDF, puis transmis à la Région d'Équipement de Paris⁷⁵⁷, propose d'appliquer la méthode de renouvellement, qui sera reprise dans la RFS en cours d'élaboration. Le site du Blayais est définitivement considéré comme un site maritime. Le scénario à prendre en compte est celui issu de la doctrine interne EDF (voir chapitre 4) et correspond à une marée de coefficient 120, à laquelle on ajoute une surcote millénale, calculée par la méthode statistique de renouvellement. Ce scénario et ces méthodes sont alors, au même moment, en discussion dans le cadre de la conception de la RFS. En ce sens, on peut supposer que le niveau national (la conception de la RFS) a fortement imprégné cette réévaluation du risque de 1980 sur le site du Blayais. En effet, le LNH d'EDF participe conjointement à l'évaluation du risque d'inondation sur le site du Blayais, et au niveau national, à la conception de la RFS. De même, à l'IPSN, le SAER et le SASCEL sont deux services impliqués dans les deux processus.

Si le calcul d'une marée de coefficient 120 ne semble pas poser de difficultés⁷⁵⁸, le calcul de la surcote millénale est, lui, nouveau. Pour ce calcul, le LNH a récupéré des enregistrements disponibles à la station de Pauillac (sur la période 1957-1977), située en face de la centrale du Blayais, sur la rive gauche de l'estuaire de la Gironde. Il s'agit d'enregistrements du Port Autonome de Bordeaux, qui possède un complexe industriel maritime à Pauillac. Ces données sont ensuite extrapolées jusqu'à un niveau millénal grâce à la méthode de renouvellement, qui était jugée inapplicable auparavant par EDF. Le premier calcul semble en effet avoir été réalisé dans l'urgence pour répondre à l'impératif du chantier, avec quelques données disponibles, sans faire la démarche de récupérer et extrapoler des données de la station de Pauillac.

Avec ce nouveau calcul, le LNH obtient une surcote de 2,04 m. En cumulant cette surcote avec la marée de coefficient 120 (qui est de 3,22 m comme en 1976), le LNH obtient une hauteur d'eau de 5,26m en front de Gironde devant la centrale nucléaire. EDF propose alors de considérer que le débordement de l'eau sur les marais alentours, permet de stocker de l'eau et donc d'atténuer le niveau d'eau au droit de la centrale. Intégrés au calcul, les débordements font baisser la cote au droit

⁷⁵⁷ EDF/LNH (1980). Lettre du Laboratoire National d'Hydraulique (N°E42/E64-3878) indiquant à la R.E. PARIS les résultats des études relatives au niveau de la Gironde.

⁷⁵⁸ La marée de coefficient 120 est estimée par le SHOM. Il s'agit donc d'une donnée fournie à EDF, qui ne nécessite pas de traitement supplémentaire. La marée de coefficient 120 est la même dans le calcul de 1976 et dans celui de 1980.

de la centrale à 5,02 m NGF. La centrale ayant été dimensionnée sur une cote de 4,5 m, elle est donc considérée comme inondable en 1980.

En octobre 1980, un mois après l'envoi de ce travail à l'IPSN, ce dernier considère que « *cette réévaluation du niveau d'eau pour lequel il peut être nécessaire de protéger les tranches de la centrale du Blayais marque une évolution sensible par rapport aux précédentes estimations (...). La plateforme serait alors traversée par les eaux de l'estuaire qui iraient se déverser dans les marais alentours. De forts courants dus à la différence de niveau, à la houle, à l'effet des vents...s'établiraient, rendant très difficile et probablement précaire l'établissement de défenses improvisées ; d'autant qu'il n'existe aucune prévision permettant de connaître suffisamment à l'avance les niveaux que la mer pourra atteindre en un lieu sous l'effet d'une tempête, et que dans l'estuaire les vagues se lèvent parfois rapidement (...). Il serait donc nécessaire que l'exploitant indique les dispositions qu'il compte prendre en vue d'éviter tout débordement en vue d'assurer la protection de la plateforme. Par exemple, une digue de protection sur toute la longueur du site (...).* »⁷⁵⁹ L'idée de construire une digue, a priori abandonnée par EDF, ressurgit donc par l'intermédiaire de l'IPSN.

Un mois après cette note, lors du GP du 20 novembre 1980, qui rendra un avis en janvier 1981⁷⁶⁰, il est demandé à EDF de fournir une étude sur les protections à envisager contre ce nouveau niveau d'inondation.

2.2.3. De nouvelles protections contre l'inondation : le Blayais protégé comme un site fluvial

Pourquoi protéger le Blayais comme un site fluvial ?

Pour définir les nouvelles protections contre l'inondation, EDF présente une note rédigée « *pour le cas de sites en rivières, mais dont EDF a décidé l'application pour le site du Blayais* »⁷⁶¹. On remarquera que si le site a été considéré comme maritime du point de vue de la qualification de l'aléa, il est maintenant considéré comme fluvial pour les protections. EDF utilise la doctrine interne concernant les dispositifs de protection contre l'inondation, qui est élaborée au même moment par

⁷⁵⁹ IPSN/SRSRS (1980). Note technique SESRS N°207 « Analyse des chapitres relatifs au site du rapport provisoire de sûreté de Blayais 1-2 », octobre 1980.

⁷⁶⁰ Avis du GP sur l'autorisation de chargement de combustible et des essais de mise en service de la première tranche du Blayais, 22 janvier 1981.

⁷⁶¹ EDF (1981). Note EDF Région Équipement de Paris au SCSIN d'octobre 1981.

la Direction de l'Équipement, pour les sites fluviaux. En effet, en 1981, EDF propose un document présentant les protections en cas de crue supérieure à la crue millénaire⁷⁶², dans le cadre de l'élaboration de la RFS I.2.e (voir chapitre 4). EDF indique que l'application de ces protections fluviales « a été décidé sur le site du Blayais »⁷⁶³. Il semble donc que c'est dans un objectif de pragmatisme que les dispositifs de protection élaborés pour les sites fluviaux, ont été appliqués au site du Blayais. En effet, les experts d'EDF considèrent qu'une crue fluviale est prévisible et peut bénéficier d'une annonce, en amont de l'évènement. Ce principe n'est en revanche pas applicable aux crues maritimes, comme l'expliquent alors les experts de l'IPSN « *contrairement aux crues de rivières, la surcote est un phénomène à évolution rapide, que l'observation directe du niveau de la mer ne permet pas de prévoir suffisamment à l'avance* »⁷⁶⁴. La catégorisation de la crue de l'estuaire en crue de rivière, liée à un système d'alerte en temps réel, permet d'opter pour des solutions de protections mobiles, pouvant être déployées en quelques heures avant l'arrivée de l'évènement, et évidemment moins coûteuses que des protections fixes. Le choix d'EDF de protéger l'installation du Blayais comme un site fluvial est alors très pragmatique mais ne repose pas sur une base scientifique.

La proposition technique d'EDF : rationaliser les coûts et la mise en œuvre des protections

EDF propose donc, via la Région d'Équipement de Paris, plusieurs types de protections basés sur le postulat que la centrale du Blayais peut être protégée comme une centrale en bord de rivière. L'idée d'une protection individuelle des matériels de sûreté est rapidement abandonnée car cela nécessiterait un examen complet des matériels : « *Cet examen, devant obligatoirement être exhaustif, semble difficilement réalisable et réclamerait des moyens importants* »⁷⁶⁵.

Deux solutions retiennent alors l'attention d'EDF, que nous avons synthétisées de manière simplifiée sur la Figure 93. La première prône l'étanchéité de l'îlot nucléaire. L'îlot nucléaire correspond au bâtiment réacteur (BR), au bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) et au bâtiment combustible (BK), comprenant les piscines de refroidissement des combustibles usés. L'idée est de protéger, par des moyens fixes et mobiles (batardeaux, portes étanches...), l'extérieur et l'intérieur de ces bâtiments. La deuxième solution propose une protection de l'ensemble de l'installation et pas seulement de

⁷⁶² EDF (1981). Note technique EDF, « Dispositions exceptionnelles de protection contre une inondation supérieure à la crue millénaire dans le cas où celle-ci est dimensionnante », 1981

⁷⁶³ Ibid.

⁷⁶⁴ SCSIN (1981). Lettre Sin N°B 6045/81 du SCSIN à l'IPSN/DSN, « Résistance à l'inondation de la centrale du Blayais », 30 novembre 1981.

⁷⁶⁵ EDF (1981). Note technique EDF, « Dispositions exceptionnelles de protection contre une inondation supérieure à la crue millénaire dans le cas où celle-ci est dimensionnante », 1981.

l'îlot nucléaire. Deux variantes sont étudiées : protection par muret, au niveau de la clôture de la zone protégée, ou au moyen d'une digue, ceinturant l'ensemble de l'installation. Pour EDF, ces deux dernières solutions (murets ou digues) ne sont pas viables car « les brèches constituées par le réseau d'égouts et par les prises et rejets d'eau imposent de prendre diverses mesures complémentaires dont la réalisation s'avère difficile et dont le coût augmenterait considérablement les évaluations effectuées pour la digue elle-même »⁷⁶⁶.

	Protection individuelle des matériels de sûreté	Protection globale de l'îlot nucléaire	Protection par muret au niveau de la clôture	Protection par une digue
Zones concernées	Ilôt nucléaire	Ilôt nucléaire	Toute l'installation	Toute l'installation
Concept	Protéger tous les matériels importants de l'installation	Protéger l'îlot nucléaire seulement (protections fixes et mobiles)	Protéger l'installation par un muret	Protéger l'installation par une digue
Avantage	Protège l'installation au « maximum »	Protège les fonctions vitales.	Protège toute l'installation	Protège toute l'installation
Inconvénients	Demande une étude détaillée de tous les matériels. Moyens très importants	Aucun	Demande des travaux et des coûts supplémentaires	Demande des travaux et des coûts supplémentaires

Figure 93 : Dispositifs de protection envisagés par EDF en 1981⁷⁶⁷

Pour des raisons de faisabilité technique et des raisons de coût, EDF retient donc la solution correspondant à l'étanchéité de l'îlot nucléaire et abandonne l'idée d'une digue autour de la centrale. C'est cette solution qui est proposée en novembre 1981 au SCSIN⁷⁶⁸. Le 30 novembre 1981,

⁷⁶⁶ Ibid.

⁷⁶⁷ EDF (1981). Informations tirées de la note technique EDF, « Dispositions exceptionnelles de protection contre une inondation supérieure à la crue millénale dans le cas où celle-ci est dimensionnante », 1981.

⁷⁶⁸ EDF (1981). Courrier de la Région d'Équipement de Paris au SCSIN, « résistance à l'inondation Blayais », 10 novembre 1981.

le SCSIN saisit l'IPSN pour que ce dernier donne son avis sur cette solution, dans le rapport qu'il présentera au prochain GP concernant la centrale du Blayais.⁷⁶⁹

2.2.4. Imposer la digue à défaut de pouvoir trancher sur la spécificité du site : la position de l'IPSN

En décembre 1981, l'IPSN propose une première analyse de la solution retenue par EDF. Pour l'IPSN, la centrale du Blayais ne peut pas être protégée de la même façon contre l'inondation qu'une centrale en bord de rivière. En effet, les protections envisagées par EDF reposent sur l'idée d'une possible prévision de l'évènement, or, pour l'IPSN « *Dans le cas de la Gironde, il n'existe à l'heure actuelle aucun réseau de prévision des surcotes (...). Aussi le DSN est conduit à émettre des doutes sérieux quant à l'efficacité de la solution proposée par EDF pour protéger le site du Blayais lors de niveaux d'eau de la Gironde excédant d'un demi-mètre le niveau de la plateforme* »⁷⁷⁰. Pour l'IPSN, la solution privilégiée devrait être la consolidation et le prolongement d'une digue qui « *existe de fait, parallèlement à la Gironde, constituée par les murets des caniveaux de rejet en Gironde, des eaux de relevage des égouts et des eaux de lavage des tambours filtrants* »⁷⁷¹ (cf. Figure 94).

⁷⁶⁹ SCSIN (1981). Lettre Sin N°B 6045/81 du SCSIN à l'IPSN/DSN, « Résistance à l'inondation de la centrale du Blayais », 30 novembre 1981.

⁷⁷⁰ IPSN/SAER (1981). Rapport « Analyse des dossiers complémentaires au rapport provisoire de sûreté des tranches 1 et 2 du site du Blayais », Décembre 1981

⁷⁷¹ Ibid.

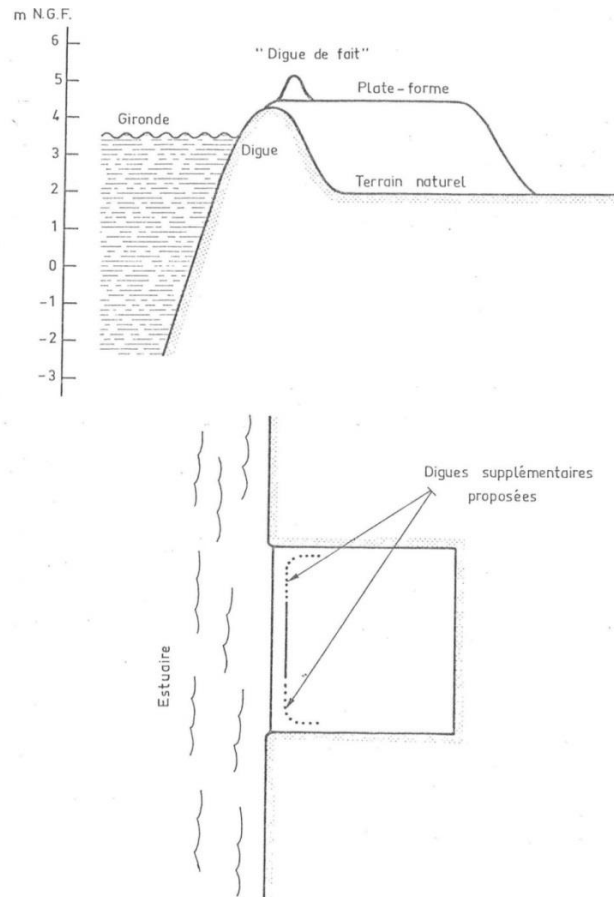


Schéma de la plate-forme de la centrale du Blayais

Figure 94 : Proposition de l'IPSN pour prolonger la « digue de fait » de la centrale du Blayais, 1981⁷⁷²

L'IPSN propose de retenir l'idée de consolider et prolonger une digue « de fait »⁷⁷³ existante et préconise de « s'assurer de la tenue de cette protection à la hauteur d'eau envisagée (environ 5,00 m NGF), ainsi qu'aux effets dynamiques dus à la houle et aux vagues lors d'un tel évènement »⁷⁷⁴. Lors de sa réunion suivante, en janvier 1982, le GP conclut dans son avis : « En ce qui concerne les dispositions envisagées par Électricité de France pour protéger le site contre cet événement de référence, le groupe permanent recommande que l'analyse de ce dossier lui soit présentée lors d'une

⁷⁷² IPSN/SAER (1981). Annexe à la note technique : IPSN/SAER « Analyse des dossiers complémentaires au rapport provisoire de sûreté des tranches 1 et 2 du site du Blayais », Décembre 1981

⁷⁷³ Sur la figure, les appellations peuvent porter à ambiguïtés. La « digue » est composée de dépôts sédimentaires de l'estuaire et forme une barrière naturelle. La digue de fait est d'origine anthropique et est liée à la centrale (murets des caniveaux de rejet en Gironde des eaux de relevage des égouts et des eaux de lavage des tambours filtrants).

⁷⁷⁴ IPSN/SAER (1981). Annexe à la note technique : IPSN/SAER « Analyse des dossiers complémentaires au rapport provisoire de sûreté des tranches 1 et 2 du site du Blayais », Décembre 1981

*prochaine réunion, et que Électricité de France ne s'engage pas dans des travaux irréversibles avant que les autorités de sûreté se soient prononcées »*⁷⁷⁵. Avant de consolider la digue, le GP souhaite disposer des études EDF pour éviter de se retrouver dans une situation irréversible.

En juin 1982, l'IPSN écrit au SCSIN pour exprimer sa position définitive sur les protections envisagées par EDF (voir 2.2.3) : « *L'adoption de ce genre de parades ne me paraît pas satisfaisante en raison de la difficulté de prévoir l'inondation suffisamment à l'avance et du degré de protection visé qui paraît insuffisant et ne correspond pas aux propres engagements d'EDF »*⁷⁷⁶. Pour l'IPSN, la centrale du Blayais « *présente une anomalie de dimensionnement »*⁷⁷⁷. Ce constat est alors porté par un expert du SASCEL, dont nous avons déjà noté l'engagement personnel, puisqu'il tente, dans le même temps, de retenir une marge de 25% pour la crue millénale lors de la conception de la RFS (voir Chapitre 4). A ce titre, nous l'avons qualifié « d'entrepreneur de méthodes ». Nous pouvons mentionner que les experts du SASCEL travaillent alors en même temps à la conception de la RFS et à l'évaluation des risques spécifiquement pour les sites. Ces experts de l'IPSN interviennent donc en même temps au niveau national et local. Cet expert va alors réussir à imposer la solution de la digue. En effet, la direction du DSN de l'IPSN apparaît comme assez ferme et pousse EDF à retenir l'option digue : « *Mon département estime par contre hautement souhaitable qu'EDF étudie l'amélioration de la protection de la centrale du Blayais contre les inondations au moyen d'une digue, l'embryon d'un tel ouvrage semblant déjà exister sur le site »*⁷⁷⁸. La digue doit permettre de protéger la centrale contre des phénomènes non prévisibles à l'avance, caractéristiques des inondations marines. Le site du Blayais est donc finalement requalifié par l'IPSN comme un site maritime, allant en ce sens à l'inverse de ce que proposait EDF. L'IPSN va même aller plus loin que la requalification du site car les experts proposent une solution d'ingénierie, ce qui peut paraître assez étonnant.

A la fin de l'année 1981, l'évaluation du risque inondation et les dispositifs de protections associés sont posés. L'urgence industrielle, l'incomplétude des données, l'absence d'une contre-expertise chez d'autres acteurs qu'EDF et les soucis de coût et de faisabilité ont « fabriqué » le risque d'inondation pour le site du Blayais, en contraignant fortement sa qualification. Une proposition de

⁷⁷⁵ Avis du groupe permanent chargé des réacteurs sur « l'autorisation de chargement du combustible et des essais de mise en service de la deuxième tranche de la centrale du Blayais », le 21 janvier 1982

⁷⁷⁶ IPSN (1982). Lettre de l'IPSN au SCSIN « Centrale du Blayais, Protection contre les inondations », 9 juin 1982

⁷⁷⁷ IPSN/SASCEL (1982). Rapport d'accompagnement de M. Brauns (IPSN/SASCEL), annexé à la Lettre de l'IPSN au SCSIN « Centrale du Blayais, Protection contre les inondations », 9 juin 1982

⁷⁷⁸ IPSN (1982). Lettre de l'IPSN au SCSIN « Centrale du Blayais, Protection contre les inondations », 9 juin 1982.

l'IPSN pour construire une digue est alors envoyée à EDF, qui rapidement, va clore la négociation en acceptant cette proposition.

2.3. Construction d'une digue et publication de la RFS : la clôture de la négociation

Si EDF avait décidé initialement, pour des raisons explicitées auparavant, de qualifier différemment le site selon qu'il s'agit de l'évaluation du risque ou des dispositifs de protection, cette position était apparue comme hasardeuse à l'IPSN, qui va alors pousser EDF à opter pour une protection physique en dur : la construction d'une digue. De fait, le débat concernant la spécificité ou la généralité du site, qui n'avait pas trouvé d'aboutissement ou de consensus, va être mis de côté au profit du dialogue autour de la digue. Cette digue va être construite en même temps que la RFS est publiée, ce qui va définitivement clôturer cette séquence de négociation autour d'un consensus entre les deux acteurs et l'idée commune que le risque d'inondation pour la centrale du Blayais est pris en charge de manière satisfaisante.

2.3.1. EDF accepte la digue et renonce aux études plus poussées

En novembre 1982, quelques mois après la diffusion de l'avis de l'IPSN, EDF transmet par courrier à l'IPSN, une nouvelle étude du LNH : « *nous vous communiquons à titre de document de travail une note du LNH concernant le risque inondation de la centrale du Blayais qui représente l'état de leurs travaux actuellement. Il a été admis dans cette note une protection frontale par digue* »⁷⁷⁹. A ce courrier est annexée une note du LNH qui étudie l'inondation de la centrale du Blayais avec un modèle mathématique d'écoulement dit « modèle casier ». L'idée est de découper le marais autour de la centrale en 21 « casiers », dont les superficies varient de 1,5 à 7,5 km², et de définir le niveau d'eau dans chaque casier. Après cette étude, le LNH conclut « *la cote des digues qui bordent la Gironde au sud du site étant relativement basse, la hauteur d'eau obtenue au sud du site dépasse la cote de calage de la centrale. Dans ces conditions, une digue partielle à la cote de 5,20m NGF, bordant le site dans sa partie sud de la Gironde (...) s'avère nécessaire* »⁷⁸⁰. Cette étude apparaît intéressante car elle montre le travail effectué par EDF pour spécifier l'inondation sur le site du Blayais. Ce document, envoyé en amont d'une réunion du GP devant se dérouler en février 1983 est

⁷⁷⁹ EDF (1982). Courrier du 5 novembre 1982 de la Région d'Équipement de Paris à l'IPSN/DSN concernant l'inondation du blayais.

⁷⁸⁰ EDF/LNH (1982). Étude LNH « Étude de l'inondation du site du Blayais avec le modèle « casier » », document annexé au Courrier du 5 novembre 1982 à l'IPSN/DSN de la Région d'Équipement de Paris concernant l'inondation du Blayais

analysé par l'IPSN, qui doit l'intégrer à son projet d'avis pour le GP. L'IPSN propose alors de valider l'option digue d'EDF et de demander des compléments d'information sur le calcul et sur la mise en place d'un système d'alerte⁷⁸¹.

Le 3 mars 1983, le LNH produit une nouvelle étude, transmise au SCSIN et à l'IPSN. Cette nouvelle étude, qui pousse un peu plus loin l'analyse avec le modèle « casier », « *conduit à faire une digue tout autour de la centrale* »⁷⁸² (Figure 95) et à mettre en place un modèle de prévision et d'alerte vis-à-vis des inondations. EDF précise que « *la digue et le modèle de prévision seront réalisés pour fin septembre 1983* »⁷⁸³. L'ensemble de la centrale nucléaire du Blayais sera donc ceinturé par une digue, à des hauteurs différentes en fonction des lieux, suivant les calculs effectués par le LNH.

⁷⁸¹ Recommandation du GP du 17 février 1983 concernant le chargement de Blayais 4.

⁷⁸² EDF (1983). Fiche réponse d'EDF n°83-11, transmise au DSN le 8 mars 1983

⁷⁸³ Ibid

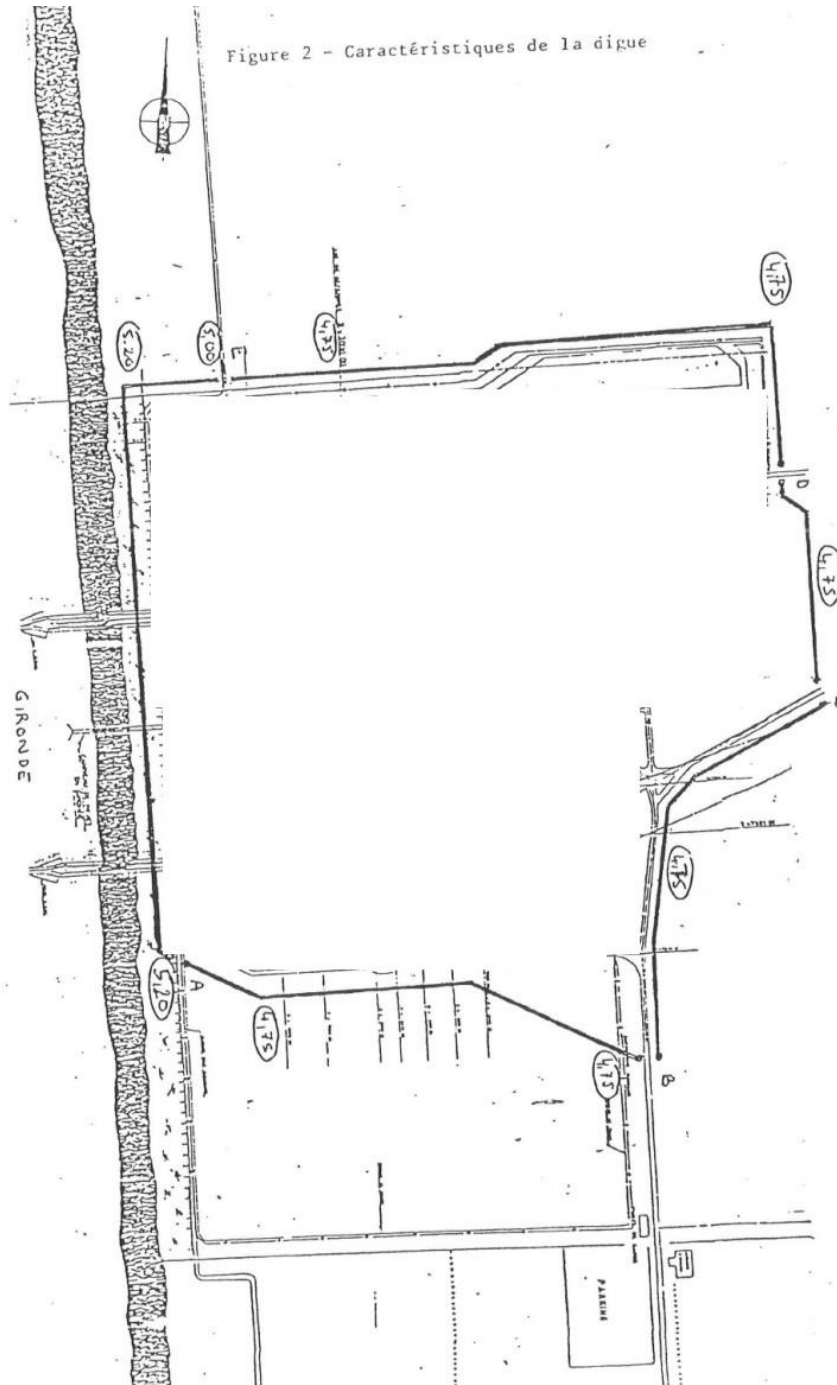


Figure 95 : Projection de la digue du Blayais, Doc EDF 1983⁷⁸⁴

La solution digue permet à la fois de prendre en compte les spécificités du site tout en optant pour une solution « en dur » qui apparaît comme plus acceptable pour l'IPSN qui considère l'inondation sur un site en estuaire (comme sur un site marin) peu prévisible : « la solution adoptée par EDF met

⁷⁸⁴ EDF (1983). Document présenté par EDF lors de la réunion du GP du 17 février 1983 concernant le chargement de Blayais 4.

en œuvre le minimum d'opérations d'urgence. Elle nous paraît acceptable »⁷⁸⁵. La digue et le système de prévision viennent donc combler les manques identifiés par l'IPSN. Pour EDF, cette solution apparaît également acceptable car, si elle nécessite des travaux et un entretien particulier, elle permet aussi de boucler un dossier potentiellement problématique pouvant retarder la mise en service des réacteurs. Les réacteurs 2,3 et 4 de la centrale du Blayais seront mis en service dans l'année 1983, en même temps que sont effectués les travaux sur la digue. De plus, il apparaît que l'IPSN ne demande pas de protections supplémentaires au niveau de l'îlot nucléaire. La digue est censée protéger de l'ensemble des inondations provenant de l'extérieur de la centrale. EDF présente, en outre, à la fin de l'année 1983, un document récapitulant la manière dont le réacteur doit être mis à l'arrêt en cas d'inondation supérieure à la cote de la plateforme⁷⁸⁶.

2.3.2. La rétroactivité de la RFS appliquée au Blayais : la digue protège « de tout »

En 1984, la RFS inondation est publiée par le SCSIN (voir chapitre 4), elle présente une clause de rétroactivité et doit donc s'appliquer à la centrale du Blayais. La RFS présente trois méthodologies d'évaluation possibles suivant le type de site d'implantation de la centrale. Pour un site en bord d'estuaire, la RFS préconise de retenir la CMS⁷⁸⁷ majorante entre trois scénarios :

- Crue fluviale millénale + marée de coefficient 120 ;
- Rupture de barrage + crue centennale ou historique + marée coefficient 70 ;
- Surcote millénale + marée de coefficient 120.

Il est à noter que le premier scénario, qui apparaît comme la combinaison d'un phénomène fluvial (la crue fluviale millénale) et d'un phénomène maritime (la marée de coefficient 120), a été élaboré dans la dernière ligne droite de la conception de la RFS pour répondre à la spécificité des sites en estuaire, longtemps mise en avant par l'IPSN⁷⁸⁸. Néanmoins, en raison du positionnement de la centrale du Blayais dans l'estuaire, l'IPSN et EDF considèrent que le scénario maritime est privilégié. C'est donc le troisième scénario, uniquement maritime, qui est retenu. Il est également préconisé dans la RFS de calculer la surcote millénale avec la méthode de renouvellement, ce qui a été le cas pour l'évaluation du risque d'inondation sur la centrale du Blayais. Enfin, concernant les protections,

⁷⁸⁵ IPSN/DSN (1983). Courrier IPSN/DSN au SCSIN « Protection contre les inondations au Blayais », 22 juillet 1983.

⁷⁸⁶ EDF/ Région d'Équipement de Paris (1983). « Règle de conduite à tenir en cas de dépassement de la cote de calage de la plateforme du Blayais, 21 décembre 1983.

⁷⁸⁷ Cote Majorée de Sécurité.

⁷⁸⁸ Dans les faits, ce scénario ne sera jamais utilisé, ni pour le Blayais, ni pour une autre centrale.

il est mentionné dans la RFS que « *La protection de l'installation vis-à-vis des inondations d'origine externe est obtenue par un calage des plates-formes supportant les bâtiments abritant les matériels et équipements associés importants pour la sûreté à une cote au moins égale à la Cote majorée de sécurité* »⁷⁸⁹. Le principe d'une digue, au cas où la centrale serait construite trop bas par rapport à la CMS n'est pas mentionné. De même, il est précisé que « *dans le cas des sites fluviaux où la Cote majorée de sécurité correspond à une crue naturelle, outre l'obturation de la totalité des voies d'accès de l'eau situées au-dessous du niveau de calage des plates-formes, des dispositions doivent être prises de manière à faciliter la mise en œuvre dans le cadre des plans d'urgence internes de parades vis-à-vis de crues plus importantes qui dépasseraient la Cote majorée de sécurité.* ». La centrale du Blayais étant maintenant considérée comme un site maritime, ce principe d'obturation ne s'applique pas comme le rappelle EDF en 1984 : « *sur le site du Blayais, la protection correspondant à la cote majorée de sécurité est constituée d'une digue entourant le site et dont la réalisation est terminée (...). L'obturation des voies d'accès possible de l'eau situées au-dessous du niveau de calage de plateforme est sans objet du fait de l'existence de la digue (...)* »⁷⁹⁰.

Autant du point de vue de l'évaluation des risques que des protections, le site du Blayais respecte donc la RFS. Ceci n'est pas étonnant puisque la RFS a été conçue en même temps que se fabriquait le risque d'inondation pour le site du Blayais. Les deux processus se sont mutuellement influencés, d'autant que certains acteurs (experts de l'IPSN par exemple) participaient à la fois aux discussions nationales, et aux discussions locales. C'est notamment le cas du scénario de base (surcote millénale + marée de coefficient 120) et de la méthode de renouvellement, deux éléments intégrés dans la RFS qui ont modifié le calcul du risque d'inondation sur le site du Blayais. Dans un autre sens, la spécificité du cas du Blayais aura influencé la RFS puisque dans la version finale publiée en 1984, cette règle précise un scénario mixte (fluvial et maritime) pour évaluer le risque d'inondation sur un site en estuaire qui correspondrait au niveau atteint par la conjonction de la crue millénale fluviale et de la marée de coefficient 120. Néanmoins, ce scénario ne sera jamais utilisé sur aucun site (de fait, aucun autre site que le Blayais ne sera construit au bord d'un estuaire).

Après la publication de la RFS et la construction de la digue, le constat établi est alors assez clair : le site respecte la RFS et la digue protège l'installation contre l'inondation. Une règle de conduite en cas

⁷⁸⁹ SCSIN (1984). Règle Fondamentale de Sûreté I.2.e « prise en compte du risque d'inondation d'origine externe », du 12 avril 1984.

⁷⁹⁰ EDF (1984). Réponses d'EDF à la lettre SIN 2059/84 et 2061/84 du SCSIN, « Inondation externe », 20 septembre 1984.

d'inondation liée à un système d'alerte est également mise en place sur la centrale : la centrale sera informée de la montée des eaux en temps réel et les opérateurs en salle de commande pourront mettre les tranches à l'arrêt. Le SCSIN et l'IPSN ne remettent pas en cause ce principe. En 1984, l'IPSN estime que « *l'ensemble de ces dispositions de protection sont satisfaisantes* »⁷⁹¹. Les travaux de conception de la centrale nucléaire du Blayais (y compris sa digue) sont terminés au moment même où la RFS est publiée (1984). La centrale entre dans sa phase d'exploitation et, à partir de la fin de l'année 1983, les quatre réacteurs de la centrale du Blayais fournissent de l'électricité à toute la région aquitaine.

2.4. Conclusion intermédiaire

La période située entre 1976 et 1984 correspond à une phase que nous qualifions de fabrication négociée du risque d'inondation, dont nous avons déjà analysé le processus au niveau national (chapitre 4), mais que nous voyons également se déployer au niveau d'un site. Par le terme de fabrication, nous voulons mettre en évidence à nouveau que, loin d'une vision naturalisée du risque, dont l'évidence et les caractéristiques s'imposeraient aux acteurs, la qualification du risque d'inondation au Blayais demande un intense travail de sélection, de description, de combinaison, de probabilisation de scénarios pertinents. Ce travail se déroule sur plusieurs années, fait l'objet de négociations entre différents acteurs, EDF et l'IPSN principalement, mais également le GP et le SCSIN. Qui plus est, ce travail de qualification du risque interagit avec le processus de conception de la RFS, qui se déroule en parallèle au niveau national, les deux processus s'alimentant l'un l'autre. Il n'existe donc pas un « risque d'inondation », qui aurait été défini préalablement au niveau national, et ensuite « décliné » sur le site du Blayais. Tout au contraire, la fabrication du risque qui se déroule au Blayais alimente le processus national, tandis que celui-ci cadre également le processus local. La convergence obtenue *in fine* entre RFS et traitement du risque d'inondation au Blayais n'est donc évidemment pas un hasard.

Cela dit, nous avons vu dans cette section que la dynamique de qualification du risque d'inondation au Blayais était aussi fortement contrainte par un autre processus, le processus de construction de la centrale elle-même. En effet, compte tenu de la planification du programme d'investissement d'EDF, la construction de la centrale, et notamment l'opération irréversible qu'est le calage de la

⁷⁹¹ IPSN/DAS (1984). Rapport DAS n°73. Centrale nucléaire de Gravelines Tranche 5. Évaluation de sûreté effectuée avant chargement. Deuxième Partie « Problèmes Génériques ». Analyse des protections de la centrale du Blayais située sur un estuaire, 7 juin 1984

plateforme, interviennent avant l'aboutissement du processus de qualification du risque d'inondation. Il y a donc un découplage temporel *a priori* problématique entre calage de la plateforme et fabrication du risque d'inondation sur le site du Blayais : en effet, en 1978, la plateforme de la centrale est déjà construite sur la base d'un calcul d'EDF réalisé dans l'urgence pour les besoins du chantier. Pourtant, la même année, EDF et l'IPSN engagent une négociation sur des solutions envisageables, autant du point de vue de l'évaluation du risque, que du choix des dispositifs de protection à mettre en place. Ce travail s'effectue d'ailleurs avec les mêmes acteurs qui participent à la conception de la RFS. Les débats au niveau national vont alors pousser à réévaluer le risque d'inondation pour la centrale du Blayais en 1980, ce qui aboutira à la réalisation de la digue compensant la hauteur apparemment insuffisante de la plateforme.

Cet entrecroisement de processus, source de contraintes et d'urgence, mais aussi la spécificité du cas du Blayais (le seul site en estuaire), pourraient être une explication de la forme de « bricolage » que nous avons constatée dans le processus d'évaluation du risque d'inondation au Blayais entre 1975 et 1983. Nous avons vu que, dans ce laps de temps, la centrale va faire l'objet de plusieurs évaluations du risque, avec des méthodes différentes (d'abord sans, puis avec la méthode de renouvellement), et de plusieurs propositions de types de protections à mettre en place. Par ailleurs, le choix des scénarios d'inondation et des protections à mettre en place a conduit EDF, qui raisonnait précédemment sur deux catégories de sites, les sites fluviaux et les sites maritimes, à renoncer à cette généralité qui était recherchée au nom de l'efficacité industrielle (chapitre 2) : une caractérisation spécifique du risque a été fabriquée pour Le Blayais, en hybridant les caractéristiques de ces deux types de sites.

Or la notion de « bricolage » que nous empruntons ici à Claude Lévi-Strauss (1962), renvoie précisément à un art de « *s'arranger avec les "moyens du bord", c'est-à-dire un ensemble à chaque instant fini d'outils et de matériaux, hétéroclites au surplus...* ». Ici, des doctrines et des méthodes EDF préexistantes, des données incomplètes et peut-être inhomogènes sur les inondations maritimes, les concepts de la RFS en cours d'élaboration, ou encore une digue de « fait » déjà présente sur le site, constituent les éléments « hétéroclites » qui vont être au centre de ce bricolage, qui va permettre la fabrication de scénarios d'inondations pour le site du Blayais.

Enfin, comme nous l'avons vu, ce travail de fabrication du risque d'inondation s'effectue au fil d'une longue négociation, dont les protagonistes principaux sont EDF et l'IPSN, porteurs de logiques différentes. A ce titre, il était naturel que des controverses se développent sur l'évaluation des risques. Or on observe que ce débat ne sera pas tranché sur ce point, mais le sera par un consensus autour d'une solution d'ingénierie « raisonnable » et acceptable pour les deux parties : la

construction d'une digue autour de la centrale du Blayais. Il apparaît donc plus simple pour les acteurs de se mettre d'accord sur une solution d'ingénierie que sur l'évaluation des risques. Ce mécanisme n'est pas sans rappeler, dans un tout autre domaine, le constat de Lindblom (1959) montrant que l'accord sur les moyens d'une politique publique est en général plus facile que sur ses fins.

Cette période de conception négociée trouve une issue avec la publication de la RFS en 1984 et la construction d'une digue « en dur » entre 1983 et 1984. Le site du Blayais est alors jugé compatible avec la RFS.

3. La période de « routinisation » : l'inondation externe, un problème soldé (1984-1994)

L'exploitation de la centrale du Blayais est définitivement lancée avec la mise en service du réacteur numéro 3⁷⁹², en novembre 1983. Au début 1984, le processus de conception de la centrale, notamment vis-à-vis de l'inondation, apparaît comme clos, avec la construction de la digue et la publication de la RFS. L'inondation va seulement faire l'objet, entre 1984 et 1994, d'un contrôle organisé autour de pratiques routinisées comme celles des inspections. En outre, d'autres événements, résultant d'inondations venant de l'intérieur de l'installation, vont faire prendre conscience d'un autre risque, l'inondation interne, jusqu'alors non traité par les experts de la sûreté, et reléguer au deuxième plan le risque d'inondation externe.

Dans cette section, nous analyserons dans un premier temps les pratiques de contrôle qui permettent de suivre la bonne mise en œuvre de la RFS sur le site du Blayais, dans un contexte où le risque d'inondation n'apparaît plus comme une priorité. Dans un second temps nous montrerons comment la mise à l'agenda d'un nouveau risque, le risque d'inondation interne, va engendrer de nouvelles négociations entre acteurs et favoriser l'abandon progressif d'une réévaluation du risque d'inondation externe.

⁷⁹² Le réacteur numéro 4 est mis en service commercial en octobre 1983. Les réacteurs 1 et 2 sont respectivement mis en service en décembre 1981 et février 1983.

3.1. La routinisation administrative du risque d'inondation

A partir de 1982, le SCSIN est relayé par des antennes régionales du Ministère de l'industrie, les Directions Interdépartementales de l'Industrie (DII), qui disposent alors de divisions nucléaires. Les DII deviendront les Directions Régionales de l'Industrie et de la Recherche (DRIR) en 1983⁷⁹³. Les inspecteurs nucléaires des DRIR ont alors l'objectif de « *détecter les écarts entre les dispositions matérielles ou d'exploitation constatées et les règles prescrites* » mais aussi de « *relater les autres faits ponctuels, relevés par l'inspecteur* » (Kenedi & Clément, 2007). Entre 1985 et 1990, environ 500 inspections sont réalisées chaque année sur le parc nucléaire français⁷⁹⁴. Les inspecteurs des DRIR sont souvent accompagnés d'experts de l'IPSN pour les visites d'inspection. Suite à la publication de la RFS, plusieurs inspections ont lieu sur différentes centrales nucléaires pour vérifier l'application de la règle. Ces inspections sont alors l'occasion de vérifier l'état d'avancement des travaux qui ont été rendus nécessaires par la publication de la RFS (étanchéité des différents locaux pour les sites fluviaux, état des digues, mise en place des procédures d'alerte...). Globalement, mais aussi plus spécifiquement sur le site du Blayais, après une période de « fabrication négociée » très dense, il apparaît que l'inondation n'est plus un sujet prioritaire pour les organisations en charge de la sûreté. Ce constat est alors flagrant lors des différentes inspections réalisées entre 1984 et 1994.

3.1.1. Le risque inondation intéresse peu l'exploitant : le constat global des inspections post-RFS sur les centrales EDF

Des visites d'inspection sont effectuées pour vérifier la conformité des sites avec la RFS, comme c'est le cas à Dampierre ou à Saint-Laurent-des-Eaux en 1985. Rappelons que la RFS comporte une clause de rétroactivité et que les REP déjà construits sont donc assujettis aux préconisations de la RFS. Avec le nouveau calcul de la Cote Majorée de Sécurité qu'implique la RFS, plusieurs centrales, notamment celles du bord de Loire, doivent donc effectuer des travaux complémentaires (construction d'une digue, obturation de trémies, mise en place de dispositifs de surveillance, ...). La mise en place de ces dispositifs de protection entraîne des difficultés, mises en avant lors des inspections. Lors de ces visites, des experts de l'IPSN, et notamment du SAER, sont associés aux inspecteurs du SCSIN pour vérifier la mise en œuvre de la RFS. A Dampierre, le SCSIN exprime dans ses conclusions, suite à

⁷⁹³ Pour la période qui concerne ce chapitre, les arrondissements minéralogiques du service des Mines deviennent SIIM (Service interdépartemental de l'industrie et des mines) en 1976, DII (Direction interdépartementale de l'industrie) en 1979, DRIR (Direction régionale de l'industrie et de la recherche) en 1983 puis DRIRE (Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement) en 1991.

⁷⁹⁴ Secrétariat Général du Comité Interministériel de la Sécurité Nucléaire (1988). « La sécurité nucléaire en France en 1988 »

l'inspection du 24 septembre 1985, que plusieurs éléments « *se combinent pour laisser transparaître un soupçon de désinvolture dans la manière suivie par le Centre de production nucléaire de Dampierre pour traiter le problème de lutte contre la crue millénale majorée* »⁷⁹⁵. Pour Saint-Laurent-des-Eaux, le SCSIN stipule que « *dès à présent, le Service Central pourrait essayer d'obtenir un engagement d'EDF sur le respect des délais, la crue millénale majorée souffrant peut-être d'un manque de crédibilité qui fait systématiquement considérer les travaux comme non prioritaires* »⁷⁹⁶. Ces remarques fortes, formulées par le SCSIN, se retrouvent également dans une inspection à Cruas en juillet 1989. Le SCSIN considère alors que « *les exploitants ignoreraient la cote exacte de la crue majorée de sécurité* »⁷⁹⁷. Malgré ces vives critiques, portées par les inspecteurs et des experts de l'IPSN qui ont travaillé sur la conception de la RFS, et malgré l'envoi de lettres de suite, pour pousser EDF à travailler sur ce sujet, il semble que l'inondation ne soit pas une priorité de l'exploitant. Ce constat général va également être fait lors de deux inspections sur le site du Blayais.

3.1.2. Les inspections sur le site du Blayais : l'inondation, un sujet non prioritaire

L'inspection de 1984 : un tassement de la digue qui n'inquiète pas les inspecteurs

Le 18 septembre 1984, alors que la RFS est publiée et que la digue du Blayais a été construite, une première inspection, pour vérifier la mise en œuvre de la RFS, est programmée par la DRIR d'Aquitaine, en charge des inspections pour le SCSIN. L'inspection fait l'objet d'une annonce à EDF le 11 septembre 1984. Deux inspecteurs du SCSIN sont en charge de mener la visite, accompagnés par un expert du SAER de l'IPSN. Après avoir rappelé le déroulé des études ayant mené au calage de la plateforme, puis à la construction d'une digue, les inspecteurs notent que « *En février 1984, une division de la région d'équipement de Tours a procédé à un relevé topographique partiel du site. De l'examen non exhaustif des résultats de ce relevé, il apparaît que la cote minimale de la crête de la digue en terre argileuse, achevée en septembre 1983, est de 4,58 m soit un tassement de 15 cm en environ 6 mois* »⁷⁹⁸. L'exploitant de la centrale présente également aux inspecteurs son système d'alerte en cas de propagation de la marée dans l'estuaire. Le site du Blayais est alors en train de se

⁷⁹⁵ SCSIN (1985). Rapport du SCSIN de la visite au centre de production nucléaire de Dampierre du 24 septembre 1985.

⁷⁹⁶ SCSIN (1985). Rapport du SCSIN de la visite au centre de production nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux du 11 septembre 1985.

⁷⁹⁷ SCSIN (1989). Rapport du SCSIN de la visite au centre de production nucléaire de Cruas Meysse du 19 juillet 1989.

⁷⁹⁸ SCSIN (1984). Compte-rendu de la visite de surveillance du 18 décembre 1984 sur le centre de production nucléaire du Blayais, 3 octobre 1984.

doter d'un récepteur permettent de capter les signaux envoyés par le port de Bordeaux aux navigateurs informant ces derniers des hauteurs de marées en points, correspondant à neuf marégraphes situés le long de l'estuaire. L'inspection ne conduit pas à la mise en évidence « *d'anomalie grave* »⁷⁹⁹. Les inspecteurs constatent que « *l'ensemble du matériel d'alerte fonctionnera au mois de mars 1985. L'exploitant devra apporter une attention particulière à la tenue dans le temps des digues ceinturant le site* »⁸⁰⁰.

Aucun calendrier ou objectif précis n'est fixé pour assurer le suivi de ce problème.

L'inspection de 1991 : l'inondation, sujet secondaire pour l'exploitant

Le 11 juillet 1991 a lieu, organisée par la DSIN⁸⁰¹, une inspection, sur la centrale du Blayais, concernant le risque d'agression externe. L'inondation fait alors partie des sujets à l'ordre du jour. Le compte-rendu de l'inspection rappelle le tassement de la digue repéré lors de l'inspection de 1984 et constate « *qu'en l'absence d'un véritable spécialiste, les représentants de l'exploitant ont seulement pu indiquer à l'inspecteur que la digue avait été remise à niveau assez récemment (il y a environ 2 ans)* »⁸⁰². Les inspecteurs demandent alors à l'exploitant de pouvoir suivre l'évolution de ce tassement et de mentionner les travaux de rehaussement.

A ce stade de l'analyse, nous pouvons constater que l'inondation a été au centre de seulement deux inspections en sept ans⁸⁰³. Par ailleurs, l'attitude du représentant de l'exploitant (qui est incapable de dater formellement la rehausse de la digue) suggère que l'inondation apparaît comme un sujet secondaire au niveau de la centrale.

L'inspection de l'AIEA : pas de traces du risque d'inondation

A partir de 1983, des revues dites OSART (Operational Safety Review Team) sont organisées par l'Agence Internationale pour l'Energie Atomique (AIEA). A l'initiative d'un pays ou d'un exploitant, des inspecteurs de l'AIEA sont alors dépêchés sur une installation nucléaire pour un séjour de

⁷⁹⁹ Ibid.

⁸⁰⁰ Ibid.

⁸⁰¹ En 1991, le SCSIN devient une direction et prend le nom de Direction de la sûreté des Installations Nucléaires (Voir chapitre 2 pour ces évolutions).

⁸⁰² DSIN (1991). Compte rendu de la visite de surveillance du 11 juillet 1991 au centre de production du Blayais, 22 août 1991.

⁸⁰³ Comme nous l'avons vu en partie 2, le nombre d'inspections du SCSIN est d'environ 200 par an en 1980 et 500 en 1990.

plusieurs jours ou semaines. Des conclusions sous forme de recommandations non contraignantes sont envoyées à l'exploitant suite à l'inspection. La première OSART de l'AIEA est menée en 1985 sur le site du Tricastin, la seconde en 1988 sur le site de Saint Alban. Le Blayais est visité par l'AIEA, à la demande du gouvernement français, entre le 13 et le 31 janvier 1992. L'équipe d'inspecteurs est composée d'experts du Canada, de Hongrie, du Japon, de Suède et des Etats-Unis avec un observateur scientifique roumain. Sur la soixantaine de pages que compte le rapport, il n'est pas mentionné le cas du risque d'inondation ou de la digue de la centrale⁸⁰⁴.

Le faible nombre d'inspections sur l'inondation et le peu d'intérêt sur le sujet entre le milieu des années 1980 et le début des années 1990 montrent, autant du point de vue de l'exploitant que du contrôleur, la difficulté de faire vivre, dans le temps, un sujet comme l'inondation, qui était considéré comme réglé avec la construction de la digue du Blayais. De plus, il n'existe pas de retours d'expérience en France et au niveau international sur des inondations externes. En outre, si les inspections sont susceptibles de mettre en évidence des failles liées à la prise en compte du risque d'inondation sur les sites, elles ne conduisent pas la DSIN à demander à l'exploitant de faire de nouveaux travaux. En ce sens, le cas de la digue du Blayais est particulièrement éclairant car il montre qu'un tassement de plusieurs dizaines de centimètres ne conduit à aucune demande des inspecteurs, alors que les experts de l'IPSN et d'EDF ont négocié pendant plusieurs mois des marges, permettant de gagner quelques centimètres vis-à-vis du risque d'inondation (voir chapitre 4).

Du point de vue de l'évaluation des risques, le problème des inondations internes, à la suite de différents incidents à la fin des années 1970 et au début des années 1980, va, en outre, petit à petit remplacer celui des inondations externes dans l'ordre des priorités. De plus, et comme nous l'avons vu dans la partie III, le plan d'action post-TMI, qui a mobilisé de nombreuses ressources, a sans doute également eu pour conséquence de focaliser l'attention sur d'autres risques.

3.2. L'inondation interne devient une priorité

Entre 1979 et 1985, plusieurs inondations ont lieu à l'intérieur des installations nucléaires d'EDF, en construction ou déjà construites. Dès 1981, les experts de l'IPSN mettent en avant le fait que « *Le risque d'inondation est pris en compte dans la conception des centrales nucléaires en tant qu'agression externe (...), ces incidents montrent cependant que le problème des risques d'inondation*

⁸⁰⁴ En regardant les rapports d'OSART à Fessenheim en 1992 et de Saint-Alban en 1988, il apparaît que ces inspections ont une focale assez macroscopique et ne traitent pas en détail des différents types d'agressions.

interne à l'installation n'a sans doute pas été considéré avec assez d'attention à la conception »⁸⁰⁵. Des incidents liés à l'inondation interne se produisent notamment au Blayais en février et octobre 1980 alors que les réacteurs sont en cours d'essais, mais également en octobre 1983 ou en mai 1984. Ces inondations ne proviennent pas de l'estuaire de la Gironde mais de fuites d'eau sur des canalisations, des condenseurs ou de débordements des égouts. Des échanges entre EDF et l'IPSN ont lieu au début des années 1980 sur le sujet. En 1985, le SAER de l'IPSN constate que « *le problème des inondations internes et de ses conséquences pour la sûreté n'est pas étudié d'une façon systématisée* »⁸⁰⁶. L'inondation de 1983 montrera notamment que « *Des inétanchéités entre locaux ont conduit à une propagation de la fuite dans les locaux électriques* »⁸⁰⁷ ce qui aurait pu conduire à des défaillances importantes. En 1984 et 1985, sous l'impulsion de l'IPSN, EDF entreprend des travaux de génie civil et de rebouchage de trémies à l'intérieur de l'îlot nucléaire du Blayais, pour éviter une inondation de systèmes importants pour la sûreté de l'installation. Les Etats-Unis disposent alors d'une règle spécifique sur le sujet que l'IPSN propose de retenir pour ce type de risque⁸⁰⁸. A l'issue de l'analyse des pratiques américaines sur l'inondation interne, EDF choisit finalement de « *rester à notre position actuelle, consistant à vérifier que les inondations internes ne remettent pas en cause l'accomplissement des fonctions de sûreté, sans attacher toutefois à cette démonstration certaines marges de conservatisme que nous estimons inutiles* ».⁸⁰⁹

Au milieu des années 1980, poussé par plusieurs incidents, le risque d'inondation « interne » fait donc son apparition chez les experts de l'IPSN et d'EDF. Après la publication de la RFS en 1984, il semble même que l'inondation interne ait supplanté l'inondation externe en termes de priorité. Dans un rapport de 1987, l'IPSN explique que « *la caractérisation des agressions externes fait l'objet de méthodes claires, susceptibles d'évoluer en fonction des connaissances mais ne nécessitant pas de remises en cause actuellement* »(...). Mais, « *Le dernier examen relatif au Bilan d'exploitation des*

⁸⁰⁵ IPSN/DSN (1981). Rapport 479, « Enseignements tirés de l'expérience d'exploitation et des principaux incidents survenus sur les centrales françaises et étrangères », novembre 1981.

⁸⁰⁶ IPSN/SAER (1985). « Synthèse sur le problème des inondations d'origine interne dans les réacteurs à eau pressurisée d'EDF, Mars 1985.

⁸⁰⁷ IPSN (1983). Note IPSN sur l'incident du Blayais du 01/10/1983.

⁸⁰⁸ IPSN/SASCEL (1985). Rapport n°130, « Inondations d'origine interne dans les réacteurs à eau pressurisée ».

⁸⁰⁹ EDF/SEPTEN (1985). Lettre du SEPTEN au Département d'Analyse de Sûreté de l'IPSN « Norme ANS56-11 », 1985.

tranches en fonctionnement est révélateur : plusieurs incidents précurseurs dus à l'inondation interne se sont déjà produits »⁸¹⁰.

L'inondation interne apparaît alors un sujet à analyser alors que l'inondation externe ne semble plus être à l'ordre du jour en termes d'évaluation du risque. Les experts du SAER et du SASCEL semblent alors se tourner vers ce risque « nouveau » et qui ne dispose pas encore de règles spécifiques. Cette division de l'inondation en deux, externe et interne, et la focale mise, après 1984, sur l'inondation interne, va fortement imprégner les priorités en termes de réévaluation de sûreté, au début des années 1990.

3.3. Conclusion intermédiaire

La période de « routinisation » qui se déroule de 1984 et 1994 est marquée par plusieurs phénomènes ou processus conjoints qui vont faire de l'inondation un risque non prioritaire et créer une forme d'inertie, autour du risque d'inondation sur la centrale du Blayais.

Le premier de ces processus correspond au mécanisme de clôture symbolique du sujet de l'inondation, entrepris avec la fin des travaux sur la digue du Blayais et la publication de la RFS, qui va permettre de déplacer l'attention des acteurs en matière de priorités. En effet, conjointement, ce sujet, qui sort de l'agenda des organisations en charge de la régulation, est remplacé par un autre risque, qui lui n'a pas été traité à la conception et ne fait pas l'objet d'une réglementation : l'inondation interne. La focalisation sur ce nouveau risque à traiter en priorité, par les mêmes services qui étaient en charge de la conception de la RFS, fait disparaître l'inondation externe du champ des priorités. L'apparition de ce nouveau risque dans l'agenda des organisations en charge de la régulation est liée à de nombreux incidents provoqués par des inondations internes, qui vont se produire dans les années 1980. De plus, il n'existe pas de retour d'expérience significatif d'incidents liés à l'inondation externe en France et à l'international. En ce sens, cet épisode dévoile un phénomène relatif aux limites de la capacité d'attention des acteurs d'une organisation (March, 1958). Ici, le risque d'inondation interne a accaparé l'attention des acteurs, au détriment du risque d'inondation externe.

Ces processus qui conduisent à effacer le risque d'inondation externe des priorités sont corrélés à une forme d'inertie créée en partie par l'instrument (la RFS) lui-même. En effet, la RFS ne fixant pas

⁸¹⁰ IPSN/DAS (1987). Rapport 87/629, « Voies de recherche pour l'amélioration de la sûreté des tranches nucléaire REP », 15 Juin 1987.

de modalités d'application, ni de précisions quant aux dispositifs de protection à mettre en œuvre, les inspections postérieures à sa publication montrent que sur certains sites, les protections ou les systèmes d'alertes sont mis en place de manière partielle ou inappropriée. Au Blayais, l'inondation va faire l'objet de plusieurs inspections, mettant en évidence des problèmes de suivi de la digue mais sans que ce phénomène semble alerter l'exploitant ou les inspecteurs. Une interprétation de ce constat est que c'est le contenu de l'instrument lui-même, par son orientation sur le thème de l'évaluation des risques, au détriment des consignes de protection, qui va favoriser ce phénomène d'inertie (Halpern et al., 2014). En privilégiant l'évaluation des risques à la protection de l'installation, il semble que les concepteurs de la RFS aient choisi de ménager une importante marge de manœuvre pour l'exploitant, en lui laissant une liberté dans l'opérationnalisation de la règle, en cohérence avec le principe de responsabilité de l'exploitant et, *in fine*, avec la philosophie du régime. Par ailleurs, les inspecteurs n'avaient pas les moyens d'être plus coercitifs qu'ils ne l'ont été.

En 1994, sur le site du Blayais, mais aussi d'une manière générale sur tous les sites, l'inondation externe est considérée comme un sujet clos.

4. Une digue à rehausser : l'épreuve de la réévaluation de l'inondation au centre d'un processus d'autorégulation à EDF (1994-1999)

Comme nous l'avons observé (chapitre 3), les réévaluations de sûreté⁸¹¹, comme elles furent imaginées au tournant des années 1980 et 1990, sont une pratique nouvelle pour le régime de régulation. Dans cette section, nous montrerons comment la réévaluation de la sûreté, pilotée par l'exploitant et évalué par l'IPSN, va connaître une prise en charge par l'exploitant, de sa propre initiative, dans le cadre d'un processus d'autorégulation.

En effet, nous avons montré (Partie 2), que les réévaluations de la sûreté comprennent une phase de cadrage, une phase d'examen de conformité et une phase de réévaluation, pouvant *in fine* amener à des travaux sur le site, de nouvelles procédures ou des modifications de matériels. Ces différentes phases font l'objet d'un travail collectif entre des représentants des exploitants, de l'IPSN et de l'autorité. L'ensemble de ces trois phases peut prendre près de 10 ans pour les centrales d'un même

⁸¹¹ Nous avons fait le choix de nommer ce processus « réévaluation » de la sûreté pour plus de clarté. Dans les faits, cette réévaluation comprend, entre autres, la visite décennale du réacteur nucléaire (voir chapitre 1), qui est marqué par l'arrêt du réacteur et permet de faire divers travaux sur la centrale. Les acteurs utilisent aujourd'hui parfois le terme de « réexamen » ou de « visite décennale » pour décrire l'ensemble du processus de réévaluation.

palier. La visite décennale du réacteur qui existait avant ces réévaluations de sûreté devient donc une des étapes de la réévaluation qui, elle, est beaucoup plus complète. Pour comprendre le principe de réévaluation, nous pouvons préciser qu'il est divisé en plusieurs phases :

- Une première phase correspond à l'établissement du référentiel et à l'examen de conformité. Il s'agit de la définition des thématiques de la réévaluation et les bases (règles, doctrines) sur lesquelles sera effectuée la réévaluation. A partir de la définition de ce référentiel, un examen de conformité est réalisé pour voir si les centrales sont en conformité avec le référentiel (règles, doctrines) existant. Cette phase donne lieu à des modifications des rapports de sûreté des centrales.
- Une seconde phase correspond à l'examen de l'évolution du référentiel. En fonction des nouvelles données disponibles et du retour d'expérience des événements, le référentiel peut être amené à évoluer. C'est dans cette seconde phase que ces évolutions sont actées. Cette phase donne lieu à des modifications sur les installations.

L'échelonnement dans le temps de ces phases proposé par EDF en 1993 est le suivant (Figure 96) :

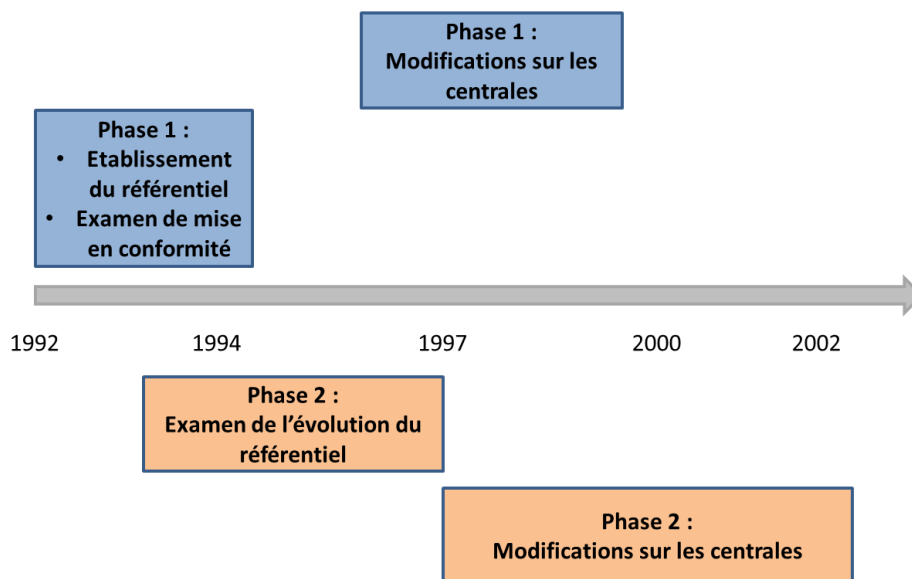


Figure 96 : Calendrier de la réévaluation de sûreté du palier CPY par EDF en 1993⁸¹²

⁸¹² IPSN/DES (1993). Rapport DES N°150 « Réévaluation de la sûreté des tranches CP1-CP2 » « Objectifs, démarche, calendrier du réexamen de sûreté », Réunion GPR du 4 novembre 1993.

Comme nous pouvons le voir, ces phases se recoupent et sont échelonnées sur une dizaine d'années entre le début de la phase 1 et les modifications liées à la phase 2.

Dans ce chapitre, nous observons comment le risque d'inondation va faire l'objet, entre 1994 et 1999, de négociations quant à son intégration dans ce processus de réévaluation de sûreté pour, in fine, faire l'objet d'une réévaluation pilotée intégralement en interne à EDF. Ce processus d'autorégulation ne sera finalement rendu visible aux organisations en charge de la régulation, qu'au cours de l'année 1999, quelques mois avant l'inondation de la centrale du Blayais.

4.1. Le risque inondation dans le réexamen de sûreté : une intégration partielle due aux évènements

Dans cette sous-section, nous montrerons comment le risque d'inondation va d'abord être exclu du processus de réévaluation commun à toutes les centrales au début des années 1990 avant d'être partiellement réintégré en raison d'inondations en 1993-1994, mais trop tardivement pour faire l'objet d'une réelle attention de la part des organisations en charge de la régulation.

4.1.1. L'inondation externe : le choix initial d'une non-intégration au processus de réévaluation

Au début des années 1990, EDF présente le cadrage du réexamen de sûreté du palier CPY⁸¹³. Concernant les agressions externes, on peut noter que « *Dans la colonne "examens de conformité" du référentiel, il est précisé, en regard de chaque type d'agression externe (inondations externes mises à part), qu'une mise à jour des données est prévue* »⁸¹⁴. L'inondation externe ne fait pas partie du cadrage initial du réexamen de sûreté du palier CPY prévu par EDF. L'IPSN propose alors de l'intégrer à ce réexamen : « *Les conditions d'inondations externes dépendant du site, une analyse du cas particulier de chaque site est nécessaire. Cette analyse devrait notamment identifier les éventuelles évolutions de l'environnement qui conditionnent le risque d'inondation (...). L'évaluation du risque d'inondation devrait également être retenue lorsque des évolutions de l'environnement sont*

⁸¹³ EDF/EPN (1993). Lettre EDF/EPN SN 93/106 du 8 juin 1993 "Réexamen de sûreté CPY. Référentiel des exigences de sûreté.

⁸¹⁴ IPSN/DES (1993). Rapport DES N°150 « Réévaluation de la sûreté des tranches CP1-CP2 » « Objectifs, démarche, calendrier du réexamen de sûreté », Réunion GPR du 4 novembre 1993.

mises en évidence ; l'évaluation devrait porter, notamment, sur les éléments déterminant la cote majorée de sécurité »⁸¹⁵.

Les sites du Cruas et du Tricastin sont les seuls visés par ce réexamen car un barrage a été construit⁸¹⁶ sur le Rhône, en amont de ces centrales, après leur mise en service respective. Malgré ce nouveau barrage, selon EDF, la conception de ces centrales face au risque d'inondation n'est pas remise en cause, constat finalement partagé par l'IPSN⁸¹⁷. Hormis ces points particuliers, EDF considère, en 1996, que « *l'aspect inondation externe a été normalement considéré comme clos en 1990* »⁸¹⁸. De plus, les EPS du début des années 1990, que nous avons déjà mentionnées (chapitre 3) et qui pourraient constituer un élément de cadrage des thématiques de la réévaluation, ne semblent pas adaptées pour les agressions externes comme l'inondation.

L'inondation externe est donc exclue du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe, lors de sa phase de cadrage au début des années 1990.

4.1.2. Les inondations de 1993-1994 : le point de départ d'une remise en question du cadrage de la réévaluation

La non-prise en compte de l'inondation dans les réévaluations de sûreté des années 1990 va être requestionnée par des événements, en 1993 et 1994. C'est notamment le cas suite à des crues du Rhône, à la fin de l'année 1993, qui menacent d'affecter le site du Tricastin, mais également d'une remontée de la nappe phréatique sur le site de Cadarache dans les Bouches-du-Rhône. En mars 1995, suite à ces événements, la DSIN demande à l'IPSN de lui adresser un bilan du retour d'expérience concernant la prise en compte du risque d'inondation externes dans l'ensemble des installations (pas seulement les réacteurs EDF) : « *Suite aux inondations survenues dans les années récentes, notamment l'année dernière et ces dernières semaines, je souhaite que vous fassiez un bilan de l'efficacité des mesures prises dans l'ensemble des installations nucléaires, réacteurs, usines du cycle...* »⁸¹⁹. L'IPSN émet alors un avis au mois de décembre 1995⁸²⁰ sur les risques d'inondation en

⁸¹⁵ Ibid.

⁸¹⁶ Le barrage de Grand'Maison, situé en Isère sur un affluent de la Romanche et mis en service en 1988, est exploité par EDF.

⁸¹⁷ IPSN/DES (1996). Rapport DES N°259, « Réexamen de sûreté du palier CP1-CP2, « Réunion du GP du 20 février 1996 ».

⁸¹⁸ EDF (1996). Note EDF, « Réexamen de sûreté CPY, Examen de conformité des tranches », 21 octobre 1996.

⁸¹⁹ DSIN (1995). Lettre de la DSIN à l'IPSN, « Inondations », 21 mars 1995.

pointant notamment la nécessaire mise à jour des études associées à ce risque sur les INB (Installations Nucléaires de Base). Les inondations de 1993-1994 semblent donc enclencher un processus de réexamen plus complet de l'inondation, qui ne devait a priori pas faire partie de la réévaluation de sûreté des années 1990. Ici ce sont des événements qui viennent questionner le cadrage initial opéré au début des années 1990. Mais cet avis de l'IPSN ne sera pas suivi d'une demande de la DSIN envers les exploitants, sans que nous trouvions plus d'explications, un document mentionnant simplement, plusieurs années plus tard : « *Cet avis n'a semble-t-il pas été répercuté* »⁸²¹. Néanmoins, dans ce contexte de réévaluation de sûreté et d'inondations sur certaines installations, les services centraux d'EDF vont, de leur propre initiative, décider, en interne, de recalculer la CMS de certains sites, dont Gravelines et le Blayais.

4.1.3. La reprise en main du processus de réévaluation par l'exploitant.

En 1997, alors que le réexamen de sûreté du palier CPY est en cours, certaines centrales, au cas par cas, font l'objet d'une réévaluation du risque d'inondation. C'est notamment le cas de la centrale du Blayais, où, s'il n'existe pas explicitement de demande de l'autorité de sûreté, l'exploitant a décidé de réévaluer ce risque. Comme l'explique un ancien responsable de la centrale du Blayais : « *Il n'y avait peut-être pas une demande formelle, à l'époque, de l'ASN, de reprendre le niveau de digue du Blayais, mais c'est quand même bien au cours d'un certain nombre de discussions (comprendre : avec le régulateur) que l'idée des études est née* »⁸²². De manière a priori paradoxale, l'inondation externe, qui ne fait pas partie de la réévaluation de sûreté, va tout de même être réévaluée, ce qui de fait introduit une forme de flou autour de ce processus, mis en avant par un responsable de l'autorité de sûreté « *J'ai compris que c'était dans le cadre d'un réexamen, mais ce qui me surprend c'est qu'on n'était pas du tout dans un calendrier de réexamen et pour le coup on a eu zéro discussion avec EDF* »⁸²³. En effet, les modifications liées à la première phase de la réévaluation de sûreté sont réalisées sur le site entre 1994 et 1998 mais ne concernent pas l'inondation. Sans que le risque d'inondation sur le site du Blayais ne soit identifié comme une thématique devant faire l'objet d'une réévaluation, EDF décide seul de réévaluer le risque d'inondation sur ce site. Cette réévaluation en

⁸²⁰ IPSN/DES (1995). Avis DES/95-1174 concernant le risque d'inondation externe dans les installations nucléaires de base, 5 décembre 1995.

⁸²¹ IPSN (2000). Lettre interne IPSN, « Inondation », 10 janvier 2000.

⁸²² Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 26/09/2017.

⁸²³ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

interne à EDF ouvre un processus d'autorégulation, que nous avons mis en évidence au niveau du régime de régulation (Chapitre 3), mais qui va se déployer ici sur un site et un risque spécifique.

4.2. La réévaluation du risque chez EDF : la statistique au centre de la confrontation entre les scientifiques et les ingénieurs

Nous allons donc nous intéresser à la réévaluation du risque d'inondation menées en interne par EDF, en effet, les modifications pour la centrale du Blayais concernant l'inondation sont portées par le Centre d'Ingénierie Générale (CIG)⁸²⁴. Le CIG fait alors appel au LNH pour réévaluer le risque d'inondation. Une fois l'évaluation validée, le CIG propose alors des modifications au niveau du site. Nous allons observer, dans le cas du Blayais, la réévaluation du risque d'inondation opérée en interne par EDF, autour de plusieurs échelons (services centraux et sites) et plusieurs « métiers » (Ingénierie, pour le SEPTEN et le CIG, et expertise scientifique pour le LNH).

4.2.1. Jouer avec les statistiques : les scientifiques du LNH face aux ingénieurs du CIG

La première réévaluation du risque inondation sur le Blayais par le LNH

C'est un service d'ingénierie (le Centre d'Ingénierie Générale) au sein de la Direction de l'Équipement d'EDF qui demande au LNH (au sein de la Direction Études et Recherches) de réaliser une étude dans le but de réactualiser le calcul de la surcote millénale pour la centrale du Blayais, en vue de mettre à jour le calcul de la CMS de 1980. Pour rappel, le calcul de la CMS en 1980 avait été réalisé grâce à un échantillon de données sur la période 1957-1977, recueillies à la station de Pauillac. Le nouveau calcul de la CMS pour le site du Blayais est effectué grâce au cumul de :

- la marée de coefficient 120, qui est prédite par le Services Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM) ;
- la surcote millénale, qui est calculée par la méthode de renouvellement d'EDF à partir de données de hauteurs d'eau, récoltées à la station de Pauillac (la même que pour l'évaluation des années 1980).

Le nouveau calcul de 1997 reprend donc la même station de référence, la même méthode statistique (méthode de renouvellement) pour le calcul de la surcote millénale, mais avec un échantillon de

⁸²⁴ Les Régions d'équipement (de la Direction de l'Équipement) sont petit à petit transformées dans les années 1990 pour devenir des centres d'ingénierie, chacun gérant des aspects spécifiques liées aux installations EDF. La direction de l'équipement est alors structurée autour de 6 centres d'ingénierie (dont le CIG) et de 2 services (le SEPTEN et le Service Qualité des Réalisations (SQR)).

données plus récentes (qui comprend la période 1978-1996). Les données de la période précédente (1957-1977) ne sont plus exploitables statistiquement⁸²⁵, car la méthode de prédiction « *de la cote de pleine mer théorique utilisée par le SHOM, servant au calcul des surcotes, a changé* »⁸²⁶. Cette nouvelle méthode mise en place par le SHOM en 1981 a, selon les experts du LNH, « *permis d'améliorer sensiblement la prédiction* »⁸²⁷.

Avec le jeu de données plus récentes, les valeurs de marées de coefficient 120 (3,70 m NGF) mais également de la surcote millénale (2,55 m NGF) se trouvent augmentées. La nouvelle CMS calculée pour le site du Blayais est alors de 6,25m NGF, ce qui correspond à une hausse très importante par rapport à la cote calculée en 1980 (5,02m NGF avec la prise en compte des débordements dans le marais). Conscient du potentiel déstabilisateur de ce nouveau calcul, le LNH précise qu'« *il faut toutefois nuancer les résultats car pour une cote de 6,25 m NGF, une partie des zones voisines serait inondée et ce niveau théorique ne pourrait pas être atteint en réalité* »⁸²⁸. Cette étude est envoyée directement au CIG de la Direction de l'Équipement.

L'ingénieur EDF et le scientifique EDF : deux visions au sein d'une même organisation

Cette forte augmentation de la CMS pour le site du Blayais semble susciter des inquiétudes et des interrogations à la Direction de l'Équipement. Pour le CIG et l'ingénierie d'EDF, une telle augmentation de la CMS se traduirait par une rehausse très importante de la digue construite en 1983-1984. Le CIG demande alors au LNH de faire un second calcul. Le LNH fait le point sur les raisons de cette seconde demande : « *Les modifications importantes dans les prévisions de marée n'ont pas permis de réunir les deux séries de données dans cette étude et les conclusions de celle-ci ont mis en évidence une forte augmentation de la CMS. Il nous a donc été demandé de reprendre ce travail à partir d'une prévision homogène, d'expliquer les raisons de cette augmentation (processus réel ou biais dans nos traitements) et de déduire une nouvelle CMS* »⁸²⁹.

⁸²⁵ Les échantillons de données de le SHOM au niveau des surcotes ne sont pas des données brutes mais sont issues d'un calcul. C'est donc le changement de cette méthode de calcul qui a rendu les données de la période 1957-1977 à priori inutilisables. Les surcotes des périodes 1957-1977 et 1978-1996 étant calculées de manière différente par le SHOM.

⁸²⁶ EDF/LNH (1997). Etude EDF-LNH HE-42/97/010/A, « Analyse statistique des surcotes à Pauillac, 25 février 1997

⁸²⁷ Ibid.

⁸²⁸ Ibid.

⁸²⁹ EDF/LNH (1997). Étude EDF-LNH HE-42/97/055/A, « Centrale du Blayais : Réactualisation de la cote majorée de sécurité », 24 novembre 1997

Le LNH tente alors de « *reprendre le calcul des prévisions de marée en ayant d'abord pour objectif de disposer d'une prévision homogène sur les deux périodes à traiter* »⁸³⁰. A la demande du CIG, le projet est alors d'intégrer la série de données plus anciennes (1957-1977) et ceci dans une optique claire : faire baisser la CMS réactualisée.

Le nouveau calcul intermédiaire

Le nouveau calcul effectué par le LNH reprend donc l'intégralité de la période 1957-1996, en homogénéisant les deux périodes. Avec ce nouveau calcul la surcote millénale subit une importante baisse (2,01 m NGF) alors que la marée de coefficient 120 subit une légère hausse (3,81 m NGF). La CMS est alors calculée à 5,82 m NGF et sera rapidement ramenée à 5,46 m NGF en prenant en compte les débordements dans les marais⁸³¹.

Le LNH précise dans cette étude : « *il y a (donc) eu une augmentation significative du nombre d'évènements extrêmes, confirmée par le Port Autonome de Bordeaux et dont les origines anthropiques sont soupçonnées (surélévation du niveau de la mer due au réchauffement global et/ou modification de la propagation de la marée due aux travaux dans l'estuaire)* »⁸³². Pourtant, le LNH semble lui-même peu satisfait de ce nouveau calcul intégrant des données anciennes qui ont peu de sens du point de vue des observations récentes : « *on peut s'interroger sur la pertinence d'un calcul de surcote millénale si, en l'espace de 20 ans, les évolutions dans les observations sont telles que cette surcote fluctue de plus de 50 cm* »⁸³³. Le LNH conclut néanmoins que « *faute d'éléments précis pour évaluer les tendances à long terme (poursuite de l'augmentation en particulier si les effets du réchauffement s'amplifient ou fluctuation cyclique), il nous apparaît justifié de faire porter l'analyse statistique sur l'échantillon le plus complet* »⁸³⁴.

Une justification scientifique est alors présentée par le LNH pour valider cette nouvelle étude. Ce nouveau calcul est transmis au CIG de la direction de l'Équipement, qui semble cette fois satisfait du résultat. Le CIG va devoir proposer au site du Blayais des modifications sur la digue du site, avec une rehausse pour atteindre 5,70 m NGF (nouvelle CMS avec une marge). Cet épisode, que nous avons

⁸³⁰ Ibid.

⁸³¹ L'effet de débordement, le même que celui calculé dans les années 1980, permet d'écarter la CMS de 36 cm.

⁸³² EDF/LNH (1997). Étude EDF-LNH HE-42/97/055/A, « Centrale du Blayais : Réactualisation de la cote majorée de sécurité », 24 novembre 1997

⁸³³ Ibid.

⁸³⁴ Ibid.

tenté de résumer (Figure 97) nous montre assez clairement que le calcul statistique de la CMS (et notamment le choix de l'échantillon) relève de choix qui ne sont pas exclusivement scientifiques même si les experts d'EDF légitiment ce calcul par l'imperfection des méthodes. Derrière ces choix, des enjeux économiques importants sont présents, portés par la direction de l'Équipement. En effet, la hausse de la CMS est actée mais cette hausse doit être limitée, pour ne pas entraîner des travaux trop importants sur le site. Choisir un échantillon plus grand, malgré la fréquence accrue des événements extrêmes constatés sur la période récente, permet de limiter la hausse de la CMS.

	Etude de 1980	Etude de 1997 version A	Etude de 1997 version B
Jeux de données	1957-1977	1978-1996	1957-1996
CMS calculée (en Mètres NGF)	5,02	6,25*	5,46
Digue	5,20 m NGF	Etude abandonnée	5,70 m NGF

* : Les débordements dans les marais n'ont jamais été calculés pour cette cote.

Figure 97 : Études EDF pour le calcul de la CMS du Blayais

Le rapport de sûreté du site est remis à jour en 1998 et comprend alors ce nouveau calcul de la CMS, qui apparaît donc visible pour la DSIN et l'IPSN.

Les modifications du rapport de sûreté, élaborées par les services centraux d'EDF doivent maintenant être répercutées sur le site du Blayais. Désormais, le site doit rehausser la digue de la centrale du Blayais.

4.2.2. Le rôle de décision du site : des travaux jugés non prioritaires

Le bilan annuel de la sûreté en exploitation de 1998⁸³⁵ de la centrale du Blayais précise qu' « EDF a établi la nouvelle cote majorée de sécurité (CMS) en tenant compte des données des 20 dernières années, et des nouvelles données pour le calcul du niveau de pleine mer fournies par le Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM). Cette actualisation de la CMS conduit à une surélévation générale des digues de protection de 0,50 mètres »⁸³⁶. Le site est donc chargé de mettre en place cette rehausse de la digue.

Qui décide de quoi ? : le lien entre services centraux d'EDF et direction du site

Pendant l'année 1998, le CIG propose de rehausser la digue du Blayais. Cette demande est transférée au site qui a alors un rôle à jouer comme l'explique un ancien directeur de la centrale du Blayais : « Lorsqu'une étude aboutit au fait que cet aspect-là doit être réévalué ou pris en compte, après c'est retransféré aux gens qui intègrent ça dans les lots de modifications. Il y a des propositions après qui sont faites au site, en disant on propose d'intégrer telle ou telle modification. Il y en a qui ne sont pas discutées car elles sont dans le prescriptif et décidées par le national, et d'autres qui sont plus à la main du site et qui peuvent être, pas repoussées, mais gérées dans le temps ». ⁸³⁷A priori, la modification concernant la digue du Blayais n'est pas prescriptive, au sens où le site a une certaine liberté de choix quant aux modalités d'application. C'est lors d'une réunion du comité de direction du site que va être prise la décision, quant à la mise en œuvre de cette modification : « Fin 1998 ou début 1999, on a eu à débattre en comité de direction de la proposition du CIPN de Marseille⁸³⁸(...), Il voulait nous proposer une réévaluation de la digue de 80 cm⁸³⁹. Et donc, à cette époque-là, on a discuté de cette réévaluation de digue ». ⁸⁴⁰

Le comité de direction, qui se réunit chaque semaine est composé de plusieurs responsables du site : « A l'époque, à Blayais, on avait chaque lundi, un comité de direction avec le chef de site, son adjoint, tous les directeurs de sous unités, plus la gestion et ainsi de suite, pour débattre et parler des

⁸³⁵ Le bilan annuel d'exploitation est un document transmis à la DSIN et donc aux inspecteurs des DRIRE.

⁸³⁶ CNPE du Blayais, Bilan annuel de la sûreté en exploitation, Edition de 1998.

⁸³⁷ Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 26/09/2017.

⁸³⁸ Le CIG devient le Centre d'Ingénierie du Parc Nucléaire en 2001.

⁸³⁹ La proposition de rehausse de 50 cm est ici modifiée en rehausse de 80 cm. Nous ne sommes pas capables de dire si le responsable de la centrale du Blayais fait une erreur ou si finalement la rehausse était plus importante que prévu. Pour rappel, la précédente digue atteignait 5 m NGF et la première proposition du CIG était d'établir la nouvelle digue à 5,70 m NGF.

⁸⁴⁰ Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 26/09/2017.

problèmes »⁸⁴¹. Le site jouit d'une responsabilité importante, ce que nous avons analysé de manière plus poussée dans le chapitre 3.

Une gestion économique des temporalités : le report de la construction de la digue

Lors de cette réunion du comité de direction, la décision est prise de repousser les travaux de la digue : « on n'avait pas budgété et on avait pris la décision de dire : on mettra cette réévaluation dans le cadre de la première décennale de la première tranche, qui devait intervenir en 2001 ou quelque chose comme ça ».⁸⁴² Le rôle du site apparaît alors important et au centre des négociations concernant la mise en place des protections : « On peut négocier ou s'entendre sur certains aléas. Des choses peuvent paraître excessives. Les délais peuvent être discutés car on ne peut pas rapidement tout installer sur 58 tranches. On ne peut pas tout changer du jour au lendemain. La nécessité de fournir de l'énergie intègre la sûreté ».⁸⁴³

Enfin, il convient de repositionner l'image du risque d'inondation sur la centrale au moment de cette prise de décision. Comme l'exprime un ancien responsable de la centrale, l'inondation n'est pas un sujet avant 1999 : « Il y avait bien une digue à Blayais. Moi qui suis arrivé en 1997, très franchement, je n'avais pas trop conscience qu'elle existait cette digue. Je ne me suis jamais posé la question de savoir quelle était la hauteur de l'estuaire (...) qui est très bas par rapport au site normalement ».⁸⁴⁴

Le report des travaux de la digue du Blayais s'explique par le fait que ces travaux sont jugés non prioritaires. Le traitement de cette thématique est reporté à la prochaine visite décennale, quand un des réacteurs sera à l'arrêt, pour ne pas gêner les objectifs d'exploitation et regrouper les travaux. Il s'agit donc d'une gestion économique des travaux.

4.3. L'inspection de novembre 1999 : le changement de ton du contrôleur

Comme chaque année, le contrôleur construit, avec l'IPSN, un programme d'inspection pour l'ensemble des INB. Pour l'année 1999, nous allons observer comment l'inondation sur le site du Blayais est intégrée à ce programme d'inspection sans être une priorité, mais va rapidement le

⁸⁴¹ Ibid.

⁸⁴² Ibid.

⁸⁴³ Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 18/03/2015.

⁸⁴⁴ Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 26/09/2017.

devenir, suite à la prise de conscience de la part d'un inspecteur de la DRIRE de l'urgence de la situation.

4.3.1. La construction d'un programme d'inspection pour l'année 1999

A partir du mois d'août 1998, la DSIN engage la définition du programme d'inspection national pour l'année 1999. Il est alors demandé à l'IPSN d'ajouter des thèmes à une pré-liste, rédigée par la DSIN, qui classe alors les thèmes selon leur priorité⁸⁴⁵. Dans cette pré-liste, 62 thèmes apparaissent. On trouve 12 thèmes prioritaires comme la radioprotection, la formation, le suivi des anomalies et incidents, les relations entre service centraux et sites ou encore les facteurs humains. Le thème « agressions externes » dont fait partie l'inondation, apparaît dans la liste des 62 thèmes mais n'est pas considéré comme un thème prioritaire dans cette pré-liste.

En octobre 1998, l'IPSN propose sa vision des thématiques d'inspections pour 1999⁸⁴⁶. Les agressions externes sont considérées comme des thèmes à « vision parc », qui nécessitent donc une visite tous les cinq ans sur chaque CNPE. Il est alors envisagé « *la vérification de la situation des CNPE de Blayais, Tricastin et Chooz (CNPE non visités sur ce thème depuis longtemps)* »⁸⁴⁷. L'inondation rentre dans cette thématique. Finalement un programme prévisionnel d'inspection pour l'année 1999 est proposé pour le site du Blayais⁸⁴⁸. Il comprend 18 inspections dont 2 dites « inopinées »⁸⁴⁹, ce qui n'est pas exceptionnel par rapport aux autres sites. Sur le site du Blayais doit avoir lieu une inspection sur la thématique des agressions externes à laquelle doivent participer trois inspecteurs de la DRIRE⁸⁵⁰ Aquitaine et un expert de l'IPSN. L'inondation apparaît comme une thématique qui doit être inspectée de manière continue dans le temps mais à des intervalles longs (tous les cinq

⁸⁴⁵ DSIN (1998). Courrier DSIN à l'IPSN « programme de visite de surveillance de l'année 1999 » + annexe : « liste des thèmes en date du 25 août 1998 », 28 août 1998.

⁸⁴⁶ IPSN (1998). Courrier de l'IPSN à la DSIN, « REP-thèmes de visites de surveillance en 1999 » et annexe Thèmes de visites de surveillances pour 1999, 22 octobre 1998.

⁸⁴⁷ Ibid.

⁸⁴⁸ DRIRE Aquitaine/Division des Installations Nucléaires (1999). « Programme prévisionnel d'inspection pour l'année 1999 pour le site du Blayais », 1999.

⁸⁴⁹ Lors d'une inspection inopinée, l'exploitant de la centrale n'est pas prévenu en amont de la visite des inspecteurs.

⁸⁵⁰ Les Directions Régionales de l'Industrie et de la Recherche (DRIR) deviennent les Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) en 1992.

ans). Il ne s'agit pas d'une priorité d'inspection⁸⁵¹ pour l'année 1999 et aucune date n'est fixée. Des éléments nouveaux au cours de l'année 1999 vont faire prendre conscience de l'urgence de la situation et déclencher l'inspection.

4.3.2. La prise de conscience par un inspecteur de la DRIRE d'un problème concernant l'inondation sur la centrale du Blayais.

A l'été 1999, EDF décide de faire des travaux sur le poste d'accès principal du site du Blayais (Bâtiments en rouge sur la Figure 98). Ce poste d'accès est un bâtiment administratif classique, mais qui est situé sur la plateforme de la centrale et donc à la même cote que les bâtiments de l'îlot nucléaire (Bâtiments réacteurs, combustibles et auxiliaires). Pour ce faire, EDF dépose un permis de construire à la Direction Départementale de l'Équipement (DDE) de la Gironde, notamment en charge des questions d'urbanisme et des permis de construire. Le permis de construire est alors rejeté par la DDE comme l'explique un ancien responsable de la DRIRE Aquitaine en charge de l'inspection nucléaire : « *la DDE a refusé le permis en prétextant que la cote de seuil d'entrée du bâtiment était inférieure à la cote prise en compte dans les plans d'urbanisme à cause du risque d'inondation (...). La cote d'urbanisme est la centennale (...). Le poste d'accès est sur la plateforme et devait être à la millénale + 15%. J'ai appelé la DDE (...). Ils m'ont sorti les chiffres, j'ai vu qu'on avait un vrai problème de calage de la plateforme (...)* »⁸⁵².

⁸⁵¹ Les thématiques d'inspections sont classées suivant leur priorité par la DSIN. L'inondation externe n'est pas un considéré comme un thème prioritaire dans ce classement.

⁸⁵² Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

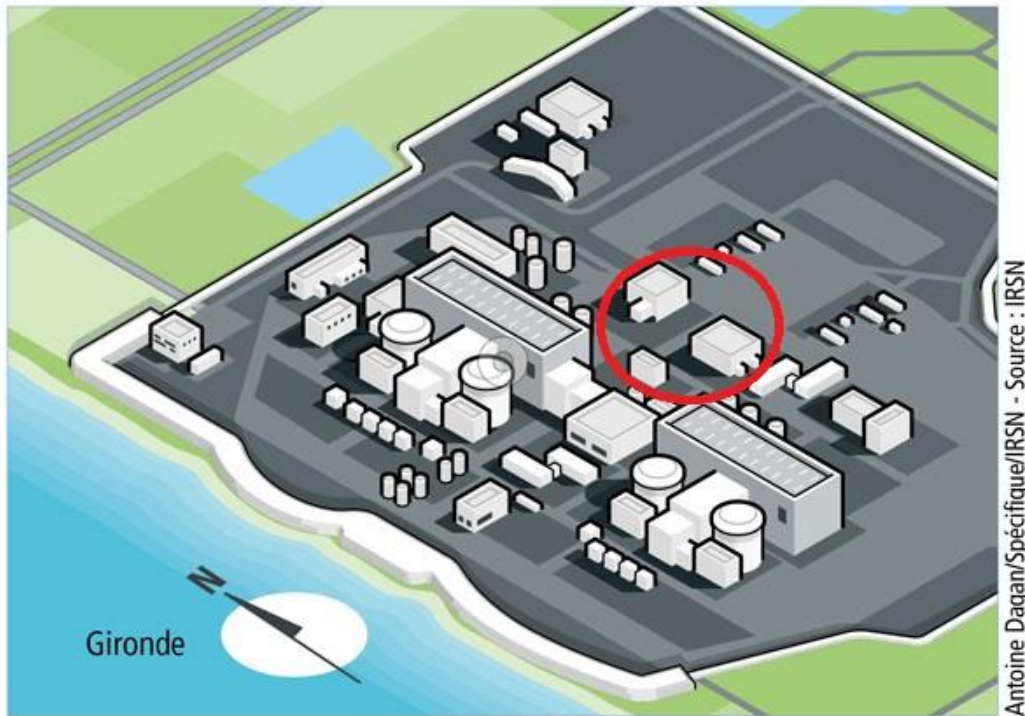


Figure 98 : Schéma de la centrale du Blayais (en rouge postes d'accès principaux), IRSN.

Cet épisode nous dévoile deux éléments importants qui vont pousser les inspecteurs de la DRIRE à hausser le ton lors de l'inspection qui va suivre. D'une part, il semble que la plateforme de la centrale ne résiste pas à l'inondation centennale (si on ne tient pas compte de la digue de protection), au sens des plans d'urbanisme. D'autre part, cette inondation centennale, au sens des plans d'urbanisme, est basée sur une crue qui n'est a priori pas une crue d'influence maritime mais une crue provenant des marais alentours. Cet aspect apparaît difficile à vérifier car en 1999, la commune de Braud-Saint-Louis, où est construite la centrale, ne dispose pas de Plan de Prévention Inondation (PPRI), instrument censé évaluer et cartographier le risque dans l'optique de définir un zonage (en zone constructible et zone non constructible). Néanmoins, cet épisode nous montre que les services déconcentrés du ministère de l'Équipement, se basant sur un scénario et un niveau d'inondation différents, considèrent la centrale comme inondable et empêchent donc le chantier d'EDF, concernant l'accès principal du site.

Comme nous l'avons vu, une inspection « agression externe » était bien prévue pour 1999 sur le site du Blayais. De fait, si l'inspection était prévue, elle va se focaliser plus particulièrement sur ce problème d'inondation et prendre un caractère urgent qui n'était pas du tout envisagé auparavant.

4.3.3. Le déroulement de la visite du 10 novembre 1999

Le 10 novembre 1999, trois inspecteurs de la DRIRE Aquitaine et un expert de l'IPSN, spécialisé en hydrologie, se rendent sur le site du Blayais pour une inspection sur le thème « Agressions externes ». Les sous-thématiques du jour sont le colmatage des arrivées d'eau, les inondations, les grands froids, le survol du site par des avions, le séisme et la foudre. Le compte-rendu de l'inspection, dans sa partie consacrée au risque d'inondation est alors particulièrement offensif (voir Figure 99) : l'inondation y est clairement mentionnée comme sujet qui ne fait plus partie des préoccupations du site : « *Manifestement, le site aura besoin d'être fortement sollicité puisque l'inondation ne fait plus partie pour des raisons financières de ses préoccupations* »⁸⁵³. La rehausse de la digue a été reportée en 2002. Aucune étude sur la réévaluation de la CMS (voir sous-section 6.3) n'a été transmise à la DRIRE. Pour les inspecteurs, « *les installations ne résistent pas à la crue centennale* »⁸⁵⁴. Sans que ce soit mentionné explicitement dans le rapport, on peut faire l'hypothèse que la mention de la crue centennale repose sur l'épisode de la DDE de l'été 1999

5. INONDATIONS

Sujet sensible sur le site du Blayais puisque les installations ne résistent pas à la crue centennale. C'est ainsi que les inspecteurs présents lors de cette visite avaient en tête l'impérieuse nécessité pour le site de se mettre en conformité avec son Rapport de Sûreté en réhaussant le niveau de sa digue. Cette modification devait être réalisée en 2000. Ce point avait fait l'objet d'une déclaration du précédent directeur du CNPE en réunion Bilan Annuel, un paragraphe lui avait même été consacré en confirmant cet objectif dans le "bilan annuel de la sûreté en exploitation du site 1998". Or, l'inspection a pu constater que le planning avait été remanié et que finalement les travaux ne seraient engagés que pour la première VD2 soit en 2002 et ce, dans le cadre du réexamen de conformité au référentiel de Sûreté. La DIN Aquitaine ne disposant pas des études hydrogéologiques qui avaient pourtant été demandées à plusieurs occasions par courrier s'est vue obligé de rééditer sa demande. Un avis DES sera demandé sur la validité des hypothèses et la justification de la hauteur de réhausse. L'enjeu est de taille. Manifestement, le site aura besoin d'être fortement sollicité puisque l'inondation ne fait plus partie pour des raisons financières de ses préoccupations

Enfin, la gestion des niveaux de pré alerte aux postes du Verdon à l'entrée de l'estuaire et du port de Bordeaux fait l'objet d'une demande de précisions complémentaires car les valeurs n'ont pas été clairement établies lors de l'inspection.

Figure 99 : Extrait du compte-rendu de l'inspection du 11 novembre 1999⁸⁵⁵

Malgré ces constatations assez dures, aucun « constat notable »⁸⁵⁶ n'est fait dans la lettre de suite adressée par la DRIRE au directeur du site du Blayais : « *Pas de constat notable mais une impression*

⁸⁵³ DRIRE Aquitaine (1999). « Rapport de visite de surveillance du 10 novembre 1999 sur le CNPE du Blayais », 29 novembre 1999.

⁸⁵⁴ Ibid.

⁸⁵⁵ Ibid.

⁸⁵⁶ Suite aux inspections, en cas de problème important, un constat peut être dressé par l'inspecteur. Ce ne fut pas le cas après cette inspection.

franchement détestable quant à la façon dont le CNPE gère la situation au niveau de l'inondation. Des explications avec échéanciers et engagements sont demandées »⁸⁵⁷. Cette lettre demande, sous deux mois, qu'EDF transmette les études sur le rehaussement de la digue et présente « le programme et l'échéancier des travaux nécessaires à la mise en conformité avec le rapport de sûreté du site du Blayais »⁸⁵⁸.

Cette inspection est intéressante car elle montre un changement de ton des inspecteurs sur la thématique du risque inondation, après avoir observé que le site repousse le problème à plus tard. Un des inspecteurs nous explique la stratégie imaginée à l'époque : « *J'avais poussé une gueulante forte oralement. On avait fait un courrier un peu sec. J'avais dans l'idée de suivre ça et d'être « méchant » dans l'année qui suivait. Je n'ai pas eu besoin de le faire. J'avais une stratégie qui était déjà faite. C'était des travaux qui étaient assez modestes, (...) rehausser une digue de 50 cm.* »⁸⁵⁹.

Néanmoins, si le compte-rendu apparaît comme très critique envers EDF et qu'une lettre de suite est envoyée, on notera qu'aucune mesure coercitive n'est prise de la part de la DRIRE. En effet, à la fin des années 1990, la DSIN ne dispose pas d'outils de sanction vis-à-vis des exploitants. La DSIN « *n'avait pas la possibilité, comme c'était le cas pour les ICPE (NDR : Installations Classées pour la Protection de l'Environnement)⁸⁶⁰, de prononcer des mises en demeure d'avoir à satisfaire à la réglementation en cas de constatations d'un écart sur une INB* » (Saint Raymond, 2012). Pour les inspecteurs, il était tout de même possible d'arrêter la centrale ou de l'empêcher de redémarrer : « *On avait un moyen ultime de sanction c'est l'autorisation de divergence, sur une cote de plateforme, on pouvait prendre en otage les 4 tranches (...)* »⁸⁶¹. Ce moyen « ultime » ne fut pas employé par l'autorité de sûreté. Si les inspecteurs des DRIRE sont à la fois en charge de l'inspection des ICPE et des INB, on peut donc noter une différence, qui est liée à un développement de la réglementation dans le domaine des ICPE, évolution qui n'a pas encore eu lieu dans le domaine de la sûreté nucléaire à la fin des années 1990. Comme l'explique Laure Bonnaud (Bonnaud, 2002), avec la

⁸⁵⁷ DRIRE Aquitaine (1999). Courrier de la DRIRE Aquitaine au directeur du CNPE du Blayais, 19 novembre 1999 et fiche succincte de visite de surveillance.

⁸⁵⁸ DRIRE Aquitaine (1999). Courrier de la DRIRE Aquitaine au directeur du CNPE du Blayais, 19 novembre 1999 et annexe à la lettre 5000/B995613 du 19 novembre 1999.

⁸⁵⁹ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

⁸⁶⁰ Certains travaux permettent de mettre en évidence qu'au contraire de l'industrie nucléaire, les instances de contrôle (et notamment les inspecteurs) disposent dans l'industrie classique d'un pouvoir de sanction depuis les années 1970, même s'il semble dans les faits assez peu usités (Garçon & Belhoste, 2012).

⁸⁶¹ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

loi de 1976 sur les ICPE, les inspecteurs des ICPE sont passés d'un profil type d' « inspecteur-technicien », qui nouait un dialogue autour d'une négociation essentiellement technique avec les industriels, à un profil d' « inspecteur-magistrat » jouant à la fois sur la technique et sur un droit « aménagé » dans le cadre d'une relation de confiance avec les industriels. Mais, toujours selon le même auteur, vingt ans plus tard, dans les années 2000, on observe une pratique d'inspection de plus en plus procédurale, marquée par l'utilisation de plus en plus courante de sanctions administratives⁸⁶². Cela étant dit, à la fin des années 1990, la possibilité de sanctions administratives n'existe pas pour les inspecteurs des installations nucléaires, hormis celle d'arrêter l'installation, un moyen ultime, que les inspecteurs ne souhaitent réserver qu'à des cas très particuliers, l'arrêt d'un réacteur coûtant « 1 million d'euros par jour »⁸⁶³

L'ensemble du déroulé de cette inspection reste alors confiné au cercle fermé des organisations de la sûreté, les rapports d'inspection et le rapport de sûreté n'étant pas des documents publics. L'inondation de la centrale du Blayais, un mois et demi après cette inspection, va mettre en lumière de manière brutale les faiblesses de la prise en compte du risque d'inondation sur le site du Blayais.

4.4. Conclusion intermédiaire

Dans cette section, nous avons pu montrer que le risque d'inondation ne fait pas partie du cadrage de la réévaluation entamée au début des années 1990 sur l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. C'est après les inondations du milieu des années 1990, que l'intégration ou non de l'inondation au processus de réévaluation de la centrale du Blayais va être questionnée, alors qu'elle n'était pas mise à l'agenda de la réévaluation. Finalement, ce risque va faire l'objet d'une réévaluation en interne à EDF. Cette mise à l'agenda, par l'exploitant lui-même, du risque d'inondation, nous dévoile le processus d'autorégulation de l'exploitant et une forme de bricolage pour réaliser une réévaluation du risque tout en répondant à des contraintes industrielles fortes. Cette autorégulation se joue alors à deux niveaux (services centraux et site) qui semblent découplés mais qui intègrent chacun à leur façon une recherche de réalisme industriel. Cette période de négociation de la réévaluation nous montre un processus d'autorégulation qui semble s'autonomiser dans le régime de régulation. Lors de cette réévaluation en interne de l'inondation, l'instrument générique, la RFS, reste inchangé.

⁸⁶² Sur 15 000 inspections en 2000, les inspecteurs ICPE des DRIRE ont donné 2 500 sanctions administratives et établi 800 procès-verbaux.

⁸⁶³ Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017.

A la fin du mois de décembre 1999, un mois et demi après l'inspection de la DRIRE, l'inondation du site du Blayais va brutalement tout remettre en question.

5. Conclusion du chapitre 6

La mise à l'épreuve de la RFS nous offre un aperçu sur le fonctionnement d'un régime de régulation « souple », lié au caractère générique, donc incomplet, de l'instrument. Nous avons pu mettre en évidence plusieurs phases, dévoilant les effets de cette incomplétude de l'instrument, qui ouvre aux acteurs la possibilité de mener un travail de régulation visant à aboutir à un instrument « situé », et aux décisions de conception qui en découlent. Mais la succession de ces phases nous montre aussi la variation d'intensité de ce travail au fil du temps, des phases « actives » alternant avec des mises en sommeil de la problématique, en fonction de sa mise à l'agenda dans les organisations, tant au niveau central que local.

Dans la phase de fabrication négociée du risque, nous assistons à la fabrication simultanée du risque d'inondation sur le site du Blayais et de la RFS, alors que la centrale est déjà construite. Le caractère spécifique du site et l'incomplétude des savoirs laissent une grande marge d'interprétation de la règle aux acteurs, qui en jouent pour trouver des compromis acceptables entre contraintes industrielles et impératifs de sûreté.

Dans une phase de routinisation qui débute avec la publication de la RFS et la construction de la digue de la centrale du Blayais, le risque d'inondation externe semble presque disparaître, entraînant avec lui la RFS, qui n'est plus questionnée.

Dans une phase de réévaluation par EDF, la réévaluation de l'inondation est finalement remise à l'agenda par l'exploitant lui-même sur le site du Blayais, qui décide de recalculer la CMS du site. Dans ce processus d'autorégulation, l'exploitant joue avec les données statistiques et gère le calendrier des travaux, éléments non précisés par la RFS, indétermination qu'utilise l'exploitant pour intégrer ses contraintes industrielles et économiques.

Nous avons ainsi pu mettre en lumière plusieurs thématiques qui nous donnent à voir le fonctionnement, mais aussi la fabrication de ce régime.

En premier lieu, en analysant l'épreuve de la recherche de compatibilité entre la fabrication du risque et la conception de la centrale, nous avons mis en évidence une modalité de fabrication de la règle, au niveau local, fondée sur le bricolage, pour répondre à la spécificité de la centrale, face à une règle « générique ».

En deuxième lieu, nous avons montré la temporalité des (re)mises à l'agenda du problème de l'inondation, ainsi que les mécanismes d'activation/désactivation de la réflexion sur le risque. On repère différents moteurs de l'activation : les échéances du processus de construction (le calage de plateforme), la conjonction entre des événements ponctuels (inondations) et la procédure de réévaluation. Mais on voit aussi, en creux, que d'autres moteurs potentiels ne jouent pas (les inspections), et que se produisent des phénomènes de « perte d'attention » au profit d'autres risques (inondations internes). En conséquence, s'il y a bien, comme au niveau national, un travail sur la durée, qui va permettre des apprentissages, ce processus comporte des alternances d'activité et de mise en sommeil.

Nous avons pu le voir, l'opérationnalisation de la RFS, instrument générique donc inévitablement incomplet, consiste à « remplir les vides » en fonction du contexte propre du site. Ce fonctionnement permet de rendre compatibles une stabilité de la règle dans la durée et un processus d'apprentissage et de progrès. Ce fonctionnement, qui s'inscrit dans la philosophie de la « raisonnable souplesse » du régime, lui en donne une traduction concrète : l'existence de la règle cadre les réflexions, mais n'interdit pas l'interprétation et autorise ainsi le progrès des connaissances, au fil de leur construction négociée. Une autre manifestation de cette raisonnable souplesse est que la règle ne fournit pas de prescriptions précises à l'exploitant : il est accepté implicitement que l'arbitrage « raisonnable » entre contraintes économiques et décisions de sûreté soit laissé à l'exploitant. L'incident du Blayais pourrait en être considéré comme une conséquence⁸⁶⁴.

Enfin, nous notons que le contenu de la règle, et la focalisation qu'elle induit sur le calcul de la CMS, orientent les décisions de l'exploitant et les évaluations des inspecteurs sur la hauteur de la digue au détriment d'autres types de protection, comme par exemple la protection interne de la centrale. Ce mécanisme de focalisation sur un unique paramètre, la CMS, façonne un conditionnement cognitif des acteurs, et détermine ainsi leurs choix. Nous pouvons l'interpréter comme un mécanisme de gestion classique, les acteurs orientant leurs comportements en fonction de paramètres synthétiques et quantifiés, représentations simplifiées du réel incorporées dans un instrument (Moison, 1997).

⁸⁶⁴ Même si, comme nous l'avons indiqué, la hauteur de la digue prescrite n'aurait pas suffi à empêcher l'inondation.

Chapitre 7. Un processus de « dénucléarisation » du risque d'inondation : le cas du Tricastin (1947-2016)

Dans ce chapitre, nous reprendrons l'idée de mise à l'épreuve d'un autre instrument que la RFS, en nous focalisant sur le cas du site du Tricastin. Pour ce cas, nous traiterons de la mise à l'épreuve d'une note de doctrine EDF issue d'une nouvelle démarche de réévaluation du risque d'inondation, que nous avons analysée au chapitre 5, la démarche Rex-Blayais. Pour ce faire, nous traiterons de la période comprise entre 1947 et 2016. La date de début correspondant au début de la construction d'un canal de dérivation du Rhône, le canal Donzère-Mondragon, sur la plaine du Tricastin, la date de fin à plusieurs inspections sur des installations nucléaires le long du Rhône. La période postérieure à l'inondation du Blayais (1999-2016) sera analysée beaucoup plus en détail. Certains thèmes analysés au chapitre 6 seront à nouveau présents dans ce chapitre, notamment la problématique de la qualification du risque d'inondation et les modalités de fabrique des scénarios au tournant des années 1970 et 1980, au moment où se construit la centrale. Néanmoins ce chapitre va permettre d'analyser un processus assez différent de celui analysé sur le Blayais, que nous appelons la dénucléarisation du risque d'inondation. Plus précisément, nous montrerons comment le risque d'inondation, nucléarisé dans les années 1970-1980, va subir une dénucléarisation après l'inondation du Blayais. La nucléarisation est un concept défini par Sarah Pritchard Pritchard (2011) sur un travail concernant l'aménagement du fleuve Rhône. Pour elle, la « nucléarisation » est un mécanisme qui construit une exceptionnalité des fonctionnements administratifs sur un territoire investi par une activité nucléaire. Ainsi, la nucléarisation du Rhône correspond à l'entrée du fleuve dans « l'ère atomique », avec de nouveaux acteurs (CEA et EDF) qui implantent des installations nucléaires à proximité du fleuve. Ces implantations vont être favorisées par les aménagements antérieurs de la CNR⁸⁶⁵ (digues, barrages, canaux). Nous utiliserons le concept de nucléarisation pour montrer comment la zone géographique située autour du bassin du Tricastin est progressivement passée d'une régulation du fleuve sous la seule responsabilité de la CNR à une gestion assurée par différents exploitants, en majorité dans le secteur nucléaire. Comme nous le verrons, cette nucléarisation aura également des conséquences sur la construction des scénarios d'inondation pour la centrale nucléaire du Tricastin. L'idée de dénucléarisation que nous utilisons permettra de montrer comment s'opère cette sortie progressive, par des élargissements multiples, de ce mode de fonctionnement

⁸⁶⁵ Compagnie Nationale du Rhône.

centré uniquement sur l'installation nucléaire. C'est ce que nous appellerons dénucléarisation de la gestion du risque d'inondation, au sens d'une ouverture sur d'autres acteurs, d'autres thématiques et d'autres méthodes.

Pour appuyer cette idée, nous montrerons que l'opérationnalisation sur le site du Tricastin de la note de doctrine EDF issue de la démarche Rex-Blayais va se heurter à plusieurs épreuves. Ces épreuves vont entraîner des élargissements multiples : un élargissement des acteurs, un élargissement de la zone géographique considérée, un élargissement thématique et un élargissement scientifique et technique. Nous montrerons en quoi ces épreuves entraînent des débordements par rapport aux cadrages traditionnels propres au régime. Nous utiliserons pour cela le concept de « cadrage-débordement » (Callon, 1999) pour montrer comment un problème a débordé le cadrage traditionnel des organisations en charge de la régulation et notamment comment ces dernières ont tenté d'enrayer ou de contrôler ce débordement. Comme l'explique Michel Callon (1999), « *le cadre établit une frontière à l'intérieur de laquelle se déroulent, de manière relativement indépendante du contexte, des interactions dont la signification et le contenu s'imposent comme une évidence aux protagonistes (...). Mais ce cadrage ne prend pas seulement appui sur les engagements des acteurs ; il s'ancre dans le monde extérieur, dans divers dispositifs matériels et organisationnels* ». Le processus inverse est alors appelé débordement par l'auteur.

Ces épreuves imposant des élargissements multiples vont obliger les acteurs à « composer » et donc à fonctionner selon des principes qui sont davantage ceux de régimes non nucléaires, fondés sur une ouverture plus grande à de multiples acteurs (hors nucléaire), une publicisation du risque, un entrecroisement de thématiques variées (qui expliquent le nombre d'acteurs), un déplacement de la problématisation centrée sur l'installation nucléaire vers le territoire. Nous montrerons que ce processus est la source d'une dynamique de « dénucléarisation » du régime, qui se manifeste par des pratiques nouvelles de coopération, des apprentissages, sans forcément entraîner de changements radicaux.

Dans une première section, qui concerne la période comprise entre 1952 et 1999, nous analyserons la progressive nucléarisation de la vallée du Tricastin à partir de 1952, à la fois autour de la construction d'un territoire du nucléaire, mais également du point de vue de la fabrication de scénarios d'inondation pour la centrale. Bien que nous nous intéressions spécifiquement dans ce chapitre à la réévaluation du risque d'inondation, à partir de 1999, à l'aide de la démarche Rex-Blayais, nous aurons en effet besoin de remonter un peu le temps pour comprendre le contexte spécifique au site du Tricastin.

Dans une seconde section, qui concerne la période comprise entre 1999 et 2007, nous montrerons comment, à la suite d'une réévaluation du risque d'inondation sur ce site suite à l'inondation de la centrale du Blayais, il sera nécessaire d'intégrer dans les négociations un nouvel acteur, la CNR, tout en tentant d'enrayer un possible débordement du problème.

Dans une troisième section, qui concerne la période comprise entre 2007 et 2011, nous montrerons comment des modifications visant à assurer la protection de la centrale du Tricastin vis-à-vis d'une inondation vont être bloquées par des enjeux politico-industriels entre deux exploitants devenus concurrents, EDF et la CNR.

Dans une quatrième section, qui concerne la période comprise entre 2011 et 2016, nous traitons des élargissements liés à l'instruction d'un dossier dit « loi sur l'eau », en identifiant les blocages et les apprentissages de ce processus.

L'ensemble de ces sections, replacées dans le processus de construction de la centrale, sont représentées sur la frise suivante (Figure 100).

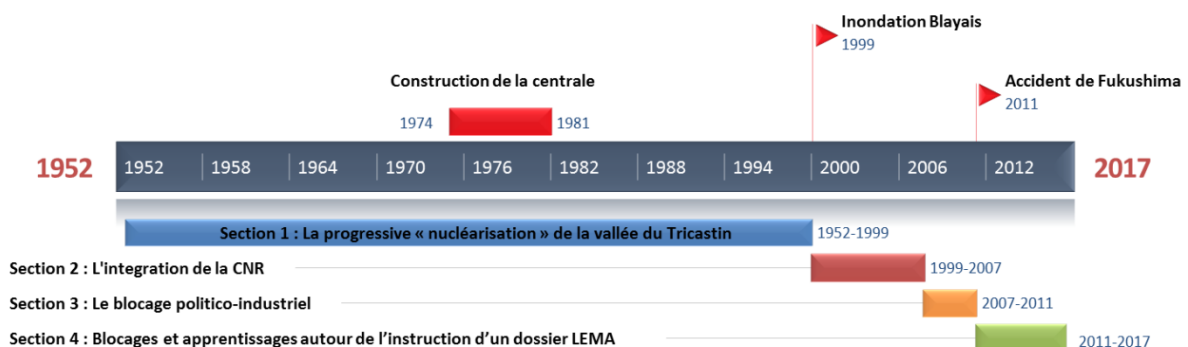


Figure 100 : Chronologie du chapitre 7

1. La progressive « nucléarisation » de la vallée du Tricastin (1952-1999)

A la sortie de la guerre, la plaine du Tricastin, entre Donzère et Mondragon, est une plaine agricole, sans industries. Elle est rapidement considérée comme un lieu stratégique, idéal pour l'aménagement du Rhône, étant donné sa capacité à répondre aux besoins d'irrigation, de navigation et de production d'électricité. Cette plaine va être l'objet d'une industrialisation massive à partir du début des années 1950, devenant successivement le plus important aménagement hydroélectrique, puis le plus important complexe nucléaire de France. Dans cette section, nous analyserons comment ce secteur, d'abord aménagé par la Compagnie nationale du Rhône (CNR), va progressivement faire

l'objet d'une nucléarisation, avec l'installation successive du CEA, puis d'EDF (Pritchard, 2011). Nous montrerons que les enjeux de gestion de l'eau, d'abord uniquement portés par la CNR, seront ensuite en partie centrés sur les besoins des exploitants nucléaires ». Enfin, nous montrerons comment, par la fabrication de scénarios d'inondation pour sa centrale nucléaire, EDF a exclu la CNR des débats sur ce sujet, jusqu'en 1999 et l'inondation du Blayais.

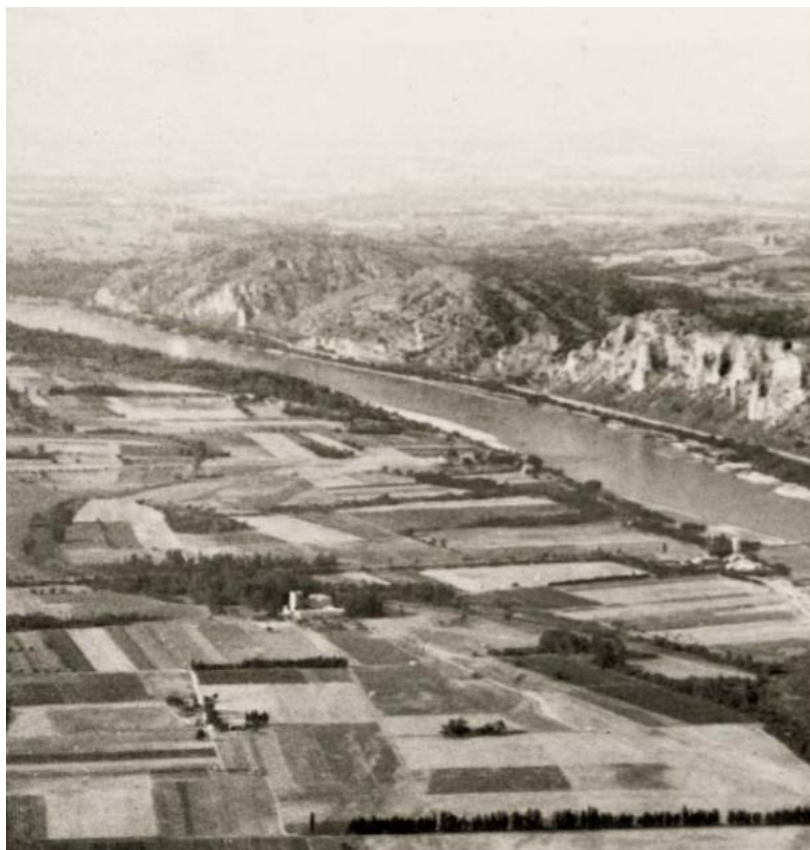


Figure 101 : Plaine entre Donzère et Mondragon en 1944, CNR 2013

1.1. La construction d'un territoire de l'hydraulique et du nucléaire

Dans cette sous-section, nous allons nous intéresser à la construction d'un territoire industriel autour de la plaine du Tricastin, avec en fil rouge, la problématique de la gestion de l'eau. Débuté dans l'après-guerre, l'industrialisation de la plaine du Tricastin va se dérouler en plusieurs étapes successives, que nous représentons schématiquement sur la Figure 102.

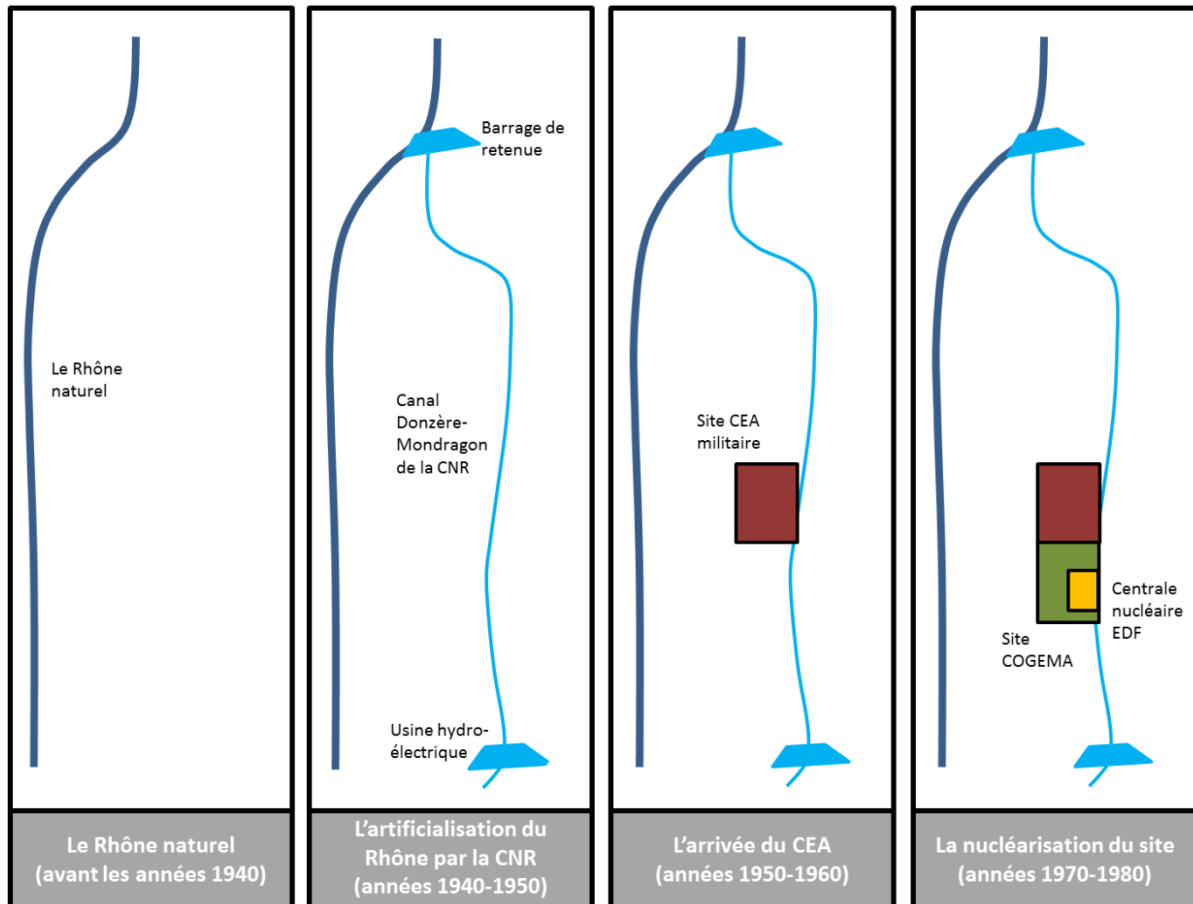


Figure 102 : Étapes de la constitution d'un territoire hydraulique et nucléaire sur la plaine du Tricastin

Ces étapes vont conduire progressivement à une nucléarisation de la plaine du Tricastin, observable par un déplacement progressif de la gestion de la ressource en eau, d'abord centrée sur les besoins de la CNR, -productrice d'hydroélectricité, mais chargée également de missions de service public relatives à l'eau (navigation, irrigation et agriculture) -, vers les besoins des industriels du nucléaire, le CEA et EDF.

1.1.1. L'aménagement et l'artificialisation du Rhône par la CNR

La Compagnie Nationale du Rhône (CNR) est créée en 1933 dans le prolongement de la loi Rhône, dont l'objectif est l'aménagement du fleuve Rhône, « *au triple point de vue* :

- 1° De l'utilisation de la puissance hydraulique ;
- 2° De la navigation ;

- 3° *De l'irrigation, de l'assainissement et des autres emplois agricoles* »⁸⁶⁶.

En 1934, l'Etat français confie à la CNR la concession du fleuve Rhône pour développer ces trois objectifs et cela pour une durée de 75 ans. Entre 1934 et la fin de la seconde guerre mondiale, l'aménagement du Rhône se déroule à un rythme peu soutenu avec la construction du barrage de Génissiat entre 1933 et 1947 et du port Édouard Herriot de Lyon entre 1935 et 1938. A la fin de la guerre, à partir de 1947, les États-Unis mettent en place un système d'aide financière pour les pays européens touchés par la guerre, le plan Marshall, en contrepartie d'importation de biens et de services en provenance des États-Unis. C'est en partie par l'intermédiaire de ce financement que l'aménagement du Rhône va se développer, et notamment l'aménagement de la plaine de Donzère-Mondragon, au sud de Valence.

Le canal Donzère-Mondragon : un chantier national

Sur un territoire allant de la commune de Donzère à la commune de Mondragon, soit 27 km de distance, se déroulent entre 1947 et 1952 des travaux d'aménagement du Rhône, avec la construction d'un canal de dérivation du Rhône (Donzère-Mondragon) et d'une usine hydroélectrique par la Compagnie Nationale du Rhône (CNR). Ce chantier gigantesque a pour objectif de créer un aménagement « type », qui sera repris sur d'autres territoires le long du Rhône, comprenant un barrage de retenue, un canal d'amenée et une usine hydroélectrique (Figure 103). L'idée est de pouvoir réguler le débit du canal d'amenée par le barrage de retenue, de manière à faire fonctionner l'usine hydroélectrique en aval. Le canal de Donzère-Mondragon est mis en service en 1952, inauguré par le Président de la république Vincent Auriol qui en fait un symbole de la renaissance de la France d'après-guerre, « *cette œuvre collective de titans, hors de la mesure de l'homme et pourtant faite par l'homme est une œuvre nationale* »⁸⁶⁷.

⁸⁶⁶ Loi du 27 mai 1921 approuvant le programme des travaux d'aménagement du Rhône, de la frontière suisse à la mer, au triple point de vue des forces motrices, de la navigation et des irrigations et autres utilisations agricoles, et créant les ressources financières correspondantes.

⁸⁶⁷ Discours du président Vincent Auriol lors de l'inauguration du canal de Donzère-Mondragon et du démarrage de l'usine hydroélectrique de Blondel, 25 octobre 1952.

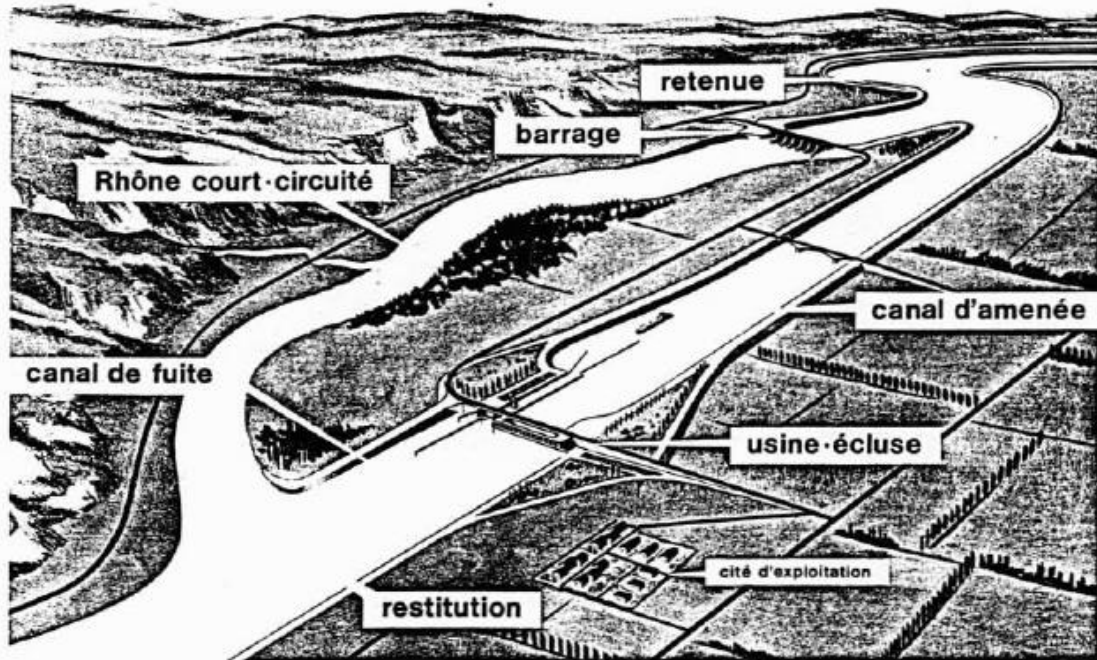


Figure 103 : Schéma type d'un aménagement le long du Rhône, CNR, 1990

Le choix d'une crue de projet « millénale » par la CNR

Lors de la conception des ouvrages CNR, une crue de projet⁸⁶⁸ (voir chapitre 4) est calculée pour dimensionner le barrage de retenue, situé en amont du canal. Une crue de projet a été définie en amont, en apportant une marge au calcul statistique d'une crue millénale, calculée à $10\,000\text{ m}^3/\text{s}$ pour l'ensemble de l'aménagement de Donzère-Mondragon (Figure 104). A l'époque, la plus forte crue connue est celle de 1856, ayant entraîné un débit de $8\,500\text{ m}^3/\text{s}$ au niveau de l'aménagement, sur le vieux Rhône. Dernier point à noter et qui sera important pour la suite, la CNR n'a pas vocation à gérer le risque d'inondation mais ses ouvrages ne doivent pas aggraver les crues.

⁸⁶⁸ Une crue de projet correspond au débit de crue maximal qui pourrait passer sans dommage ou sans risque sérieux pour la stabilité des ouvrages (Source : <http://www.georisques.gouv.fr/glossaire/crue-de-projet-0>, page web consultée le 29/06/2017).

TABLEAU II. — DÉBITS CARACTÉRISTIQUES DU BAS-RHÔNE

Ce tableau donne, pour les fréquences caractéristiques, les valeurs du débit du fleuve à trois stations principales du Bas-Rhône : La Mulatière (en aval du confluent de la Saône), Valence (en aval du confluent de l'Isère) et Joviac (au droit de l'aménagement de Montélimar. La station de Joviac est située sur le tronçon du fleuve court-circuité par l'aménagement de Montélimar : les débits indiqués s'entendent dans l'état naturel (actuellement, ils correspondent au débit total « Rhône court-circuité + dérivation »).

DÉSIGNATION	PROBABILITÉ TOTALE P	FRÉQUENCE CUMULÉE (en j/an)	DÉBITS EN m ³ /s		
			Mulatière (*) PK 0,7 1920-1959	Valence (**) PK 109,7 1920-1959	Joviac (***) PK 158,4 1920-1957
Plus faible valeur connue.....	—	—	200	300	360
Etiage (dépassé 355 j/an).....	0,027	355	320	470	510
Débit dépassé 9 mois/an.....	0,25	274	565	820	870
Débit semi-permanent.....	0,5	182,6	820	1 200	1 250
Débit moyen.....	—	—	1 021	1 403	1 487
Débit dépassé 3 mois/an.....	0,75	91	1 270	1 760	1 880
Crue dépassée 10 j/an.....	0,973	10	2 710	3 450	3 680
Crue annuelle.....	0,9973	1	3 900	4 950	5 250
Crue décennale.....	0,99973	10 ⁻¹	5 000	6 100	6 500
Plus forte crue connue.....	—	—	6 000	8 300	8 500
Crue millénaire.....	1-2,74 . 10 ⁻⁶	10 ⁻³	7 500	9 500	10 000

(*) Pour l'aménagement de Pierre-Bénite.
(**) Pour l'aménagement de Beauchastel (usine de Beauchastel, barrage de Charmes).
(***) Pour les aménagements de Baix-Le Logis Neuf (usine du Logis Neuf, barrage de Loriol), Montélimar (usine de Châteauneuf, barrage de Rochemaure) et Donzère-Mondragon (usine de Bollène, barrage de Donzère).

Figure 104 : Débits caractéristiques du bas-Rhône, La houille blanche, 1962⁸⁶⁹

Des ouvrages CNR... exploités par EDF

Dernier point majeur qui va déterminer les relations futures entre la CNR et EDF notamment, à partir de 1946 et la loi de nationalisation de l'électricité, une relation particulière va s'établir entre EDF et la CNR. En effet, la CNR reste responsable de la gestion de la concession, dans toutes les responsabilités autres que la production de l'électricité, mais c'est EDF qui assure l'exploitation et l'entretien des centrales, en association avec la CNR, au sein de « groupes d'exploitation hydraulique » mixtes EDF-CNR. En clair, EDF sera en charge d'exploiter l'usine hydroélectrique de Bollène, située en aval du canal, mais l'ensemble des autres ouvrages du canal (digue, barrage de garde et de retenue) sont exploités et gérés par la CNR.

⁸⁶⁹ La Houille Blanche (1962), N° spécial B, pp. 837-904.

1.1.2. La nucléarisation du site

Du nucléaire militaire du CEA...

A la fin des années 50, la plaine de Pierrelatte devient le lieu de construction, par le CEA, d'une usine d'enrichissement d'uranium destinée à la fabrication de la bombe atomique, qui entrera en fonction, par étapes, entre 1964 et 1966. Le but est de s'affranchir ainsi d'une importation d'uranium très enrichi des États-Unis. Le site de Pierrelatte est choisi par le CEA en raison de la présence du canal qui permet de pomper l'eau et de diluer les effluents radioactifs (Pritchard, 2011). De plus, les aménagements de la CNR sur le Rhône rendent le fleuve plus prédictible et permettent sa « nucléarisation » (Pritchard, 2011).

... au nucléaire civil d'EDF

La technologie « diffusion gazeuse » d'enrichissement de l'uranium à vocation militaire va servir de base pour le développement d'une usine d'enrichissement destinée au nucléaire civil. Fin 1969 à La Haye, le Président Georges Pompidou propose aux pays européens intéressés de s'associer à des études de faisabilité d'une usine d'enrichissement de taille internationale. Un accord est signé avec les principaux pays européens à Paris, le 25 février 1972, pour former une association qui, sous le nom d'Eurodif (European Gaseous Diffusion Uranium Enrichissement Consortium), a pour mission d'étudier « *les perspectives économiques liées à la réalisation, en Europe, d'une usine d'enrichissement de l'uranium par le procédé de diffusion gazeuse, compétitive sur le plan mondial* »⁸⁷⁰. La France est représentée par le CEA pour ce projet. L'usine Eurodif est mise en service en 1979. Elle fournira en uranium enrichi une quarantaine de producteurs d'électricité dans le monde, dont EDF, soit une centaine de réacteurs nucléaires⁸⁷¹. Enfin, en 1980, EDF met en service la centrale nucléaire du Tricastin, dont la construction a débuté en 1974. L'emplacement de la centrale nucléaire EDF du Tricastin est également « *choisi en raison de l'existence du canal de Donzère-Mondragon sur la rive droite duquel il est implanté* »⁸⁷², étant donné les besoins en eau de refroidissement. (Cette contrainte explique, plus généralement, la proximité des sites nucléaires avec la mer ou des cours d'eau importants.) Sur ce territoire, les liens entre les acteurs de la filière nucléaire sont très forts, puisqu'une partie importante de l'électricité produite par la centrale EDF

⁸⁷⁰ Courteix, S (1974). « La coopération européenne dans le domaine de l'enrichissement de l'uranium », *Annuaire Français de Droit international*, 20, 1974, pp.773-796.

⁸⁷¹ En 2007, avant sa fermeture, l'usine Eurodif assurait ¼ de la production mondiale d'uranium enrichi.

⁸⁷² Rapport du commissaire enquêteur sur l'enquête publique préalable à autorisation au titre de la loi sur l'eau sur le projet d'amélioration de la protection du site du Tricastin contre les crues du Rhône. Juillet 2013.

sert à alimenter l'usine Eurodif, extrêmement énergivore. Le complexe industriel du Tricastin accueille aujourd'hui « *la plus importante concentration d'industries nucléaires et chimiques de France* »⁸⁷³.

1.1.3. La problématique de l'eau au centre de tensions entre industriels

L'utilisation de l'eau du canal de Donzère-Mondragon est un sujet de débats houleux entre la CNR et le CEA autour des usines militaires construites au début des années 1960, puis entre EDF et la CNR avec la construction de la centrale nucléaire du Tricastin dans les années 1970. Les points de discussion portent notamment sur les lieux de pompage de l'eau, les volumes prélevés et les lieux de rejets. Un débat intéressant a lieu au sujet des périodes de crues. En effet, les crues de 1954 et 1955 ont menacé les digues du canal CNR, ce qui a conduit les experts de la CNR à décider de réduire le volume d'eau dans le canal en cas de fortes crues. Ce mode de fonctionnement a des conséquences directes sur les installations nucléaires du Tricastin puisqu'il pourrait engendrer des complications pour refroidir les réacteurs d'EDF mais également faire baisser la puissance et par là-même occasionner des pertes de production d'électricité (Pritchard, 2011). D'abord réticents, les experts de la CNR se voient obligés de se plier aux injonctions d'EDF et d'accepter, dans les années 1970, de maintenir des volumes d'eau importants dans le canal même en cas de crue, au risque de menacer les digues du canal. On observe donc un revirement dans la politique de gestion des crues côté CNR pour répondre à la pression et aux besoins industriels d'EDF. Il est à noter que ce n'est pas l'inondation en tant que risque pour le territoire qui pose problème, mais plutôt la crue en tant que déstabilisateur d'un système productif.

Comme l'explique Pritchard, ce changement montre le passage d'une période (de 1945 à la fin des années 1950) où la CNR joue un rôle majeur dans la gestion du Rhône à une période, qui débute à la fin des années 1950, de partage des responsabilités entre la CNR, EDF et le CEA, au moment où le nucléaire prend une place importante dans ce secteur.

1.2. Quand EDF fabrique le risque d'inondation pour le site du Tricastin : la CNR absente des débats

L'arrivée d'EDF sur le site du Tricastin va engendrer l'élaboration des premiers scénarios d'inondation spécifiques pour la centrale. Cette sous-section analyse comment le risque d'inondation va faire

⁸⁷³ Le Monde, 17 juillet 2008.

l'objet d'une succession de quatre scénarios, postérieurs à la construction de la centrale, mais qui ne remettront pas en cause sa conception (la hauteur de calage de la plateforme), tout en excluant les ouvrages de la CNR des scénarios envisagés. Les scénarios sont les suivants :

- Crue millénaire ;
- Rupture de barrage cumulée avec une crue centennale ;
- Rupture de digue causant une inondation ;
- Crue millénaire majorée de 15 %.

Nous montrerons ainsi comment l'élaboration, par EDF, de ces scénarios d'inondation pour la centrale du Tricastin, en se focalisant sur la centrale nucléaire, va exclure la CNR des négociations.

1.2.1. La crue millénaire : une plateforme calée sur la crue de projet CNR en 1974

L'inondation prise en compte pour caler la plateforme de la centrale, en 1974, correspond à une crue « millénaire » du Rhône dont le débit est, à peu de choses près, le débit maximum choisi par la CNR pour gérer ses ouvrages hydroélectriques. A cette période, la conception de la RFS n'est pas débutée et EDF utilise la crue millénaire comme référence pour le calage des plateformes de centrales en bord de fleuves, sur plusieurs installations en cours de conception ou de construction (c'est notamment le cas pour les centrales en bords de Loire et en Bords de Rhône, comme la centrale du Bugey). Le rapport préliminaire de sûreté indique qu' « *en termes de prévision, les évaluations hydrologiques récemment établies par la Compagnie Nationale du Rhône sont résumées dans le tableau ci-après (...). La crue millénaire a donc été prise égale, pour l'aménagement de Tricastin : à 10 000 m³/s au barrage de Donzère et à 12 500 m³/s au confluent de l'Ardèche* »⁸⁷⁴. Les données utilisées proviennent directement de la CNR elle-même. En effet, depuis 1950, la CNR a développé des compétences en ingénierie hydroélectrique et fluviale, et dispose de nombreuses données sur les débits du Rhône, comme l'explique Johanna Guerrin (Guerrin, 2014) : « *Le bureau d'études CNR bénéficie d'un quasi-monopole sur les études hydrologiques et hydrauliques du Rhône, disposant de l'information la plus complète vis-à-vis du fleuve* ». Néanmoins, c'est le Laboratoire National d'Hydraulique d'EDF qui a traduit ces données de débits en cote de calage de la plateforme, fixée à 52 mètres NGF, supérieure à la cote de la crue millénaire (50,50 mètres NGF)⁸⁷⁵. Il s'agit donc d'une marge de sécurité par rapport à la crue millénaire. Cette marge de sécurité semble alors choisie

⁸⁷⁴ EDF/Région d'équipement de Marseille (1974). « Rapport préliminaire des tranches 1 et 2 de la centrale du Tricastin.

⁸⁷⁵ Ibid.

arbitrairement. Il est important de signaler que c'est la crue du vieux Rhône ou Rhône naturel, à l'ouest de la centrale nucléaire, qui est ici calculée. A aucun moment, il n'est question d'une crue liée au canal de Donzère-Mondragon à l'est de la centrale nucléaire.

1.2.2. La rupture du barrage de Vouglans : le nouveau scénario de référence (1978-1985)

A partir de la fin des années 1970, en se basant sur une doctrine interne en construction (voir chapitre 4), EDF propose un nouveau calcul des inondations sur le site du Tricastin en prenant en compte le scénario de rupture d'un barrage (barrage de Vouglans)⁸⁷⁶ combiné à une crue historique ou centennale. Le barrage de Vouglans est exploité par EDF et situé à près de 300 km en amont de la centrale du Tricastin. Dans un premier temps, « *primitivement, par manque d'études, on avait pris en considération la conjonction de l'onde engendrée par la rupture du barrage de Vouglans et de la crue centenaire, ce qui conduit à un débit de 17 600 m³/s et une cote atteinte sur le site de 51,98 m* »⁸⁷⁷. A priori, ce calcul ne servira pas au dimensionnement de la centrale. En effet, EDF propose ensuite une étude plus poussée basée sur une extrapolation d'un calcul de l'onde de rupture réalisé par le LNH : « *La rupture du barrage de Vouglans superposée à la plus grande crue connue du Rhône correspond à un débit de 11 000 m³/s. La cote atteinte par les eaux est alors de 50,68 mètres NHG au niveau de la centrale. Le niveau de la plate-forme du site est calé à 52 NGF, niveau supérieur aux niveaux atteints soit par la crue millénaire, soit par la superposition de la rupture de Vouglans et de la plus grande crue connue du Rhône* »⁸⁷⁸. Encore une fois, ce scénario est effectué sur le vieux Rhône, le canal Donzère-Mondragon n'est pas concerné.

Pour résumer, ce nouveau calcul ne remet pas en cause la conception de la centrale face au risque d'inondation. Les experts (EDF, SCSIN et IPSN) considèrent que la centrale dispose de marges suffisantes vis-à-vis du risque d'inondation ainsi caractérisé. La combinaison de la rupture de barrage et de la crue historique restera le scénario de référence jusqu'à la sortie de la RFS, en 1984.

⁸⁷⁷ SCSIN (1978). Compte-rendu de la réunion du Groupe Permanent du 12 juillet 1978 relatif à l'examen du rapport provisoire de sûreté de la centrale de Tricastin, 7 novembre 1978.

⁸⁷⁸ EDF/Région d'équipement de Marseille (1978). « Rapport provisoire des tranches 1 et 2 de la centrale du Tricastin.

1.2.3. L'inondation due à une rupture de la digue CNR causée par un séisme : une hypothèse envisagée puis abandonnée (1974-1985)

Dès 1974, la question d'une rupture de la digue du canal va se poser en raison de la situation la centrale. En effet, la centrale est située à 6 mètres en contrebas du canal, une rupture de la digue du canal entraînerait l'inondation du site (Figure 105).

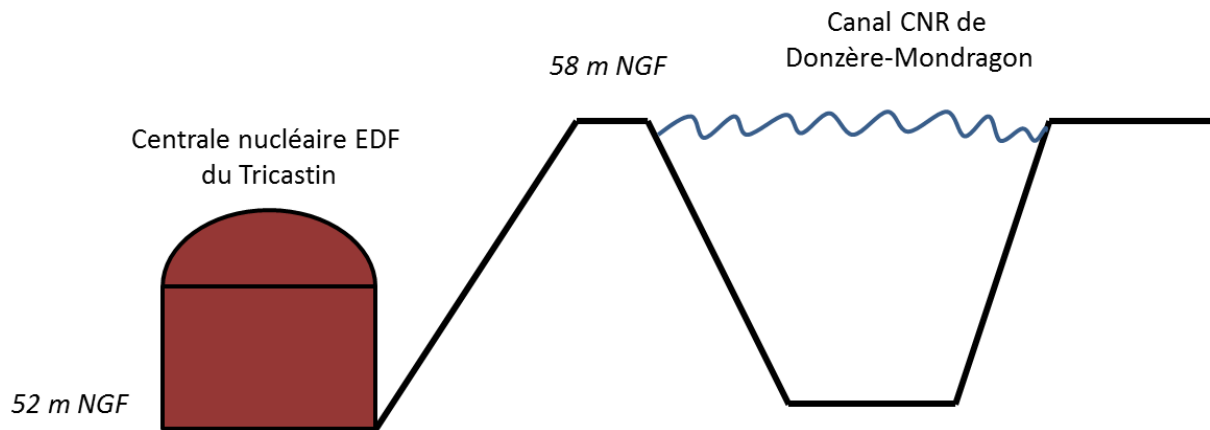


Figure 105 : Plan en coupe de la centrale du Tricastin et du canal Donzère-Mondragon

Lors de la construction de la centrale, les digues autour du canal d'amenée ont été « redimensionnées » à un séisme dit « majoré » mais pas l'ensemble du canal de Donzère-Mondragon en amont du site⁸⁷⁹. Une rupture de la digue du canal due à un séisme est alors envisagée par EDF : « *Les berges du canal de Donzère au droit du site ont été reconstituées par EDF en les dimensionnant au SMS (...). EDF a pris en compte la rupture des berges non reconstituées en amont du site et a prévu une digue de protection destinée à jouer un rôle de déflecteur de l'onde de submersion.* »⁸⁸⁰ EDF n'a alors pas d'informations précises sur la tenue des digues du Canal de Donzère à un séisme, ce qui enclenche donc l'idée de mettre en place une digue : « *en l'absence de données sur la tenue des ouvrages CNR, on prend en compte une rupture possible qui, si elle avait lieu en amont du site, provoquerait une inondation de celui-ci. Une digue de protection est installée en amont du site pour jouer le rôle de déflecteur pour l'onde de submersion* »⁸⁸¹. Une maquette est même réalisée au LNH pour s'assurer que la construction d'une digue déflectrice permettrait

⁸⁷⁹ En clair, EDF a consolidé une partie des digues du canal pour qu'elles résistent à un séisme important, mais pas la totalité du canal.

⁸⁸⁰ IPSN/DSN (1979). Rapport IPSN/DSN 211, « Analyse du rapport provisoire de sûreté de la centrale nucléaire de Tricastin.

⁸⁸¹ EDF (1979)., Rapport Provisoire de sûreté de la centrale nucléaire du Tricastin.

d'assurer la mise à l'abri de l'installation face à ce scénario⁸⁸². EDF précise que « *pour des facilités de chantier la digue de déflexion sera réalisée le plus tard possible* »⁸⁸³. Quelques mois plus tard, EDF présente une nouvelle étude qui montre que la digue du canal de Donzère-Mondragon⁸⁸⁴ résiste finalement au séisme et abandonne le projet de digue de déflexion. Le GP considère que « *que la proposition d'EDF de ne pas construire de digue de déflexion est acceptable dans la mesure où la tenue des digues CNR, situées sur le canal de Donzère en amont de la centrale, aux effets d'un Séisme Majoré de Sécurité (SMS) a été vérifiée* »⁸⁸⁵.

Ce scénario ne sera pas rediscuté avant le milieu des années 2000.

1.2.4. La crue millénaire majorée de 15 % de la RFS : un nouveau scénario en 1984

A la publication de la RFS, en 1984, le nouveau scénario de référence devient la crue millénaire majorée de 15% pour la centrale du Tricastin : « *La cote de l'eau au droit du site, correspondant à la crue millénaire majorée de 15%, est de 51,00 NGF* »⁸⁸⁶. La nouvelle crue millénaire majorée est alors de 12 100 m³/s. La conception de la centrale n'est donc pas remise en cause avec la publication de RFS en 1984.

Finalement, lors de la fabrication de ces différents scénarios, deux points sont notables : d'abord, la CNR n'intervient jamais, autrement qu'en fournissant des données à EDF. Le scénario de rupture des digues du canal de la CNR due à un séisme, qui aurait pu concerner un ouvrage de la CNR, est un temps imaginé, puis abandonné après la démonstration de leur tenue par EDF. Ensuite, comme pour le cas du Blayais, on observe un découplage entre la fabrication des différents scénarios, dont le dernier est issu de la RFS et la construction de la centrale. Les quatre scénarios qui se sont succédés en quelques années pour prendre en compte les évolutions en matière de doctrine, sont résumés sur la Figure 106.

⁸⁸² EDF (1974). Note Études et Recherche C 43/74/51 « Centrales du Tricastin. Inondation du site de la centrale suite à une rupture de digue du canal de Donzère-Mondragon ».

⁸⁸³ SCSIN (1978). Compte-rendu de la réunion du Groupe Permanent du 12 juillet 1978 relatif à l'examen du rapport provisoire de sûreté de la centrale de Tricastin, 7 novembre 1978.

⁸⁸⁴ EDF (1978). « Stabilité des digues de Donzère ». E. REAM TN/SN E-334.

⁸⁸⁵ Avis et recommandations du GP chargé des réacteurs sur l'autorisation de chargement du combustible et des essais de mise en service de la première tranche de la centrale de Tricastin, 13 septembre 1979.

⁸⁸⁶ EDF (1995). Rapport définitif de sûreté de la centrale de Tricastin, version de 1995.

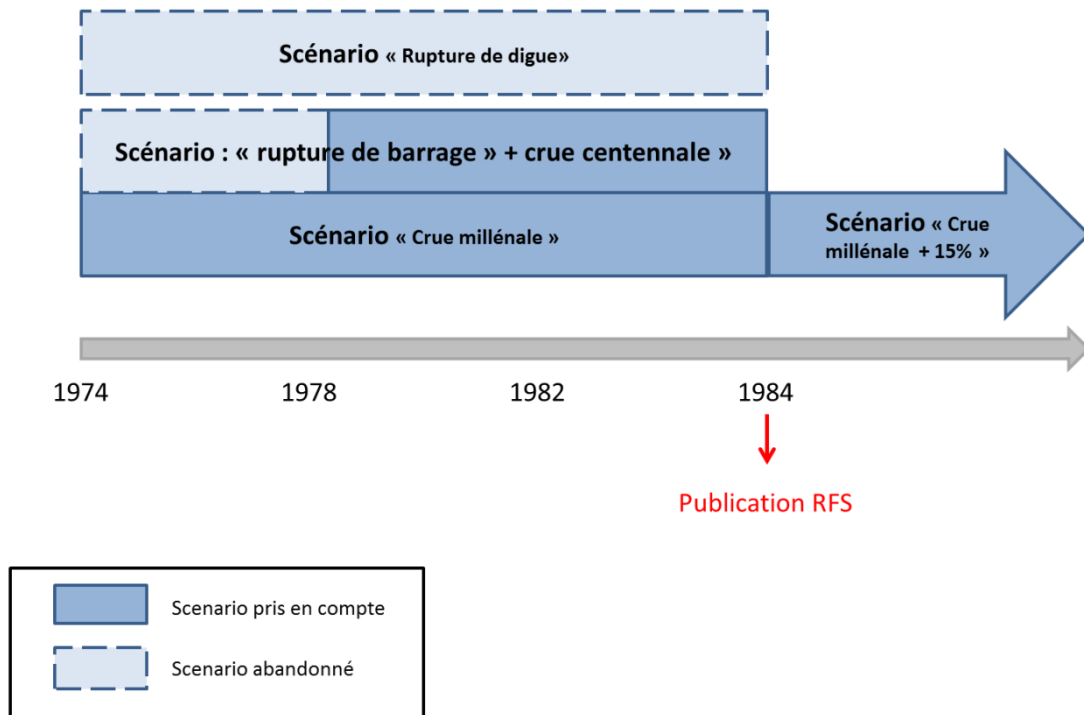


Figure 106 : Évolution des débits liés à deux scénarios du risque d'inondation sur le site du Tricastin (1974-1984)

Cela dit, contrairement au cas du Blayais, ces évolutions ne remettent pas en cause les dispositions prises à la conception. Aucune modification liée au risque d'inondation n'est donc réalisée, ni dans le périmètre de la centrale, ni en dehors.

1.3. Conclusion intermédiaire

Le processus de nucléarisation du site du Tricastin s'observe, à notre sens, à la fois dans la question de la gestion de l'eau qui, petit à petit, est l'objet d'arbitrages en faveur des exploitants nucléaires, mais aussi dans la construction des scénarios d'inondation pour la centrale, intégralement réalisée par EDF, sans concertation avec la CNR. Sur le premier aspect, les débats sur l'utilisation de l'eau sont nombreux au début de cette histoire, mais le « management » du Rhône, porté par la seule CNR, va progressivement s'élargir aux exploitants nucléaires, qui vont y occuper une place centrale. Sur le deuxième aspect, l'élaboration des scénarios d'inondation du site nucléaire, les liens avec la CNR se limitent à la mise à disposition de données CNR à EDF. Les trois scénarios d'inondation qui sont envisagés et travaillés, entre 1974 et 1984, pour la centrale du Tricastin, sont fabriqués par EDF sans consultation de la CNR. Comme nous avons pu le voir, la succession de ces scénarios résulte de savoirs, incomplets au moment de la construction (comme c'est le cas pour le Blayais), issus d'une doctrine interne à EDF, mais aussi des travaux de la RFS (cas de la crue millénale majorée).

En 1984, date de la publication de la RFS, et jusqu'en 1999, date de l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais, le risque d'inondation, comme pour le cas du Blayais, semble disparaître du champ des priorités. Mais en 1999, l'inondation de la centrale du Blayais va entraîner une réévaluation du risque d'inondations par EDF qui va avoir des effets nombreux sur le site du Tricastin.

2. L'intégration de la CNR au processus de réévaluation post-Blayais : élargir le cadrage, éviter le débordement (1999-2007)

Suite à l'inondation de la centrale du Blayais en décembre 1999, EDF conçoit et met en œuvre la démarche Rex-Blayais que nous avons analysée au chapitre 5. Pour chaque site, la CMS est recalculée, d'abord à partir des bases de la RFS de 1984, puis de nouveaux scénarios sont ajoutés. Au Tricastin, le calcul du risque de rupture de barrage va se retrouver modifié avec l'application de la démarche Rex-Blayais, et le calcul d'une crue millénaire majorée de 15% va devoir s'alimenter de nouvelles données, notamment les crues du Rhône en 2003. Pour le site du Tricastin, ce processus va se révéler beaucoup plus compliqué, car il va impliquer des relations techniques poussées avec la CNR, ce qui va constituer une première. Ce processus va entraîner la fabrication, par EDF, d'un scénario de protection pour l'inondation du site, concernant les ouvrages de la CNR, donc en dehors du périmètre de la centrale. Pour la première fois, la mise en application des règles en vigueur en interne va obliger EDF à intégrer le rôle d'acteurs extérieurs au monde du nucléaire. La mise en application de la démarche Rex-Blayais va provoquer un ébranlement des modes de régulation habituels, notamment un élargissement du périmètre de traitement de la question de l'inondation. Nous observerons comme cette réévaluation du risque d'inondation va engendrer un cadrage élargi du problème intégrant la CNR, mais le tout assorti d'une volonté de différents acteurs de contenir les débordements possibles liés à cet élargissement.

2.1. La réévaluation des scénarios du risque d'inondation dans la démarche Rex-Blayais

Un mois après l'inondation du Blayais, en janvier 2000, l'IPSN fait un état des lieux sur le risque d'inondation sur chaque centrale EDF. Pour le site du Tricastin, il est mentionné qu'« *il convient de s'assurer de la stabilité au séisme de la digue du canal de Donzère-Mondragon et d'évaluer sa vulnérabilité à la percolation* »⁸⁸⁷. Dans un premier temps, il s'agit de la seule difficulté liée à ce site. En effet, le Tricastin dispose d'une marge de 1 mètre entre le calage de la plateforme et la CMS

⁸⁸⁷ IPSN (2000). Lettre de l'IPSN à la DSIN, « Prévention du risque d'inondation sur les sites EDF », 31 janvier 2000.

recalculée après la publication de la RFS de 1984. De ce fait, le site ne fait pas l'objet d'un traitement prioritaire dans la démarche Rex-Blayais. L'IPSN précise qu'« aucune disposition constructive, autre que le calage de la plate-forme, n'est donc prise vis-à-vis du risque lié à la CMS »⁸⁸⁸.

Mais de même que la RFS avait déjà entraîné un changement des calculs initiaux, la démarche Rex-Blayais va obliger à une réévaluation du risque d'inondation. Pour se faire, EDF va mettre à jour deux scénarios déjà en vigueur, la crue millénale majorée et le risque de rupture de barrage. C'est en modifiant les débits associés à ces scénarios, que les difficultés vont s'accumuler.

Pour pouvoir suivre plus simplement cette sous-section, nous avons synthétisé ci-dessous les différentes données de débit calculées par EDF au moment de la conception de la centrale, que nous compléterons au fur et à mesure de notre propos avec les nouveaux calculs Figure 106. C'est à partir de la reconsidération de cette donnée quantitative, le débit, que les experts de la sûreté nucléaire vont petit à petit devoir se tourner vers un acteur extérieur, la CNR.

Scénarios	1970's	1984
Rupture de barrage + crue (en m ³ /s)	17 600 puis 11 000	11 000
Crue millénale (en m ³ /s)	10 000	12 100*

* Avec majoration de 15%

Figure 107 : Évolution des débits liés à deux scénarios du risque d'inondation sur le site du Tricastin

2.1.1. Le nouveau scénario de rupture de barrage

En 2002, EDF engage un nouveau calcul pour le cas de la combinaison entre une rupture de barrage et la crue historique du Rhône. Ce nouveau calcul est lié à une note de doctrine de la démarche Rex-Blayais qui présente des modifications quant à la prise en compte de ce scénario (voir chapitre 5). Le scénario de base ne change pas (Cumul d'une rupture de barrage avec une crue centennale ou

⁸⁸⁸ IPSN/DES (2001). Rapport n°466 « Protection contre les inondations externes. Retour d'expérience de l'incident du 27 décembre 1999 de la centrale du Blayais », 2001.

historique) mais EDF va alors utiliser des préconisations du Comité technique Permanent des barrages (CTPB) paru à la fin des années 1990 pour l'utilisation des Plan Particulier d'Intervention (PPI) (Voir chapitre 5) et qui précise certains points, non mentionnées par la RFS (Notamment les modes de ruptures des barrages). Ces modifications vont entraîner des révisions importantes de certains débits d'eaux pour ce scénario lors de la démarche Rex-Blayais.

Par ailleurs, contrairement au précédent calcul, un nouveau modèle est utilisé pour simuler la propagation de la crue⁸⁸⁹, issu du Plan Particulier d'Intervention (PPI) du barrage Vouglans dans sa version mise à jour en 2001 : « L'hydrogramme qui en résulte à Viviers a un débit maximal de 16 250 m³/s »⁸⁹⁰. Cette étude permet « de conclure provisoirement sur une cote de 51, 08 m NGF »⁸⁹¹. La centrale ne serait toujours pas inondée avec ce scénario. Néanmoins, pour ce niveau d'eau, l'avis des experts EDF concernant la tenue des ouvrages CNR est très réservé. Ce nouveau scénario ne constituera pas le scénario de référence pour EDF car de nouveaux calculs seront ensuite réalisés pour prendre en compte des évolutions apparues lors de la conception du guide inondation⁸⁹².

2.1.2. Le nouveau calcul de la crue millénale majorée

En 2002, en même temps que le scénario de rupture de barrage, EDF va recalculer la crue millénale majorée de 15% avec de nouvelles données et modèles. Pour rappel, dans le rapport de sûreté de 1995, le débit évalué était de 12 100 m³/s.

Le calcul de 2002 avec un nouveau modèle

En 2002, EDF DTG réévalue la crue millénale majorée à prendre en compte pour le site du Tricastin. En utilisant un nouveau modèle par rapport au précédent calcul, la crue est estimée à 13 100 m³/s. Les niveaux d'eau sur le site sont calculés à l'aide d'un logiciel de modélisation EDF appelé Telemac

⁸⁸⁹ Depuis le premier calcul de l'onde du barrage de Vouglans, les modèles ont fortement évolué. Pour l'aléa REB du Rex Blayais, EDF utilise des modèles numériques et développe en ce sens plusieurs logiciels de modélisation (écoulement des crues, onde de rupture de barrage,...) depuis les années 1990.

⁸⁹⁰ EDF/LNHE (2002). Note EDF LNHE HP « CNPE du Tricastin : Réévaluation de la Cote Majorée de Sécurité (CMS) Etape 2 : cas de l'onde de rupture de Vouglans ».

⁸⁹¹ Ibid.

⁸⁹² Suite à des premières discussions avec l'IRSN dans le cadre de la conception du guide inondation, EDF décide de refaire un calcul pour le scénario REB au milieu des années 2000. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 4, le scénario de rupture de barrage issu du guide inondation ne prend plus en compte la conjonction de la rupture de barrage avec une crue centennale. En 2007, ce calcul est toujours en cours et ne sera finalisé qu'au début des années 2010. Il conduira à un débit de 13 640 m³/s, ce qui ne changera finalement pas la problématique traitée dans ce chapitre. C'est pourquoi nous ne reviendrons pas sur ce scénario.

2D. Cette étude a « été réalisée en considérant la tenue des digues et des hypothèses de fonctionnement des ouvrages s'inscrivant dans la continuité des consignes d'exploitation existantes »⁸⁹³. On notera qu'EDF réalise cette étude sans tenir compte d'un potentiel dysfonctionnement des ouvrages CNR ou de la digue du canal. Ce calcul amène à une cote de 50,80 m NGF à l'ouest de la centrale. La centrale est donc considérée comme hors d'eau, que ce soit du côté du vieux Rhône et du canal de Donzère-Mondragon. Néanmoins, la question de la tenue des digues et ouvrages de la CNR commence petit à petit à poser question aux experts EDF. En effet, il n'est pas certain que les ouvrages CNR, dimensionnés sur une crue de 10 000 m³/s, résistent aux débits associés à ces nouveaux scénarios. EDF considère alors que « la prise en compte de ce niveau d'inondation requiert des travaux très lourds de confortement des ouvrages canalisés »⁸⁹⁴. Toutefois, ces résultats conduisent d'abord EDF à s'interroger sur la pertinence des scénarios qui y ont conduit. EDF questionne alors « la faisabilité d'une interprétation de la RFS pour les ruptures de barrage sur fleuve aménagé avec une propagation de l'onde sur fond sec »⁸⁹⁵ ou, pour la crue millénale majorée, propose de « travailler sur la faisabilité d'une interprétation sur la majoration forfaitaire de 15% prise à titre d'incertitude ou de marge sur la crue millénale pour les fleuves aménagés »⁸⁹⁶. Avant d'entamer des travaux sur les ouvrages de la CNR, ce qui nécessiterait d'impliquer cette entreprise, la stratégie d'EDF consiste donc à « interpréter les scénarios ». Mais, rapidement, les experts d'EDF vont conclure que cela ne résoudrait pas le problème.

Les débits d'eau relatifs aux deux scénarios réévalués avec la démarche Rex-Blayais (Figure 107) posent donc clairement la question de la tenue des ouvrages de la CNR.

⁸⁹³ EDF/LNHD « CNPE de Tricastin : Réévaluation de la Cote Majorée de Sécurité (CMS) avec mise en place des parades de protection. Cas de la crue millénale majorée », 2006.

⁸⁹⁴ Courrier EDF à la CNR « REX Inondation Blayais. Site de Tricastin. Dimensionnement des ouvrages CNR », 25 Août 2003.

⁸⁹⁵ Ibid.

⁸⁹⁶ Ibid.

Scénarios	1970's	1984	2002
Rupture de barrage + crue (en m ³ /s)	17 600 puis 11 000	11 000	16 250
Crue millénale (en m ³ /s)	10 000	12 100*	13 100*

* Avec majoration de 15%

Figure 108 : Évolution des débits liés à deux scénarios du risque d'inondation sur le site du Tricastin (1974-2002)

2.2. La solution CNR : blocages et ouvertures techniques

A partir de 2003, EDF décide de se rapprocher de la CNR pour discuter d'éventuels travaux sur les ouvrages CNR répondant aux besoins de la démarche Rex-Blayais et au nouveau calcul de la crue millénale majorée. Comme nous allons le voir, ce rapprochement va être compliqué : la CNR va d'abord refuser le dialogue, puis poussée par sa tutelle ministérielle, accepter des échanges techniques avec EDF. Les organisations en charge de la sûreté nucléaire vont alors se rendre compte des difficultés possibles de cet élargissement du cercle des interlocuteurs.

2.2.1. La CNR refuse de participer à des échanges techniques

En décembre 2002, EDF demande à la CNR des informations sur le fonctionnement des ouvrages hydroélectriques en cas de crue. En réponse à cette demande, la CNR envoie un courrier à EDF en janvier 2003 et précise : « *Nos obligations de concessionnaire ne vont pas au-delà de la crue millénale, comme le traduit la consigne d'exploitation de Donzère-Mondragon. Il ne nous est donc pas possible de discuter, et encore moins de valider un mode d'exploitation se situant au-delà de nos obligations sans que notre autorité de tutelle soit partie prenante* »⁸⁹⁷. EDF retente sa chance quelques mois plus tard, en vain, la réponse est la même : « *Votre demande dépasse largement nos*

⁸⁹⁷ CNR, courrier à EDF du 13 janvier 2003 « Données relatives à l'aménagement de Donzère-Mondragon », 13 janvier 2003.

obligations de concessionnaire. Nous vous confirmons que nous n'envisagerons pas de participer, de quelque manière que ce soit, à des travaux allant au-delà de ces obligations sans que notre autorité de tutelle soit partie prenante à la réflexion »⁸⁹⁸.

En octobre 2003, EDF demande à l'autorité de tutelle de la CNR, la DIDEME⁸⁹⁹, la possibilité de faire participer la CNR aux discussions techniques. La DIDEME accepte, la CNR et EDF débutent des échanges pour trouver des solutions aux problèmes d'inondation de la centrale du Tricastin.

2.2.2. L'ouverture de discussions et les parades envisagées

Au moment des premiers échanges avec la CNR ont lieu les crues de Rhône de 2002 et 2003, ce qui oblige EDF à recalculer la CMS pour intégrer ces crues qui ont créé des difficultés sur l'ensemble du site du Tricastin (voir chapitre 5). En intégrant les crues du Rhône de 2002-2003, le nouveau débit d'eau à la station de Viviers pour la crue millénale majorée est de 13 700 m³/s⁹⁰⁰, encore plus important que le calcul de 2002 (13 100 m³/s), ce qui conforte un peu plus l'idée que les ouvrages CNR ne résisteraient pas.

C'est à partir de ce scénario que les échanges entre CNR et EDF vont débiter, dans le but de définir les problèmes que pourrait poser cette crue sur les ouvrages CNR. Entre 2004 et 2006, la CNR va travailler, en tant que client d'EDF, à la réalisation d'une étude pour identifier les défaillances possibles de ses ouvrages et imaginer des parades. EDF et la CNR vont conjointement créer un modèle pour simuler les effets de cette crue sur les ouvrages CNR et sur le site du Tricastin. Pour cela, la CNR et EDF vont commencer par utiliser chacune son modèle : « *L'utilisation parallèle de ces deux modèles a permis, tant à la CNR qu'à EDF/LNHE, d'améliorer tout au cours de l'étude, certains points de simulation et de trouver une position commune* »⁹⁰¹. A partir de cette modélisation et d'une analyse des vulnérabilités de différents ouvrages de l'aménagement de Donzère-Mondragon (barrage de retenue, barrage de garde, digues et usine hydroélectrique), des scénarios de défaillance sont identifiés. Globalement, des défaillances sur les ouvrages CNR amèneraient un accroissement

⁸⁹⁸ CNR, courrier à EDF du 13 janvier 2003 « Rex Inondation Blayais. Site de Tricastin », 19 janvier 2003.

⁸⁹⁹ La DIDEME (Direction de la Demande et des Marchés énergétiques) est une des directions de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC). La DGEC est rattachée au ministre de l'Environnement (qui aura changé de nom plusieurs fois entre 1999 et 2017).

⁹⁰⁰ EDF/LNHD « CNPE de Tricastin : Réévaluation de la Cote Majorée de Sécurité (CMS) avec mise en place des parades de protection. Cas de la crue millénale majorée, 2006.

⁹⁰¹ CNR « Études de protections du CNPE du Tricastin en cas de crue extrême du Rhône », rapport commandé à par EDF-CNEPE, 2006.

brutal du débit du canal de Donzère-Mondragon, créant des surverses par-dessus les digues du canal et, *in fine*, l'inondation de la centrale nucléaire du Tricastin. Six parades sont alors envisagées par la CNR et EDF. Elles sont triées en trois catégories : les parades organisationnelles (qui modifient des documents d'exploitation des ouvrages), des parades physiques sur les retenues ou barrages, et des modifications physiques sur le canal d'aménée. On peut par exemple mentionner dans ces parades des rehausses de digue du canal ou encore la mise en place d'un déversoir de sécurité, censé déverser des surplus d'eau dans des espaces dédiés, créés pour l'occasion. EDF estime alors qu'avec ces parades « *le CNPE de Tricastin n'est pas inondable et aucune disposition complémentaire n'est à prévoir sur le site vis-à-vis de la crue millénaire majorée (...)* »⁹⁰². Avec ces parades, EDF évite des travaux sur le périmètre de l'INB. Ces parades vont être présentées lors de la réunion du GP 2007, dont nous avons parlé dans le chapitre 5.

2.2.3. Le GP de 2007 : l'impuissance des organisations en charge de la régulation

Lors de la réunion du GP de 2007 consacrée à la démarche Rex-Blayais, le cas du Tricastin est présenté par l'IRSN, qui formule un avis sur les parades envisagées par EDF et la CNR. Dans le rapport IRSN élaboré dans le cadre de la réunion du GP, l'IRSN considère que « *la stratégie de protection du site du Tricastin, qui repose sur des ouvrages extérieurs au site, est recevable, moyennant un certain nombre de compléments et justifications à apporter, au cours de la phase de réalisation des modifications, par EDF et la CNR* »⁹⁰³. Les parades sont recevables pour l'IRSN mais leur mise en application devrait nécessiter des relations plus poussées entre la CNR et EDF. L'IRSN propose donc au GP deux recommandations qui demandent aux exploitants du site du Tricastin de se rapprocher de la CNR, notamment pour des questions sur la stabilité de la digue et des ouvrages.

Autre sujet important lié à la relation exploitant/CNR, l'IRSN, dans sa présentation lors de la réunion du GP, considère qu'il existe un vide juridique sur la question du partage des responsabilités entre CNR et EDF, en cas de crue supérieure à la crue de projet CNR. En effet, pour le rapporteur de l'IRSN au GP, il apparaît que ni la CNR, ni EDF ne peuvent être responsables, juridiquement, des défaillances des ouvrages lors de crues supérieures aux débits dimensionnants utilisés par la CNR. La Figure 109 présentée par l'IRSN lors du Groupe Permanent de mars 2007 nous montre l'écart important entre la crue de projet estimée par la CNR et les débits récemment recalculés à partir des scénarios issus de

⁹⁰² EDF/CNEPE (2006). « Rex-Inondation Blayais – Protection du CNPE du Tricastin vis-à-vis de la CMS », 2006.

⁹⁰³ IRSN/DSR (2007). Rapport IRSN/DSR n°149 « Protection des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe », 2007.

la RFS (le référentiel en vigueur). Si le débit du Rhône dépassait 9 900 m³/s, la CNR ne serait plus responsable des ouvrages qu'elle exploite. Or, EDF se doit de protéger le CNPE du Tricastin pour des débits supérieurs (calculés en 2005). La question qui se pose alors est celle de la responsabilité concernant les ouvrages et leur gestion au-delà d'un débit de 9 900 m³/s.

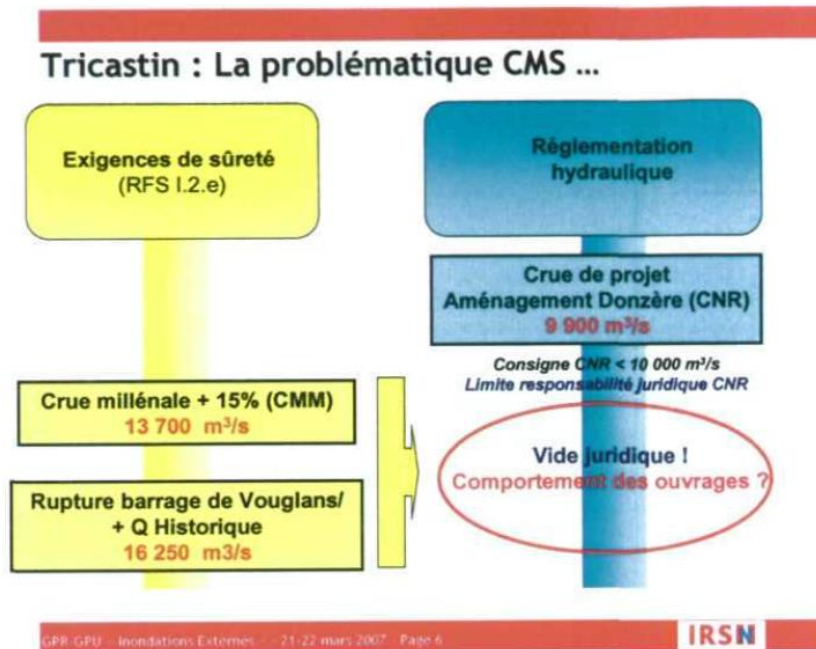


Figure 109 : Présentation IRSN lors du GP des 21 et 22 mars 2007 (IRSN, 2007)

Une discussion s'engage au GP sur le partage des responsabilités entre les acteurs du nucléaire et la CNR (ainsi que son autorité de tutelle) autour du risque d'inondation sur le site du Tricastin. Un expert d'EDF présente le problème comme une nouvelle étape du processus : « *Pour continuer, nous sommes à peu près à nouveau à la croisée des chemins. La CNR a terminé sa première étape. Il nous faut aller maintenant plus loin sur la réalisation des travaux. Avant de réaliser les travaux, il y a toutes les procédures administratives et il faut enclencher les études détaillées. Aujourd'hui, si on ne veut pas trop attendre, il faut absolument que la CNR soit sollicitée par l'autorité de tutelle* »⁹⁰⁴.

Pour un membre du GP, « *Il est certain qu'il y a deux systèmes complètement indépendants qui visent des objectifs totalement différents : il y a un système juridique autour des risques que font courir les barrages vis-à-vis des inondations en général, puis il y a par ailleurs le risque nucléaire qui*

⁹⁰⁴ ASN (2008). Compte-rendu de la réunion des GPR et GPU du 21/03/2007 et 22/03/2007 : « Examen de la protection des installations nucléaires à l'égard des inondations externes », 21 janvier 2008.

est traité sur ses mérites propres »⁹⁰⁵. Un autre membre du GP présente le problème de la concession de la manière suivante : « *La problématique, et elle a été bien exposée par le rapporteur, c'est que pour protéger les installations, il apparaît le plus rentable globalement, je dirais, pour l'ensemble des acteurs, d'intervenir sur les ouvrages CNR. Ces ouvrages appartiennent à l'Etat et non pas à la CNR. La CNR est concessionnaire. Donc la CNR agit sur ces ouvrages dans les limites de la concession qui lui est concédée par l'Etat. Le problème juridique est là : ni la CNR ni encore moins les exploitants nucléaires ne peuvent faire ce qu'ils veulent sur ces ouvrages. Je pense qu'il ne faut pas nier le problème, il ne faut pas botter en touche en disant aux exploitants : débrouillez-vous avec ce problème* »⁹⁰⁶. Certains membres du GP envisagent même une solution annexe, qui serait de faire des travaux directement sur le site EDF. Ces travaux, plus coûteux mais qui n'incluraient pas la CNR dans le processus, permettraient de ne pas avoir de blocage administratif ou juridique : « *Il y a une hypothèse (...), qui n'a pas de sens économique mais qui techniquement n'est pas fautive, c'est qu'on ne veuille pas, pour une quelconque raison, faire les travaux côté CNR et qu'il faille se débrouiller uniquement du côté du site du Tricastin pour se prémunir contre tout ce que la CNR pourrait déverser sur le site et qui nous pose de sérieux problèmes. Les travaux sur la CNR, c'est probablement la solution économique la plus raisonnable. Ce n'est pas la seule* »⁹⁰⁷.

Il semble alors que c'est pour des raisons financières qu'EDF a souhaité éviter une solution « interne » pour gérer le risque d'inondation.

Finalement, l'un des deux projets de recommandations, concernant l'entretien et la surveillance des digues par la CNR, est supprimé par les membres du GP qui estiment que « *nous ne pouvons pas adresser, nous, des recommandations à la CNR* »⁹⁰⁸. Concernant l'autre recommandation qui concerne également les digues du canal, la mention de la CNR est supprimée. Lors de l'avis définitif du GP suite à la réunion de 2007, la CNR n'apparaît plus dans les recommandations. Ni l'IRSN, ni l'ASN, ni les membres du GP ne s'estiment compétents pour gérer cette situation de « vide juridique », qui constitue a priori une première pour les organisations en charge de la régulation. Un responsable d'AREVA estime qu'il s'agit également d'une question de légitimité et de défense d'un périmètre de gestion des risques : « *L'ASN avait*

⁹⁰⁵ Ibid.

⁹⁰⁶ Ibid.

⁹⁰⁷ Ibid.

⁹⁰⁸ Compte-rendu de la réunion des GPR et GPU du 21/03/2007 et 22/03/2007 : « Examen de la protection des installations nucléaires à l'égard des inondations externes », 21 janvier 2008.

besoin d'asseoir sa légitimité comme autorité administrative indépendante. La peur de l'ASN sur les barrages était que les études de danger approuvées par une autre autorité administrative soient appliquées au nucléaire. L'ASN ne voulait pas se retrouver prisonnière d'une autre autorité administrative »⁹⁰⁹.

Les membres du GP décident donc de laisser les industriels régler la question de leur mise en œuvre des parades et considèrent que ce n'est pas de leur ressort d'imposer quelque chose à la CNR. On observe alors que si la nature des problèmes, inhabituels pour les organisations en charge de la régulation, nécessite un élargissement du périmètre institutionnel pour pouvoir les traiter, aucun des acteurs ne semblent vouloir franchir ce pas.

2.3. Conclusion intermédiaire

Entre 1999 et 2007, des échanges techniques se déroulent finalement entre EDF et la CNR, et une solution technique est trouvée entre les deux acteurs. Elle est présentée par l'IRSN lors du GP de 2007 qui la juge acceptable. Mais lors du GP, les organisations en charge de la régulation prennent conscience de difficultés juridiques et institutionnelles qui semblent compromettre le dialogue avec la CNR. On observe alors une situation paradoxale où les organisations en charge de la régulation, tout en admettant qu'il faut dialoguer avec la CNR, ne s'autorisent pas à formuler clairement la nécessité de l'élargissement du périmètre des parties prenantes. Cette position, prise par « légalisme » (le GP considère qu'il n'est pas de son ressort d'adresser des demandes à la CNR) ou par « frilosité » (les acteurs craignent de devoir composer avec un autre régime de régulation que celui de la sûreté nucléaire, ce qui pourrait fortement remettre en cause leur fonctionnement) va conduire à une attitude d'« évitement », qu'on pourrait interpréter comme une forme d'hypocrisie organisationnelle (Brunsson, 1989) : le GP élimine dans ses recommandations toute mention de la CNR, ce qui revient à replacer, formellement, le traitement du risque dans le cadre traditionnel du régime de sûreté nucléaire. Le « débordement » provoqué par la prise en compte du risque d'inondation au Tricastin a été pour le moment maîtrisé. Le problème est laissé entre les mains des deux industriels, la CNR et EDF, qui, dans le même temps, comme on va le voir, sont en train de devenir des concurrents industriels.

⁹⁰⁹ Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015.

3. La mise en œuvre d'une solution technique bloquée par des enjeux politico-industriels : le conflit EDF-CNR (2007-2011)

Nous allons maintenant analyser comment le dialogue autour de la mise en œuvre de la solution technique CNR/EDF, jugée recevable en 2007 par l'IRSN, va être bloquée par des enjeux politico-industriels autour de conflits divers entre la CNR et EDF.

Du point de vue de la sûreté des installations, la période 2007-2011 est marquée par le processus de réévaluation de sûreté, notamment sur le site du Tricastin, le réacteur numéro 1 étant le premier réacteur du palier dit CPY à faire sa troisième visite décennale. Le dossier inondation du Tricastin est alors présenté comme un point sensible de cette réévaluation par l'ASN : « *Au plus tard en 2010, l'ASN devra se prononcer sur la poursuite d'exploitation du réacteur n°1 de la centrale nucléaire du Tricastin, notamment au vu du réexamen de la sûreté de ce réacteur (qui intègre les aspects liés à la protection contre les inondations d'origine externe). Il est donc important que la situation ait été débloquée et les travaux réalisés autant que possible, d'ici cette date* »⁹¹⁰.

Comme nous allons le voir, malgré cette pression de l'ASN, les tensions entre la CNR et EDF, liées à des enjeux politico-industriels qui dépassent largement la situation au Tricastin, vont totalement bloquer le processus. Nous montrerons ensuite comment l'accident de Fukushima a constitué une opportunité pour l'ASN de reprendre en main le processus.

3.1. Une question de responsabilité juridique sur fond de concurrence industrielle entre la CNR et EDF

Au début des années 2000, les relations entre EDF et la CNR s'avèrent complexes, alors que s'engage la libéralisation du secteur de l'énergie. A partir de 2007, c'est au niveau national que les conflits, sur fond de concurrence industrielle, vont apparaître puis s'exacerber. Les questions techniques se trouvent alors reléguées au second plan et bloquées par ce conflit entre deux industriels, qui s'affrontent sur la question des responsabilités juridiques en cas d'inondation et d'accident nucléaire.

⁹¹⁰ ASN (2008). Courrier ASN au ministère de l'environnement, « Protection du site nucléaire du Tricastin face au risque de crue », 18 juin 2008.

3.1.1. L'ouverture à la concurrence du marché électrique : la CNR et EDF en concurrence

Depuis le milieu des années 1970, un certain nombre de secteurs (télécommunication, transports) sont sujets à une déréglementation au niveau européen. L'objectif de ce processus est alors de casser les effets de monopole publics ou privés en intégrant une dose de concurrence économique. A la fin des années 1990, ce processus s'enclenche également sur le secteur du marché électrique de l'Union Européenne avec la publication de deux directives, en 1996⁹¹¹ et 2003⁹¹². En France, ces directives sont retraduites dans plusieurs lois successives qui doivent *in fine* permettre aux consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité. Pour répondre à ce processus, le monopole d'EDF sur le marché électrique français doit donc être cassé. EDF abandonne son statut d'EPIC en 2003 pour devenir une Société Anonyme (SA), cotée en bourse depuis 2005. De son côté, la CNR devient un producteur indépendant d'EDF au début des années 2000 et devient donc officiellement le premier concurrent d'EDF en France. Par ailleurs GDF Suez entre au capital de la CNR en 2003. Ce processus enclenche un transfert de salariés entre EDF et la CNR. Le 1^{er} janvier 2006, plus de 300 agents d'EDF intègrent la CNR. Comme l'explique un responsable de la CNR en 2005, ces évolutions sont très importantes et entraînent une séparation entre les deux entreprises, tant du point de vue de l'actionnariat (EDF était actionnaire de la CNR) que de l'exploitation (EDF exploitait les usines hydroélectriques de la CNR) : « *Avant nous travaillions un peu comme une administration, étant reconnus comme aménageur, constructeur et fournisseur d'outils de production, qu'EDF exploitait. Aujourd'hui, EDF est sortie du capital et la CNR est devenue un producteur d'électricité indépendant qui commercialise son énergie depuis avril 2001 sur le marché européen. Il nous faut assumer de nouveaux rôles « d'électriciens, gestionnaires et commerciaux »* »⁹¹³. A partir de 2006, la séparation CNR/EDF apparaît comme achevée. C'est à ce moment que des blocages juridiques et politiques vont empêcher le démarrage des travaux sur le canal de Donzère-Mondragon.

⁹¹¹ Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

⁹¹² Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

⁹¹³ Entretien avec Christian TRIOL, Directeur de l'énergie à la Compagnie Nationale du Rhône - Propos recueillis par Bruno Bigourdan et Chrystel Antoine (S.I.L.O.E) le 1er avril 2005. Disponible sur http://www.millenaire3.com/content/download/4746/83456/version/1/file/c_triol.pdf, consulté le 16/02/2018.

3.1.2. Des blocages liés à la responsabilité juridique des industriels en cas d'accident

A partir de 2007, alors qu'une solution conjointe EDF/CNR a été validée par l'IRSN et l'ASN, la mise en œuvre de cette solution est bloquée. En effet, la position de la CNR se durcit, essentiellement pour des questions de responsabilités juridique et financière. Comme l'indique un responsable de la DREAL : « *La CNR ne veut pas se voir impliquée dans un accident nucléaire qui serait lié à une inondation et ne veut donc pas apparaître comme ayant un quelconque rôle dans la consolidation du site (EDF)* »⁹¹⁴. La question de la maîtrise d'ouvrage des différentes parades, dont certaines sont programmées à plusieurs kilomètres de la centrale EDF (Figure 110), cristallise d'autres tensions. Pour le responsable de la DREAL : « *S'il y a un pépin un jour, c'est le maître d'ouvrage qui sera responsable* »⁹¹⁵. Pour résumer, les aménagements à faire sur les ouvrages de la CNR nécessitent un maître d'œuvre en charge de la réalisation des travaux et un maître d'ouvrage responsable du projet. Juridiquement, c'est ce maître d'ouvrage qui sera, *in fine*, responsable des conséquences d'une crue supérieure à 9 900 m³/s. Entre 2008 et 2011, EDF et la CNR vont se battre pour éviter cette responsabilité.

La CNR ne souhaite pas être responsable des digues au-dessus du niveau fixé par sa concession car il existe un précédent. En effet, suite aux inondations de 2003 le long du Rhône, la CNR est attaquée en justice pour les dommages liés à des ruptures de digues ou des surverses et des dédommagements lui sont demandés, comme l'explique un de ses responsables : « *Aux inondations de 2003, il y a eu des contentieux, effectivement, qui ont été engagés en PACA, et en Languedoc-Roussillon, par des agriculteurs, avec des demandes de dédommagements, qui se montaient à un niveau très élevé* »⁹¹⁶. Or, dans ses statuts, la CNR n'est pas responsable de la prévention du risque d'inondation. Lors d'une réunion en 2008 entre l'ASN, la DGEC, EDF et la CNR, il est stipulé que cette dernière « *n'a pas dans ses missions la protection des riverains contre les crues (...). La CNR souligne le risque de précédent par rapport aux autres riverains du Rhône qui pourraient être tentés de s'inspirer de ces dispositions pour demander à la CNR de les protéger des inondations* »⁹¹⁷.

⁹¹⁴ Ibid.

⁹¹⁵ Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016

⁹¹⁶ Ibid.

⁹¹⁷ ASN (2008). Compte rendu de réunion DGEC/ASN/EDF/CNR « Protection du site nucléaire du Tricastin contre les crues », 25 novembre 2008.

On peut résumer les positions de chaque acteur sur ces problèmes de responsabilité comme ci-dessous (voir Figure 110).

	Proposition de la CNR	Proposition d'EDF
Maîtrise d'œuvre	EDF	EDF
Maîtrise d'ouvrage	EDF	CNR
Responsabilité juridique au dessus de 9 900 m³/s	EDF	CNR

Figure 110 : Représentation simplifiée des débats sur la responsabilité juridique dans le cas des travaux sur les ouvrages de la CNR

En décembre 2008, la CNR fixe des conditions pour la réalisation des travaux, à savoir « *l'engagement d'EDF de prise en charge de la totalité des coûts des études et aménagements sollicités sur les ouvrages concédés* » et « *la garantie juridique pour la CNR de la neutralité de la solution retenue sur le périmètre et la nature de ses missions et des obligations au regard des risques liés aux crues du Rhône* »⁹¹⁸. La CNR invoque notamment une solution alternative qui pourrait être des travaux sur la centrale nucléaire en elle-même et explique que dans le cas contraire, elle ne sera pas responsable juridique des aménagements : « *S'il était démontré que les modifications des ouvrages de concessions CNR étaient incontournables, elles ne pourraient s'accompagner ni d'un transfert de charges, ni d'un transfert de responsabilité de quelque nature que ce soit vers la CNR* »⁹¹⁹.

Le blocage semble total. Un chargé d'affaire sur ce dossier à l'ASN explique qu'« *en juin 2009 les travaux n'étaient pas faits. (...) C'est monté, peut-être pas jusqu'au ministre, mais au moins au Sénat ou au Parlement, cette histoire-là* »⁹²⁰.

Le déblocage de ces résistances va être favorisé par un évènement qui va se produire à 10 000 km de la centrale du Tricastin : l'accident de Fukushima, en mars 2011.

⁹¹⁸ CNR (2008). Courrier CNR à EDF, « Votre demande d'adaptation des ouvrages concédés à la CNR pour la sûreté du CNPE de Tricastin, 24 décembre 2008.

⁹¹⁹ ASN (2008). Courrier ASN au ministère de l'environnement, « Protection du site nucléaire du Tricastin face au risque de crue », 18 juin 2008.

⁹²⁰ Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 23/11/2015.

3.2. Le déblocage d'un processus par étapes, ponctué par l'accident de Fukushima : l'opportunité de la coercition

Finalement, le déblocage de la situation va se produire en plusieurs étapes, totalement indépendantes. Nous observerons que, malgré une intervention des services du ministère pour obtenir une conciliation, ce sont les menaces sur un futur projet industriel de GDF Suez dont la CNR est une filiale, puis une décision de l'ASN liée à Fukushima pour imposer des travaux, qui vont permettre de débloquer la situation.

3.2.1. L'intervention non concluante des services du ministère

EDF demande donc à l'autorité de tutelle de la CNR d'intervenir et précise : « *Lors de notre dernière rencontre avec l'ASN, cette dernière a indiqué à EDF qu'elle considérait n'avoir aucun moyen d'action pour infléchir la position CNR et qu'il revenait à EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire et responsable à ce titre de la sûreté des réacteurs, de prendre toutes les dispositions nécessaires pour assurer la protection du site de Tricastin, en sollicitant le cas échéant une action de la part de l'Administration de nature à débloquer la situation* »⁹²¹. En 2009, la DIDEME donne finalement son aval à la CNR⁹²², pour engager avec EDF la phase opérationnelle des travaux, mais n'apporte aucun élément pour rapprocher les points de vue sur la répartition des responsabilités. Comme l'explique EDF, suite à ce courrier, « *diverses réunions pour rapprocher les points de vue se sont tenues entre EDF et CNR fin 2009 et début 2010 sans succès* »⁹²³. Cependant, malgré l'intervention de la DIDEME, le problème n'est pas résolu, les travaux ne sont toujours pas enclenchés, chacun campant sur ses positions. Le responsable de la DREAL indique : « *Alors moi là, je me suis dit, bon, vraiment, si même au niveau du directeur de l'énergie, ça bouge pas, si même au niveau de la tutelle du concessionnaire, ça bouge pas, c'est que là, il y a quand même un grand problème* »⁹²⁴. Intuition qui se révélera juste.

⁹²¹ EDF (2009). Lettre d'EDF à la Direction Générale de l'énergie et du climat, 16 juin 2009.

⁹²² DGEC (2009). Courrier de la DGEC à la CNR, 01 octobre 2009.

⁹²³ EDF (2010). Lettre d'EDF au président de l'ASN « Protection du CNPE de Tricastin contre l'inondation », 23 septembre 2010.

⁹²⁴ Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016

3.2.2. L'argument du blocage du projet nucléaire de GDF Suez au Tricastin

A la fin des années 2000, GDF Suez envisage en effet de construire et d'exploiter un réacteur sur le site du Tricastin⁹²⁵. Un responsable de l'IRSN confirme que les complications juridiques et l'exacerbation des conflits autour de la gestion du risque d'inondation sur le site du Tricastin vont être également liées aux changements d'actionnariat et la naissance d'une concurrence frontale entre EDF et GDF Suez⁹²⁶ : « *Jusqu'en 2007, la CNR et EDF travaillaient main dans la main sur la question des ouvrages du canal (...). (Mais) GDF Suez voulait construire des centrales à la fin des années 2000 et on a donc eu une bataille juridique pendant trois ans entre la CNR et EDF* »⁹²⁷. De plus, le type de réacteur envisagé par GDF Suez sur le site du Tricastin est un modèle conçu par AREVA, comme l'EPR que doit exploiter EDF à Flamanville, alors en construction. Cette volonté affichée de GDF Suez de construire un réacteur sur le site du Tricastin sera alors utilisée par certains acteurs pour tenter de résoudre le conflit « local », comme l'explique un ancien responsable de cabinet ministériel et responsable de la DREAL Rhône-Alpes à l'époque : « *C'est là que j'ai commencé à taper au niveau de Suez en leur disant « Ecoutez, moi j'en ai ras le bol des gens de la CNR, là, je ne sais pas ce que vous pouvez faire », et j'ai utilisé effectivement l'argument de façon un peu violente en disant : « Ecoutez, moi, je ne sais pas si vous voulez faire du nucléaire dans la région, mais enfin, franchement, si vous vous comportez comme ça, vous ne risquez pas d'en faire avant longtemps ». Alors, maintenant, à mon avis, Suez a abandonné l'idée de faire du nucléaire, mais cela étant, à l'époque, c'était un argument qui pouvait porter* »⁹²⁸.

Selon ce responsable, c'est donc GDF Suez qui va demander à sa filiale, la CNR, de débloquer rapidement le processus : « *Manifestement la CNR a eu des instructions (ndr : de GDF Suez) : si vous ne voulez pas faire, au moins ne bloquez pas, donc, faites tout pour faciliter la résolution du problème* »⁹²⁹.

Parallèlement, à la fin de l'année 2010, EDF prend une décision : « *sur conseil de la DGEC et bien que cela ne corresponde pas à l'optimum industriel s'agissant d'intervention sur des ouvrages entretenus et exploités par CNR ; nous avons décidé d'endosser la double responsabilité de maîtrise d'ouvrage et*

⁹²⁵ Le Monde, 24/02/2010.

⁹²⁶ Depuis 2015, le groupe GDF Suez se nomme Engie.

⁹²⁷ Entretien avec un responsable de l'IRSN, 17/03/2015.

⁹²⁸ Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016

⁹²⁹ Ibid.

de maîtrise d'œuvre de réalisation des travaux sur les ouvrages de la concession au travers d'une convention sur le point d'être signée entre EDF et CNR »⁹³⁰. Nous ne disposons pas de plus d'informations sur les raisons de cette décision.

Suite à ce dénouement, quelques mois plus tard, en mai 2011, l'accident de Fukushima va être une fenêtre d'opportunité pour l'ASN pour imposer à EDF une date de fin des travaux.

3.2.3. L'opportunité de combiner Fukushima et visite décennale : la décision ASN de 2011

En mai 2011, suite à l'accident de Fukushima, des Études Complémentaires de Sûreté (ECS) sont mises en œuvre en France. Un ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes explique alors : *« Franchement, moi quand j'ai vu Fukushima arriver en mars et que j'ai vu que la question des journalistes c'était de savoir si les centrales françaises effectivement, elles étaient parées contre l'inondation, je me suis loué d'avoir déployé l'énergie que j'ai déployée entre 2008 et 2010 pour faire bouger le cocotier et faire en sorte, effectivement, qu'on en arrive aux fameuses prescriptions post-décennales Tricastin »⁹³¹. Ces prescriptions post-Fukushima de l'ASN vont arriver en effet quelques mois après l'accident de la centrale japonaise. L'ASN profite de l'occasion pour prescrire à EDF de terminer les travaux de protection avant le 31 décembre 2014⁹³². Cette décision, qui s'inscrit dans la logique des visites décennales⁹³³, met en jeu la poursuite de l'exploitation du site pour dix ans supplémentaires. En cas de non-respect de ce nouveau calendrier, l'ASN pourrait décider de fermer la centrale, au moins temporairement. Finalement, c'est donc l'ASN, par une décision réglementaire, qui oblige EDF à faire les travaux et qui semble enclencher le processus de réalisation des travaux. Comme l'explique un responsable de la DREAL Rhône-Alpes : *« la force de l'ASN vis-à-vis d'EDF faisait que EDF, eux, ils prenaient ça au sérieux, c'est-à-dire qu'ils savaient que s'ils n'étaient pas prêts, ils risquaient d'avoir un problème pour continuer à exploiter le Tricastin quand même »⁹³⁴. Un inspecteur**

⁹³⁰ EDF (2010). Lettre d'EDF au président de l'ASN « Protection du CNPE de Tricastin contre l'inondation », 23 septembre 2010.

⁹³¹ Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016.

⁹³² ASN (2011). Décision ASN n°2011-DC-0227 de l'ASN du 27 mai 2011.

⁹³³ Les troisièmes visites décennales des réacteurs EDF du Tricastin se sont déroulées entre 2009, pour le Réacteur n°1 et 2014, pour le réacteur n°4.

⁹³⁴ Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016.

de l'ASN dans ce secteur précise qu' « *une fois prise cette prescription, ça a fait subitement avancer le dossier* »⁹³⁵.

Cette étape est alors ponctuée par la signature d'une convention entre la CNR et EDF.

3.2.4. La signature d'une convention exceptionnelle EDF-CNR : EDF seul responsable de son projet

Dans ce contexte favorable au déblocage, la question des responsabilités est alors tranchée définitivement par la signature d'une convention entre EDF et la CNR le 23 mai 2011. EDF s'engage à prendre en charge la totalité des coûts des chantiers et de l'exploitation des différentes parades, à garantir juridiquement la neutralité de ces travaux sur les missions et obligations de la CNR et, en cas d'inondation, à assumer la responsabilité civile (dommages et intérêts) en cas de dommages du fait de ces nouveaux aménagements. La convention indique qu'« *EDF sera, du fait des parades, objet de la présente convention, seule responsable, tant à l'égard de l'Etat, de la CNR, que des usagers du Rhône, de ses riverains et des tiers, de toutes les conséquences directes et indirectes résultant des modifications, de la structure, de la consistance ou des conditions d'exploitation des ouvrages de la concession de la CNR induites directement par les parades* »⁹³⁶. Au-delà d'un certain débit d'eau, les ouvrages de la CNR passent donc, juridiquement, sous la responsabilité d'EDF. Pour la DGEC du Ministère de l'environnement, « *le contexte juridique de la mise en œuvre des parades a été source de nombreux questionnements et d'une grande complexité (...) dans un cadre particulier qui n'a jamais été traité par la jurisprudence (...). La plus grande partie des parades consiste dès lors à réaliser, par un tiers détenteur d'une autorisation d'occupation temporaire sur le domaine public concédé, des ouvrages à vocation privée* »⁹³⁷.

Les principales parades à réaliser sont situées en amont de la centrale, donc en dehors du site nucléaire. Nous les avons représentées sur la Figure 111. Il s'agit notamment, pour les plus importantes, de renforcement de digues en amont du barrage de garde, de la rehausse de ce même barrage et de la création d'un déversoir en aval du barrage de garde. D'autres dispositifs

⁹³⁵ Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016.

⁹³⁶ EDF et CNR (2001). Convention EDF/CNR Relative à la protection du CNPE du Tricastin en cas de crue extrême du Rhône, le 23 mai 2011.

⁹³⁷ DGEC (2011). Lettre du directeur général de la DGEC aux préfets de la Drome, de l'Ardèche et du Vaucluse, « Protection du site nucléaire du Tricastin contre le risque inondation et adaptation des ouvrages de la concession Rhône », 15 décembre 2011.

« organisationnels » sont également mis en place comme des procédures d'exploitation spécifiques des ouvrages CNR.

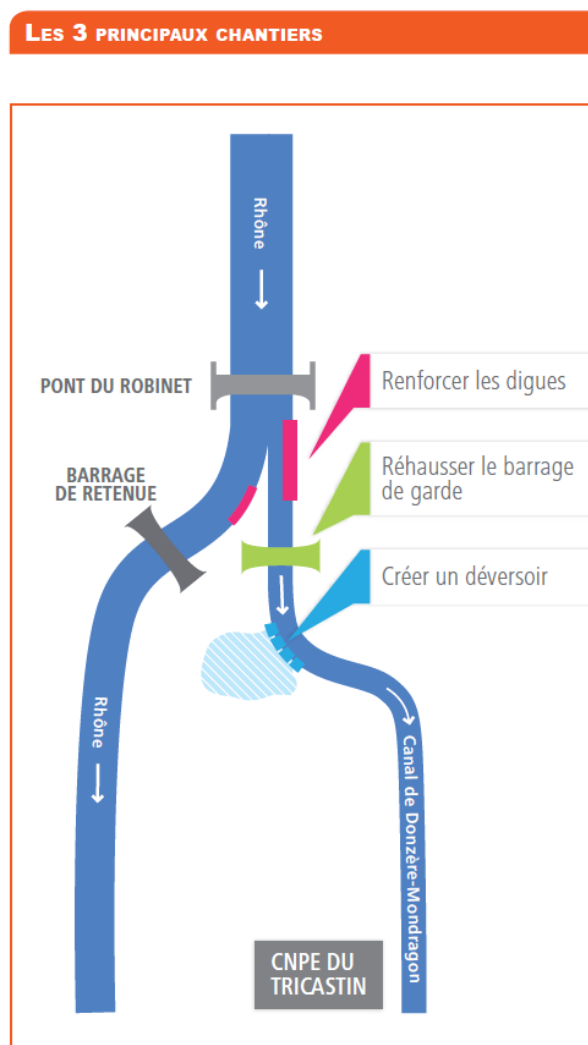


Figure 111: Principaux chantiers liés aux parades contre la crue millénaire, EDF 2014

Pour ce faire, la CNR octroie à EDF des autorisations d'occupation du domaine public concédé, jusqu'en 2023, date de fin de la concession du Rhône de la CNR, dont nous verrons plus loin les enjeux. Cette convention matérialise donc un premier élargissement du périmètre géographique et institutionnel de gestion du risque d'inondation pour la centrale nucléaire.

Sur la nature des parades envisagées et sur le partage des responsabilités juridiques et financières, le dossier est alors définitivement clos. Mais une nouvelle problématique va apparaître : en devenant maître d'ouvrage, EDF doit présenter un dossier dit « Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques » (LEMA), régi par le code de l'Environnement. Avec ce nouvel épisode, les questions de sûreté nucléaire entrent donc en relation avec le domaine de la gestion de l'eau, et un mode de gouvernance des risques totalement différent.

3.3. Conclusion intermédiaire

Après avoir défini conjointement une solution technique en 2006, EDF et la CNR se retrouvent en conflit ouvert sur le déploiement de cette solution, en raison du vide juridique qu'elle fait apparaître. En effet, aucun des deux industriels ne veut être responsable en cas d'inondation ou d'accident nucléaire liés à ces modifications. Ce conflit entre industriels est finalement débloqué par un processus en plusieurs étapes ponctué par l'accident de Fukushima. Ce processus est marqué par une montée des négociations à un niveau politique, par une recherche de compromis «donnant-donnant» entre EDF et la CNR, mais aussi par des opportunités ouvertes par l'accident de Fukushima. C'est à travers cette suite d'événements assez peu anticipés et les tactiques d'acteurs qui s'invitent dans le processus, que se re-modèle le régime de régulation, et l'élargissement de ses périmètres d'action.

L'ASN, longtemps mise de côté dans les discussions entre 2007 et 2011, revient donc dans le jeu et impose, avec une décision réglementaire, un timing de « fin de travaux » pour la fin de l'année 2014.

4. Elargissements, blocages et apprentissages : quand la sûreté nucléaire rencontre la gouvernance de l'eau (2011-2014)

L'apaisement du conflit entre la CNR et EDF permet le lancement opérationnel de la construction des parades envisagées par EDF. Les différents chantiers relatifs aux parades nécessitent donc maintenant l'élaboration d'un dossier de la « Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques » (LEMA) de la part d'EDF. La LEMA de 2006 est une transposition de la directive cadre européenne sur l'eau de 2000. Elle affiche des objectifs variés : améliorer l'état des eaux d'ici 2015, améliorer les conditions d'accès à l'eau, rénover l'organisation de la pêche ou encore mettre en place un service public de l'eau plus transparent. C'est cette loi LEMA qui va imposer à EDF de fournir un important dossier à la DREAL Rhône-Alpes pour pouvoir démarrer les travaux suite à la signature de la convention avec la CNR en 2011. Il ne s'agit plus alors de discuter des parades proposées par EDF et la CNR depuis 2007 mais de justifier leurs impacts sur l'environnement, sur la sécurité des ouvrages, sur les populations...

Comme nous allons le voir, ce cadrage juridique inattendu et inconnu d'EDF va entraîner des conséquences importantes lors du traitement du dossier. Ce processus va engendrer des élargissements multiples liés à la rencontre des acteurs de la sûreté nucléaire avec ceux de la gouvernance de l'eau et entraîner une forme de « dénucléarisation » de la gestion du risque d'inondation.

La gouvernance de l'eau apparaît en effet comme un système très différent de celui de la régulation de la sûreté nucléaire. Le nombre d'acteurs impliqués et de thématiques à traiter est beaucoup plus important ; les procédures réglementaires et administratives ne sont pas les mêmes, ce qui va poser des questions de cohérence technique et administrative, le tout dans un laps de temps très court, sous la pression de l'échéance fixée par l'ASN à décembre 2014 pour la fin des travaux. L'instruction de ce dossier d'envergure et les travaux qui en découlent vont se dérouler sur trois ans, de 2011 à 2014, et entraîner des blocages importants mais aussi des collaborations inédites entre les acteurs de la sûreté nucléaire et de ceux de la gouvernance de l'eau.

4.1. Deux mondes qui vivent séparément : la sûreté nucléaire et la gouvernance de l'eau

Cette sous-section présente le fonctionnement de la gouvernance de l'eau et sa déclinaison sur l'instruction du dossier LEAM d'EDF. En effet, pour instruire ce dossier, les acteurs du régime de régulation de la sûreté nucléaire vont devoir rencontrer les acteurs de la gouvernance de l'eau.

Les règles, les organisations et les pratiques de la sûreté nucléaire et de la gouvernance de l'eau, semblent très différentes. La sûreté nucléaire dispose d'une forte autonomie, matérialisée par un fonctionnement réglementaire autour d'instruments spécifiques (décisions de l'ASN, guides, règles générales d'exploitation, rapport de sûreté, ...) et d'une organisation institutionnelle relativement simple organisant les relations entre régulateur (ASN), expert (IRSN) et exploitants. Pour la gouvernance de l'eau, dont la gestion du risque inondation n'est qu'un des éléments, nous montrerons son caractère multi-niveaux, multi-acteurs et multi-thématiques. Nous observons ensuite, l'organisation administrative autour de l'instruction du dossier LEMA d'EDF et notamment le rôle de la DREAL, qui héberge également les ASN « locales » mais en agissant selon des cadres et des modalités totalement différentes. La mise en lumière de ces caractéristiques contrastées est essentielle pour comprendre la rencontre complexe entre les acteurs de la sûreté nucléaire et ceux de la gouvernance de l'eau.

4.1.1. La gouvernance de l'eau : une régulation multi-niveaux, multi-acteurs et multi-thématiques

La gouvernance de l'eau constitue un domaine beaucoup plus vaste que la sûreté nucléaire, au sens où elle concerne plus de niveaux territoriaux, d'acteurs et de thématiques. Nous n'avons pas les moyens de traiter ce domaine de la même manière que nous avons traité la sûreté nucléaire. Nous nous contenterons de dresser les caractéristiques principales de la gouvernance de l'eau, vues à travers l'instruction du dossier LEMA, afin de comprendre quelques différences essentielles avec la régulation de la sûreté nucléaire, constituant autant de surprises ou de points bloquants. Sans en

dresser une vision exhaustive, nous allons nous intéresser, dans un premier temps, à quelques particularités de la gouvernance de l'eau : son caractère multi-niveaux, multi-thématiques et sa forte publicisation.

Depuis les années 1970, la gouvernance de l'eau s'inscrit dans un cadre européen, et repose notamment sur la directive cadre de l'eau (DCE) qui voit le jour en 2000, elle-même déclinée en plusieurs directives spécifiques sur différentes thématiques⁹³⁸. C'est ce texte qui organise en grande partie le fonctionnement de la gouvernance de l'eau en France. La Loi sur l'eau et les Milieux Aquatiques (LEMA) est une transposition de la DCE dans le droit français. La DCE est articulée autour de trois principes majeurs que sont la recherche d'un bon état écologique, qui peut aller, en cas de non-respect jusqu'à des pénalités financières pour les Etats. Le second principe est celui de « pollueur-payeur » qui entérine l'idée que la charge financière de la dégradation de l'eau par les usagers doit être faite par ces mêmes usagers. Enfin, le troisième principe est celui d'une participation des parties prenantes à la définition des politiques de l'eau, exprimé par l'obligation de « consultation du public » (Notte & Salles, 2011). Pour décliner la DCE, la France va mettre en place une organisation spécifique dont nous allons voir seulement quelques aspects qui vont concerner notre cas d'étude. En premier lieu, la DCE propose aux états une gestion à partir des limites géographiques naturelles : les bassins hydrographiques. En France, l'application de ce principe a entraîné la création d'un préfet coordinateur par bassin. Des schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) servent à décliner la DCE au niveau des bassins hydrographiques dans l'objectif d'obtenir un « bon état des eaux » sur la base d'une multitude de critères environnementaux.

Une « police de l'eau » a ensuite la charge de régler les installations, les ouvrages, les travaux ou activités qui peuvent exercer des pressions sur les milieux aquatiques et de sanctionner le cas échéant. Cette police de l'eau est exercée, dans chaque bassin, par un service déconcentré de l'Etat, par exemple, à l'échelle du bassin « Rhône-Saône », par la DREAL Rhône-Alpes, même si le territoire administratif d'intervention de ce service est différent de celui du bassin. Ainsi l'axe Rhône-Saône sur lequel s'exerce la police de l'eau comprend, administrativement, plus de 14 départements, qui n'appartiennent pas tous à la région Rhône-Alpes. Les services assurant la police de l'eau sont responsables, entre autres, de l'instruction des dossiers dits « LEMA ».

⁹³⁸ On retrouve parmi ces directives, la directive « normes de qualité environnementale » (2008) ; la directive-cadre « stratégie pour le milieu marin » (2008) ; La directive « inondation » (2007) ; Les directives « eaux souterraines » (2006) ; La directive « eaux de baignade » (2006) ; La directive « eau potable » (1998) ; La directive « eaux résiduaires urbaines » (1991) ; La directive « nitrates » (1991).

Les collectivités territoriales, notamment les communes et intercommunalités, sont également concernées par la gestion de l'eau, en particulier la gestion du risque inondation. Par exemple, des Plans de Prévention du Risque Inondation (PPRI) sont mis en œuvre au niveau communal. Enfin, la gouvernance de l'eau en France fait l'objet d'une concertation importante avec le public et les acteurs locaux. Les instruments d'action publique que sont les PPRI, lors de leur élaboration, ou les dossiers LEMA, lors de leur instruction, font l'objet d'enquêtes publiques.

Sans aller plus loin dans la description du fonctionnement de la gouvernance, nous pouvons mettre en avant trois spécificités que sont le caractère multi-acteurs, multi-thématiques et le caractère publicisé des différentes actions menées.

Nous allons maintenant mettre en avant les principaux acteurs en charge d'instruire le dossier LEMA d'EDF.

4.1.2. Le rôle de la DREAL dans la gouvernance du fleuve Rhône

Nous venons de présenter, sur un plan très général, les principaux traits de l'organisation de la gestion de l'eau. Mais pour comprendre le rôle des DREAL pour notre cas d'étude, qui ne se limite pas à la police de l'eau déjà évoquée, il convient de revenir brièvement sur trois de leurs missions, que sont la police de l'eau, la sécurité hydraulique et la mission Rhône, en charge de l'élaboration des PPRI le long du Rhône. Ces trois missions sont assurées chacune par un service d'une DREAL (pas nécessairement la même on le verra). Les trois services vont être au centre de l'instruction du dossier LEMA établi par EDF. La nature du dossier et l'étendue géographique des parades vont demander leur coordination :

- Police de l'eau : une des missions de la DREAL Rhône- Alpes, on l'a vu, est d'exercer la police de l'eau : « *La mission de police de l'eau, c'est une mission régaliennne d'instruction de dossiers, qui peuvent être soumis soit à déclaration, soit à autorisation, en fonction des seuils fixés dans une nomenclature. Donc, notre mission, c'est de l'instruction puis derrière, on va faire du contrôle aussi et on va participer de façon générale à la politique de l'eau* »⁹³⁹. A ce titre, le service a en charge l'instruction des dossiers LEMA. Mais cette police de l'eau ne comprend pas le contrôle des ouvrages hydrauliques qui, pour des raisons de découpages administratifs, est exercé dans une autre DREAL.

⁹³⁹ Entretien avec un responsable de la Police de l'eau de la DREAL Rhône-Alpes, 01/07/2016

- Contrôle des ouvrages hydrauliques : au niveau du canal Donzère-Mondragon, c'est la DREAL PACA, qui est en charge de la sécurité des ouvrages hydrauliques. La mission consiste en la vérification des documents réglementaires produits par les exploitants. Le rôle de ce service peut être rapproché du rôle de contrôleur de l'ASN pour la sûreté des installations.
- Mission Rhône : en 2006, suite aux inondations du Rhône de 2003, une doctrine régionale dite « doctrine Rhône » propose de réviser l'ensemble des Plans Particuliers de Prévention du Risque Inondation (PPRI) des communes autour du fleuve. Dans cette perspective, la « mission Rhône », au sein de la DREAL Rhône-Alpes, est l'entité en charge de la production d'un aléa de référence sur la base de modélisations et du suivi de l'élaboration des PPRI.

4.1.3. Une configuration inhabituelle pour l'instruction du dossier LEMA d'EDF

Un découpage de l'instruction complexe dû à l'emprise territoriale des différentes parades

C'est donc la DREAL Rhône-Alpes, et notamment la cellule « Police de l'eau », qui est en charge d'instruire la démarche. Toutefois, à la DREAL Rhône-Alpes va être associée la DREAL PACA pour le volet « sécurité » car une partie des ouvrages de la CNR qui vont être modifiés se trouvent en région PACA. Comme l'explique un responsable du dossier à la DREAL Rhône-Alpes, « *c'est lié à l'aménagement de Donzère-Mondragon et dans la séparation des aménagements, l'aménagement de Donzère-Mondragon est suivi en termes de sécurité par la DREAL PACA. Il y a une répartition par aménagement, et Donzère-Mondragon, comme c'est à cheval sur plusieurs départements, ça a été confié, en fait, à la DREAL PACA* »⁹⁴⁰.

On pressent que, l'instruction du dossier LEMA sur le site du Tricastin va également être rendue plus complexe par l'étendue du territoire concerné par les parades, qui recouvre plusieurs communes, régions et départements. Le territoire concerné par ce dossier déborde en effet largement le site nucléaire du Tricastin et concerne plusieurs territoires administratifs, ce qui va engendrer une construction collective de la procédure autour de tous ces échelons. Pour illustrer cet élargissement du périmètre, nous noterons que pour l'instruction du dossier LEMA, des réunions ont été effectuées « *sous l'égide du Service de la Navigation Rhône-Saône (SNRS), avec l'ASN et les services*

⁹⁴⁰ Ibid

départementaux (DDT 26, DDT 07, STAP 26) et régionaux (DREAL PACA, DREAL Rhône-Alpes, DRAC Rhône-Alpes) compétents, ainsi qu'avec la mairie de Donzère »⁹⁴¹.

L'ASN et la DREAL : un rapprochement inhabituel

La division ASN de Lyon, en charge des centrales nucléaires le long du Rhône, et la DREAL Rhône-Alpes sont liées, puisque le directeur de la DREAL Rhône-Alpes est aussi le directeur de la division de l'ASN de Lyon, comme l'explique un inspecteur de l'ASN : « nous agissons sous l'autorité du délégué territorial de l'ASN, qui est également directeur de la DREAL, bien que les fonctions soient distinctes. C'est quand même la même personne donc, même si la DREAL, les services de l'eau et la police de l'eau, ce ne sont pas nos collègues de travail immédiats, ça reste quand même des collègues »⁹⁴². Mais si l'ASN et la DREAL sont placées sous l'autorité d'une même personne et situées dans les mêmes locaux, les traitements du risque d'inondation pour la sûreté nucléaire et pour la gouvernance de l'eau sont totalement dissociés : « Quand on se place au point de vue uniquement DREAL, en fait la question des inondations dans les centrales nucléaires, on ne la traite pas. Puisque dans le périmètre de la centrale, c'est l'ASN qui gère, qui donne les prescriptions, avec des règles qui sont pas du tout les mêmes que celles qu'on peut utiliser pour gérer le risque en matière d'inondation sur le territoire »⁹⁴³. Comme l'explique un responsable du dossier à la DREAL : « Voilà, EDF a comme principal interlocuteur dans les services l'autorité de sûreté nucléaire. Ils ont l'habitude de fonctionner avec cette autorité, mais pas forcément avec les services de police de l'eau. Et voilà, ils n'ont pas, ils n'avaient pas forcément l'habitude de construire des dossiers de cette sorte »⁹⁴⁴. En outre, en matière de modifications des INB existantes, seules les modifications importantes (changement du périmètre, changement d'exploitants ou modifications notables de l'installation) déclenchent un processus d'autorisation incluant un arrêté préfectoral et une enquête publique⁹⁴⁵, qui pourrait se rapprocher de l'instruction d'un dossier LEMA. Mais ces occasions sont rares pour les installations nucléaires d'EDF.

L'ASN et EDF ont donc rarement l'occasion de traiter avec les acteurs de la gouvernance de l'eau pour ce type de dossier. La procédure LEMA va pourtant obliger les acteurs de la sûreté à s'adapter à un autre mode de fonctionnement. Comme nous l'avons vu, la constitution du dossier LEMA que doit

⁹⁴¹ EDF (2012). Lettre d'EDF au préfet de la Drôme, le 15 juin 2012.

⁹⁴² Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016

⁹⁴³ Entretien avec un responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016

⁹⁴⁴ Entretien avec un responsable de la Police de l'eau de la DREAL Rhône-Alpes, 01/07/2016

⁹⁴⁵ Décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base.

réaliser EDF se déroule à partir de la fin 2011, moment où se combinent les ECS post-Fukushima et la visite décennale de la centrale du Tricastin pour laquelle l'ASN doit prendre une décision sur la poursuite de l'exploitation pour 10 ans. Cet enjeu va avoir une importance dans le déroulement de toute la procédure LEMA, comme l'explique un responsable du dossier à la DREAL : « *On avait aussi une pression sur les délais, parce qu'il fallait que les travaux démarrent rapidement. L'ASN, ils ont parfois assisté à certaines réunions avec nous, pour aussi, quelque part, mettre un petit peu la pression à EDF* ». Mais l'ASN va aussi jouer le rôle de facilitateur dans tout le processus : « *La division de Lyon a été associée par le service instructeur aux différentes étapes de la procédure en essayant de faciliter les relations entre ce service et EDF. L'ASN note en particulier que le service instructeur a à plusieurs reprises fait part de son insatisfaction sur le contenu et le portage de ce dossier par EDF* »⁹⁴⁶. Comme nous allons le voir, l'ASN va tenter de favoriser les échanges entre la DREAL et EDF dans l'objectif de respecter l'échéance du 31 décembre 2014 pour la fin des travaux. Les points de blocages sont alors nombreux et encore, pour certains, liés aux mauvaises relations entre EDF et la CNR.

4.2. L'instruction d'un dossier LEMA pas comme les autres

Le dossier LEMA qu'EDF doit concevoir va faire l'objet d'une procédure incluant une dizaine d'étapes comme nous pouvons le voir sur la Figure 112. Nous pouvons séparer ces étapes en deux grandes phases, la première relevant de l'instruction du dossier par la DREAL (entre Décembre 2011 et Février 2013), la seconde d'une forme de consultation et de « publicisation », plus courte (Février 2013-Octobre 2013), ou d'autres acteurs (Autorité environnementale, citoyens...) sont consultés pour donner un avis sur le dossier d'EDF.

⁹⁴⁶ ASN (2013). Lettre ASN à l'attention du délégué territorial par intérim de la division de Lyon de l'ASN, « Centre nucléaire de production d'électricité du Tricastin. Protection contre une crue millénaire majorée », 15 mars 2013.

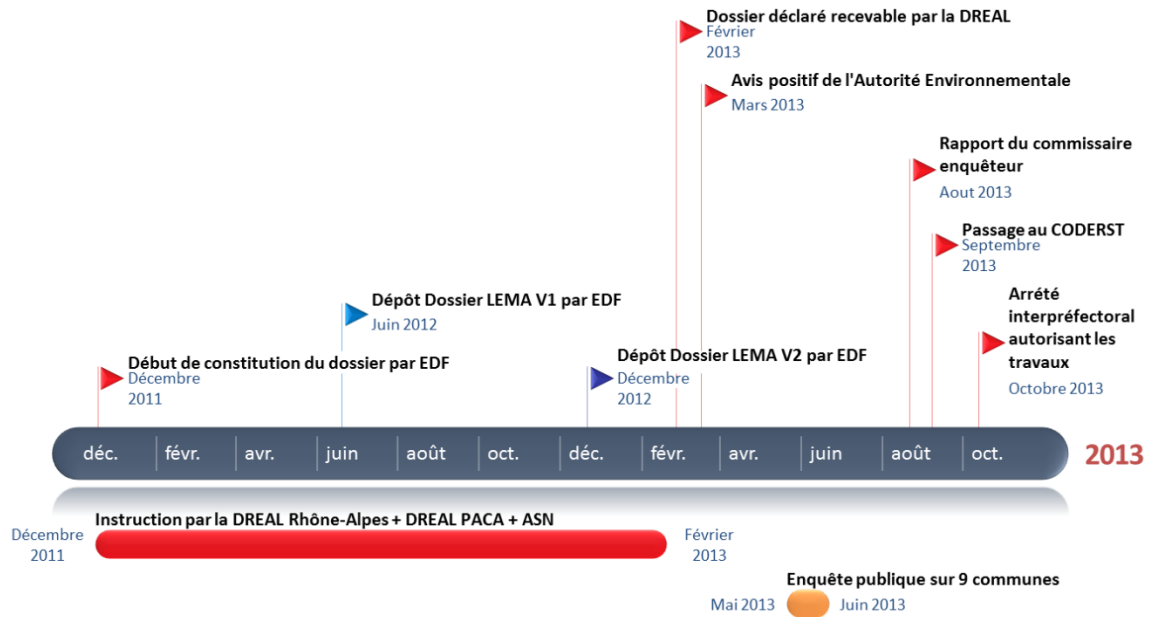


Figure 112 : Déroulement de la procédure LEMA pour le dossier EDF de modifications liées au risque d'inondation de la centrale du Tricastin

Le dossier LEMA doit être constitué de plusieurs volets spécifiques qui ne font plus du tout apparaître les enjeux de sûreté nucléaire. Nous avons résumé ces différents volets, techniques, environnementaux ou liés au risque d'inondation, sur la Figure 113. Comme nous pouvons le voir, certains sujets sont totalement étrangers aux préoccupations de sûreté (notamment le volet site et paysage ou encore le volet milieu naturel). D'autres volets ont un rapport avec l'inondation, mais imposent une cartographie du risque, pratique à laquelle ne sont pas habitués les acteurs de la sûreté nucléaire. L'instruction de ces différents volets, inhabituels pour les organisations du régime de régulation, va engendrer une série de points bloquants. Il faudra des discussions multiples et complexes pour aboutir à un dossier recevable par la DREAL.

Volets	Principes	Difficultés
Sécurité des ouvrages hydroélectriques	Evaluer l'impact des modifications sur la sécurité des ouvrages	Etudes de Dangers différentes entre CNR et EDF
Consigne d'exploitation en crue	Définir l'organisation et les manœuvres à effectuer en cas de crue	Problème de définition des responsabilités entre EDF et CNR
Site et paysage	Analyser les impacts du projet sur le paysages et les documents d'urbanisme	Dossier pas assez détaillé
Milieu naturel	Proposer des compensations environnementales pour dégradation du milieu naturel	Négociation sur les compensations
Risque inondation	Cartographier le risque d'inondation sans et avec les modifications	Incohérence des PPRI DREAL et cartographie EDF

Figure 113 : Principaux volets d'un dossier LEMA et difficultés liées au dossier LEMA EDF

Si la procédure LEMA est une procédure générique, dans le cas qui nous occupe, elle va revêtir un caractère exceptionnel, et ce pour plusieurs raisons. Premièrement, on l'a dit, l'ASN va intervenir comme facilitateur dans les échanges, notamment pour tenter de faire appliquer sa décision de 2011 de terminer les travaux pour décembre 2014. L'instruction de ce dossier va donc être extrêmement tendue en termes de délais, ce qui va conduire à une pression importante sur les services de la DREAL pour respecter le délai fixé par l'ASN, comme l'explique un responsable de la DREAL en charge du dossier : « *nos services instructeurs, on a été extrêmement mis sous pression pour tenir les délais et faire avancer le dossier. Notre rôle c'était que le dossier effectivement avance pour pouvoir respecter le calendrier tout en conciliant quand même la bonne prise en compte des enjeux environnementaux* »⁹⁴⁷.

Deuxièmement, EDF n'a pas du tout l'habitude de ce genre de procédure pour ses installations nucléaires, ce qui va engendrer de nombreux retards.

⁹⁴⁷ Entretien avec un responsable de la Police de l'eau de la DREAL Rhône-Alpes, 01/07/2016.

Enfin, les parades envisagées par EDF et la CNR sont repartis sur un territoire vaste, comprenant une mosaïque de neuf communes, de trois départements et de deux régions (voir figure 114). Le nombre d'acteurs impliqués par cette procédure va donc être tout à fait exceptionnel, ce qui constitue un troisième point particulier de cette procédure.

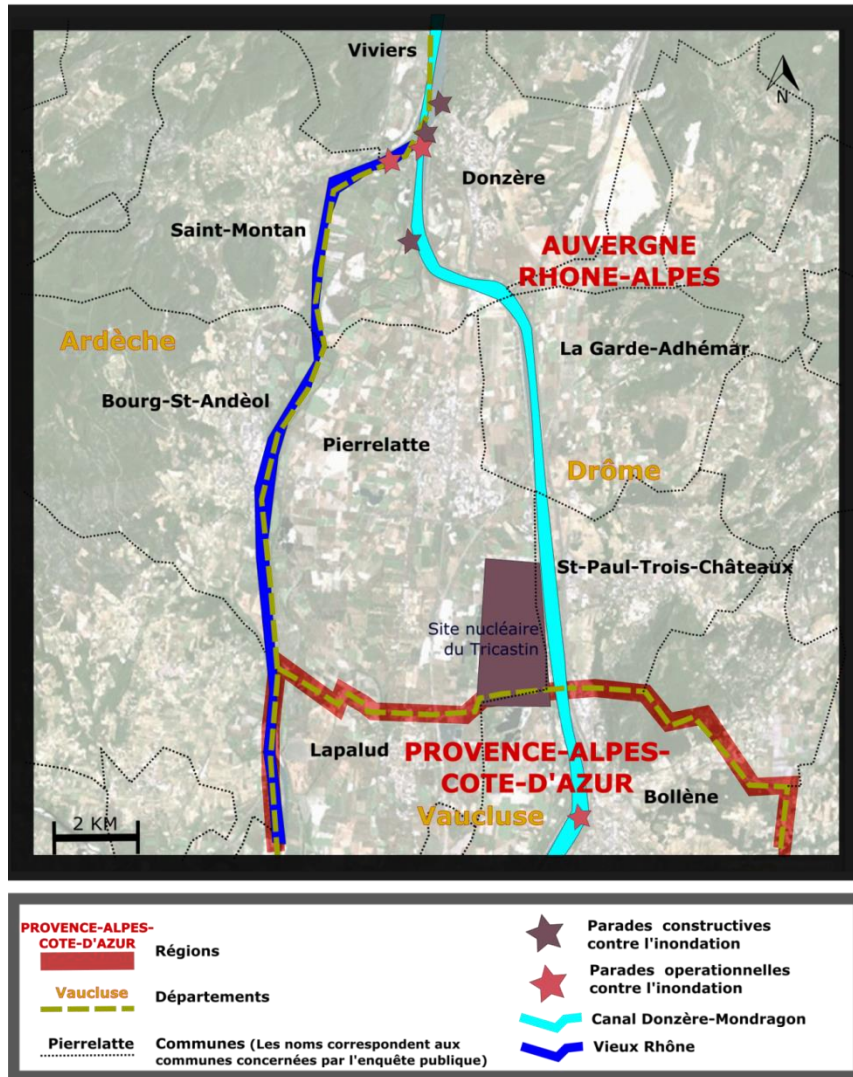


Figure 114 : Complexité administrative du territoire autour de la centrale nucléaire EDF du Tricastin

Nous analyserons dans cette sous-section l'instruction du dossier LEMA d'EDF en montrant deux grandes phases de l'instruction : la phase d'instructions par la DREAL et la phase de consultation et publicisation. Nous analysons comment ce dossier « pas comme les autres » va engendrer de nombreux élargissements peu habituels pour les acteurs de la sûreté nucléaire, engendrant blocages et apprentissages.

4.2.1. L'instruction du dossier par la DREAL : Des points de blocages multiples à régler dans l'urgence

EDF rencontre des difficultés dans la mise en place du dossier LEMA, comme semble le penser un responsable de la délégation de bassin Rhône-Méditerranée de la DREAL Rhône-Alpes lorsqu'il explique que *« visiblement ce n'est pas les choses que la partie nucléaire d'EDF avait l'habitude de mettre en œuvre, d'écrire un dossier d'autorisation Loi sur l'eau »*⁹⁴⁸. Dès le début de l'instruction du dossier, l'ASN note que *« malgré la signature de la convention, les rapports entre la CNR (GDF Suez) et EDF sont toujours aussi mauvais, ce qui ne facilitera pas la rapidité des procédures »*⁹⁴⁹. Alors que qu'EDF rend une première version du dossier LEMA en juin 2012, la DREAL Rhône-Alpes juge le dossier irrecevable et demande de nombreux compléments.

Les blocages liés à la relation défailante entre EDF et CNR

Les deux plus gros points bloquants sur la première version du dossier LEMA sont, pour l'ASN, *« essentiellement dus au manque de dialogue entre EDF et la CNR »*⁹⁵⁰. En effet, lors d'une réunion entre EDF, l'ASN, les DREAL Rhône-Alpes et PACA, il est mis en évidence que le dossier d'EDF est irrecevable en raison de divergences techniques entre la CNR et EDF. Pour la constitution du dossier LEMA, des études de danger (EDD) concernant les risques avant et après travaux doivent être faites par EDF sur les ouvrages qui vont subir les travaux. En juin 2012, la CNR a mis à jour les études de danger de ses ouvrages hydrauliques. Cette évolution a été menée *« en parallèle avec le travail mené par EDF qui n'était pas au courant »*⁹⁵¹. Les EDD CNR et EDF sont différentes et présentent des incohérences.

Un autre point dur réside dans une consigne d'exploitation des ouvrages de la CNR. Si la CNR et EDF ont signé une convention en 2011, celle-ci ne traite pas de la partie « exploitation » des ouvrages. EDF est responsable des ouvrages de la CNR au-dessus de 9 900 m³/s mais il reste à définir une consigne d'exploitation pour savoir comment les deux industriels vont cogérer (ou non), l'exploitation des ouvrages au-dessus d'un débit de 9900 m³/s. Comme l'indique l'ASN, *« la CNR veut donner la responsabilité de l'exploitation à EDF en cas de crue supérieure à celle de projet »*

⁹⁴⁸ Entretien avec un hydrologue de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016

⁹⁴⁹ ASN (2012), Compte rendu de réunion interne.

⁹⁵⁰ ASN (2012). Compte rendu de la Réunion du 23/10/2012 entre EDF, l'ASN, La DREAL Rhône-Alpes et PACA et le BETCGB.

⁹⁵¹ Ibid.

(9000 M3/s) ; ce qu'EDF refuse naturellement. EDF doit se rapprocher de la CNR pour aboutir »⁹⁵². Finalement les deux acteurs ne signeront une convention d'exploitation EDF-CNR qu'en novembre 2014⁹⁵³, EDF étant finalement responsable de l'exploitation au-dessus de 9900 m3/s.

Les blocages liés aux autres aspects

Enfin, d'autres points bloquants sont à mentionner, même s'ils ont été résolus assez rapidement. Il s'agit notamment des points concernant la dimension environnementale du projet. En effet, la sécurité des ouvrages n'est pas le seul enjeu traité par les acteurs lors de la constitution du dossier LEMA : une étude d'impact environnemental est nécessaire étant donné la présence de « Zone Naturelle d'Intérêt Écologique, Faunistique et Floristique (ZNIEFF) » ou Natura 2000, sur le territoire qui concerne les parades. Comme l'explique un responsable en charge du dossier à la DREAL : « Il faut savoir que le défilé de Donzère, c'est un site inscrit. Et donc, on a eu un certain nombre d'échanges avec EDF et avec nos collègues en charge du paysage à la DREAL (...). Bon, on va dire que le projet, il avait été élaboré sans trop prendre en compte cet enjeu, donc il a fallu trouver quand même, quelle mesure d'atténuation pouvait être trouvée »⁹⁵⁴.

En mars 2013, comme l'explique l'ASN, la procédure LEMA n'a pas encore abouti, en raison de ces différents points bloquants, avec pour conséquence que les travaux n'ont toujours pas débuté : « A ce stade, il existe une réelle menace pour que l'échéance fixée par l'ASN pour l'achèvement des travaux ne soit pas respectée : une décision de mise en demeure ou de suspension d'activité pourra alors s'avérer nécessaire, l'amélioration de la protection de la centrale nucléaire du Tricastin vis-à-vis du risque d'inondation constituant une condition à la poursuite d'exploitation des réacteurs du site à l'issue de leur troisième réexamen de sûreté »⁹⁵⁵.

4.2.2. La phase de consultation et de publicisation du dossier : de la centrale au territoire

Suite à la validation du dossier début 2013 par la DREAL, une enquête publique doit être menée sur neuf communes concernées sur le projet. En amont de cette enquête publique, le dossier fait également l'objet d'un avis de l'Autorité Environnementale (AE) qui valide également le dossier. Le

⁹⁵² Ibid.

⁹⁵³ CNR et EDF (2014). « Convention d'exploitation EDF-CNR », novembre 2014.

⁹⁵⁴ Entretien avec un responsable de la Police de l'eau de la DREAL Rhône-Alpes, 01/07/2016.

⁹⁵⁵ ASN (2013). Note à l'attention du délégué territorial par intérim de la division de Lyon de l'ASN, « Centre de production d'électricité du Tricastin. Protection contre une crue millénaire majorée, 15 mars 2013.

rôle de l'AE est alors de fournir un avis préalable à l'enquête publique. Comme l'explique un responsable de l'AE, le rôle de l'AE est beaucoup plus large et différent de celui de l'ASN : « *notre rôle, (à l'autorité environnementale), c'est vraiment de regarder un dossier sous l'angle de l'environnement à trois cent soixante degrés. Donc, en clair, nous, on ne s'arrête pas à la question des procédures, ou à la question de : qu'est-ce qui génère le risque. C'est-à-dire que, on prend un objet, on le regarde sur son territoire et puis on se pose la question à chaque fois de voir toutes les interactions, de voir tous les enjeux (...)* ». Les questions environnementales, effectivement, ne sont pas généralement toujours spontanément traitées par l'ASN ».⁹⁵⁶

L'enquête publique se déroule entre les mois de mai et de juin 2013. Comme l'explique le responsable du dossier à la DREAL : « *Globalement, on a eu quatre avis favorables et les autres ont été réputés favorables puisqu'on n'a pas reçu leur avis* »⁹⁵⁷. Suite à l'enquête, le commissaire enquêteur a donc demandé quelques éléments supplémentaires à EDF, puis « *a jugé que les réponses apportées par le pétitionnaire étaient satisfaisantes. Et donc, il a remis un rapport et ses conclusions avec un avis favorable* »⁹⁵⁸. Il est intéressant de noter qu'une partie des remarques émises lors de l'enquête publique sont en lien avec un autre projet nommé ERIDAN. Il s'agit d'un projet de canalisation de transport de gaz long de 220 km entre les bouches du Rhône et la Drôme. Ce projet de gazoduc enterré à la particularité de passer sous le canal de Donzère-Mondragon, ce qui, en cas d'explosion, pourrait endommager le canal et provoquer une inondation. Certains citoyens ayant répondu à l'enquête publique s'interrogent donc sur ce projet, qui contrairement au risque d'inondation pour la centrale, ne semble pas pris en compte par les organisations en charge de la régulation de la sûreté nucléaire. Ces réflexions issues de l'enquête publique entraîneront une saisine de l'IRSN par l'ASN pour donner un avis sur les conséquences de ce projet sur la centrale nucléaire du Tricastin. Selon un avis rendu par l'IRSN, ce projet n'entraînerait pas de risque important pour l'installation⁹⁵⁹. La publicisation autour de l'enquête publique aura donc conduit l'IRSN et l'ASN à s'intéresser de plus près à ce projet et à rendre un avis, ce qui constitue déjà une forme d'apprentissage liée à l'interaction avec la gouvernance de l'eau.

⁹⁵⁶ Entretien avec un responsable de l'Autorité Environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016

⁹⁵⁷ Entretien avec un responsable de la Police de l'eau de la DREAL Rhône-Alpes, 01/07/2016

⁹⁵⁸ Ibid

⁹⁵⁹ IRSN (2014). Avis concernant l'évaluation des conséquences du projet de gazoduc ERIDAN sur les installations nucléaires du site du Tricastin, 2014.

La fin de l'instruction du dossier n'apporte pas de réelles modifications au dossier. En parallèle à l'enquête publique se déroule une « conférence administrative », procédure collective permettant à des acteurs administratifs variés⁹⁶⁰, par exemple dans des domaines comme la santé et les affaires culturelles, de rendre chacun un avis sur le dossier d'EDF. Ensuite, un avis positif des Conseils départementaux de l'environnement, des risques sanitaires et technologiques (CODERST) des trois départements concernés (Vaucluse, Drôme et Ardèche), est rendu. L'ensemble des préfets signent ensuite l'arrêté inter-préfectoral⁹⁶¹ qui valide les travaux prévus par EDF.

Cette phase de publicisation est intéressante car elle dévoile une vision beaucoup plus large de ce qu'est le lien entre risque et territoire, à laquelle ne sont pas habitués EDF et l'ASN. La procédure va également provoquer l'étude de scénarios liés à des projets « hors nucléaire », comme le projet ERIDAN.

Mais ces élargissements liés à l'instruction du dossier LEMA vont également provoquer une confrontation de méthodes sur le sujet de l'inondation. Nous allons en effet maintenant revenir sur une controverse, qui s'est déroulée en amont de l'enquête publique, entre experts de la DREAL, d'un côté, et experts du nucléaire de l'autre (ASN, EDF, IRSN), et qui a mis en évidence la différence de visions et de méthodes entre les deux univers.

4.3. Une controverse autour de la cartographie du risque d'inondation

Comme nous l'avons déjà mentionné, le risque d'inondation constitue une brique importante de la gouvernance de l'eau. Un des instruments d'action publique mobilisé pour gérer ce risque est le Plan Particulier de Prévention du Risque Inondation (PPRI), document cartographique qui a pour but de délimiter des zones en fonction du risque d'inondation, dans l'optique de fournir une aide à la décision en matière d'urbanisation.

Un des volets de la procédure LEMA consiste en la cartographie du champ d'inondation avant et après travaux de modifications pour juger des effets des travaux sur le risque. Pour ce faire, EDF va

⁹⁶⁰ Il s'agit notamment de l'Agence régionale de la santé de Rhône-Alpes, la Direction départementale des territoires (Ardèche, Drome, Vaucluse), la CNR, la Direction Régionale des affaires culturelles et l'Office national de l'eau et des milieux aquatiques (ONEMA).

⁹⁶¹ Arrêté interpréfectoral n° 2013274-0014 du 1er octobre 2013 (Drôme), n° 2013274-0007 du 1er octobre 2013 (Ardèche), n° 2013275-0002 du 2 octobre 2013 (Vaucluse), autorisant au titre de l'article L.214-3 du Code de l'environnement EDF réaliser les travaux d'amélioration de la protection du centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Tricastin contre les crues du Rhône.

être amené, pour la première fois, à cartographier les conséquences de la crue millénale majorée de débit 13 700 m³/s. Or la DREAL, qui effectue au même moment des cartes pour les PPRI en cours de révision de différentes communes autour du fleuve Rhône, va alors pointer des différences flagrantes avec les cartes réalisées par EDF, différences impossibles à afficher dans l'espace public. Cet épisode sera révélateur d'une peur de la mise en cause publique de l'expertise. Il s'achèvera finalement par un rapprochement entre les acteurs de la gouvernance de l'eau et de la sûreté nucléaire qui tenteront d'harmoniser leurs méthodes.

4.3.1. La cartographie du risque dans les PPRI : le nucléaire absent

Historique et principe du PPRI

Les PPRI (plans de prévention des risques inondation), créés en 1995⁹⁶² par la « loi Barnier », sont des documents cartographiques règlementaires, établis et approuvés par les services de l'État. Ils ont pour objectif d'évaluer les zones pouvant subir des inondations et de proposer des solutions techniques et juridiques pour les prévenir. Ils sont établis sous l'autorité du préfet et délimitent, à échelle communale ou intercommunale, des zones exposées aux risques naturels prévisibles tels que les inondations. Ils fixent des mesures de prévention des risques et de réduction des conséquences, ou visent à les rendre supportables, tant à l'égard des biens que des activités implantées ou projetées. En particulier, ils veillent à éviter les obstacles à l'écoulement des eaux et à ce qu'on ne restreigne pas de manière nuisible les champs d'inondation (zones d'expansion naturelle des crues). Les PPRI sont prescrits par un arrêté préfectoral. La première étape consiste, pour les services de l'État, à effectuer un travail sur les aléas qui concernent la zone du PPRI. Ce travail aboutit à un dossier de concertation sur l'aléa. Un avant-projet de réglementation est ensuite réalisé sur la base des aléas définis dans la première étape d'élaboration. Le projet résultant est ensuite soumis à une enquête publique puis approuvé par le préfet. In fine, le PPRI est un document cartographique qui définit des zones en fonction du risque d'inondation, dans le but de limiter l'urbanisation. Les installations nucléaires n'apparaissent pas sur cette cartographie (voir chapitre 5 et 6). La durée de sa validité est considérée comme « indéfinie ». Une révision est nécessaire si de nouvelles connaissances sur l'aléa le justifient ou si une nouvelle réglementation le stipule.

⁹⁶² Loi n° 95-101 du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de l'environnement.

La cartographie du risque dans les PPRI autour du Rhône

La circulaire du 24 janvier 1994 précise que l'évènement de référence à retenir pour le zonage est conventionnellement la plus forte crue connue ou une crue centennale. Cet aléa de référence est appelé « crue de référence ». L'aléa de référence peut être obtenu, soit par une analyse hydro-géomorphologique, soit par l'exploitation directe d'une crue historique de référence si elle est connue, soit par un traitement statistique à partir d'une chronique de données de longue durée. Pour le cas du Rhône, c'est la DREAL qui rédige les PPRI en se basant sur la crue du Rhône de 1856, la plus importante historiquement. La mission Rhône de la DREAL, mise en place avec le « plan Rhône » à la suite des inondations de 2002-2003 est alors en charge de rédiger les PPRI. A partir du milieu des années 2000, l'idée est alors de modéliser la crue de 1856, tout au long du Rhône, avec les conditions d'écoulement actuelles. En effet, en 1856, le Rhône n'était pas encore aménagé par la CNR. Pour ce faire, la DREAL utilise un modèle hydraulique développé par la CNR pour le Rhône. Les relations entre la DREAL et la CNR sont alors très poussées sur ces aspects techniques. Ni EDF, ni aucun autre acteur de la sûreté nucléaire, ne participent à la conception des PPRI, qui ne les concernent pas sauf à proximité directe des installations nucléaires. A priori, la rencontre entre la DREAL et EDF sur ce sujet n'a pas de raisons d'être.

Mais, comme on l'a vu, EDF va, pour la première fois, en 2012, être obligé de cartographier, pour le dossier LEMA, une crue millénale sur un territoire beaucoup plus important que sa centrale, avec des outils de modélisation créés pour l'occasion. Or de son côté, la DREAL est, également, depuis 2007, en charge de cartographier une crue millénale, plus importante donc, *a priori*, que celle qui servait de base aux PPRI déjà établis. En effet, depuis 2007, avec la directive européenne inondation⁹⁶³, les états membres sont invités à modéliser et cartographier une crue dite « extrême », qui correspond à la crue millénale, à titre d'information et sans obligation réglementaire. EDF et la DREAL vont donc devoir travailler, à peu près en même temps, sur des crues « extrêmes » et comparer leur cartographie du risque d'inondation dans la cadre de la procédure LEMA. Cet épisode se déroule entre 2012 et 2013, avant l'enquête publique.

4.3.2. Deux évaluations du risque différentes : un problème d'affichage pour EDF et la DREAL

La cartographie de la zone inondable réalisée par EDF va rendre visible, aux yeux de la DREAL, les techniques et méthodes utilisées par l'exploitant et mettre en évidence des divergences. Rappelons

⁹⁶³ Directive européenne du 23 octobre 2007 relative à l'évaluation et à la gestion des risques d'inondation.

d'abord que les périmètres géographiques considérés étaient jusque-là différents : d'ordinaire, EDF travaille sur la modélisation de l'inondation sur le périmètre de son site nucléaire, alors que la DREAL modélise des inondations sur des périmètres géographiques plus importants. Or la procédure LEMA impose à EDF de calculer et de cartographier l'impact de ses différentes parades, sur la base de la crue millénale majorée (13 700 m³/s), sur une zone de plusieurs dizaines de kilomètres de longueur, située en aval des barrages de retenue et de garde de la CNR. La cartographie est alors centrée, comme pour le PPRI sur le vieux Rhône. Au même moment, les services de l'Etat (DREAL Rhône-Alpes) procèdent aux modélisations nécessaires pour définir les lignes d'eau⁹⁶⁴ de référence du PPRI des communes des Pierrelatte et de Donzère, sur la base d'un modèle de la CNR. En référence à la directive inondation de l'UE, une crue millénale (à laquelle est attribuée le débit de 9900 m³/s) est cartographiée par la DREAL. C'est à ce moment que les cartographies de la DREAL et d'EDF sont comparées et que des différences assez flagrantes apparaissent. Comme l'explique un responsable de la DREAL : « *On a eu des discussions un peu dures avec EDF sur ce qu'ils affichaient comme zone d'inondation, qui n'était pas conforme avec ce que nous on affichait. Ils affichaient des inondations moins importantes pour des crues de projet⁹⁶⁵ plus importantes. Donc il y avait un problème* »⁹⁶⁶. Un inspecteur de l'ASN en charge du site précise : « *C'est-à-dire que, à la marge, il ne faut pas caricaturer mes propos, mais à la marge, il y avait des lignes d'eau 13 700 m³/s selon le modèle d'EDF, qui étaient parfois inférieures à certaines lignes d'eau à 9 900 m³/s de la DREAL* »⁹⁶⁷. Nous avons tenté de représenter schématiquement ces différences. Les incohérences sont relatives aux croisements des lignes d'eau entre la crue millénale de la DREAL, la crue millénale majorée de 15%⁹⁶⁸ d'EDF et la zone réellement inondée par la crue de 2003 (Figure 115).

⁹⁶⁴ La ligne d'eau correspond à la représentation d'un débit en fonction d'un point géographique. Elle est représentée sur une carte par la limite géographique de la zone inondable.

⁹⁶⁵ La crue de projet d'EDF est la crue millénale majorée de 13 700 m³/s.

⁹⁶⁶ Entretien avec responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016.

⁹⁶⁷ Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016.

⁹⁶⁸ Un autre détail technique reste à mentionner, sans nous y attarder. En plus de la marge de 15 % pour la crue millénale majorée définie pour le nucléaire, EDF retient la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% lors de l'étape d'évaluation statistique du débit. Ceci explique en partie la différence importante entre le débit obtenu par la CNR pour une crue millénale et celui obtenu par EDF pour une crue millénale +15%.

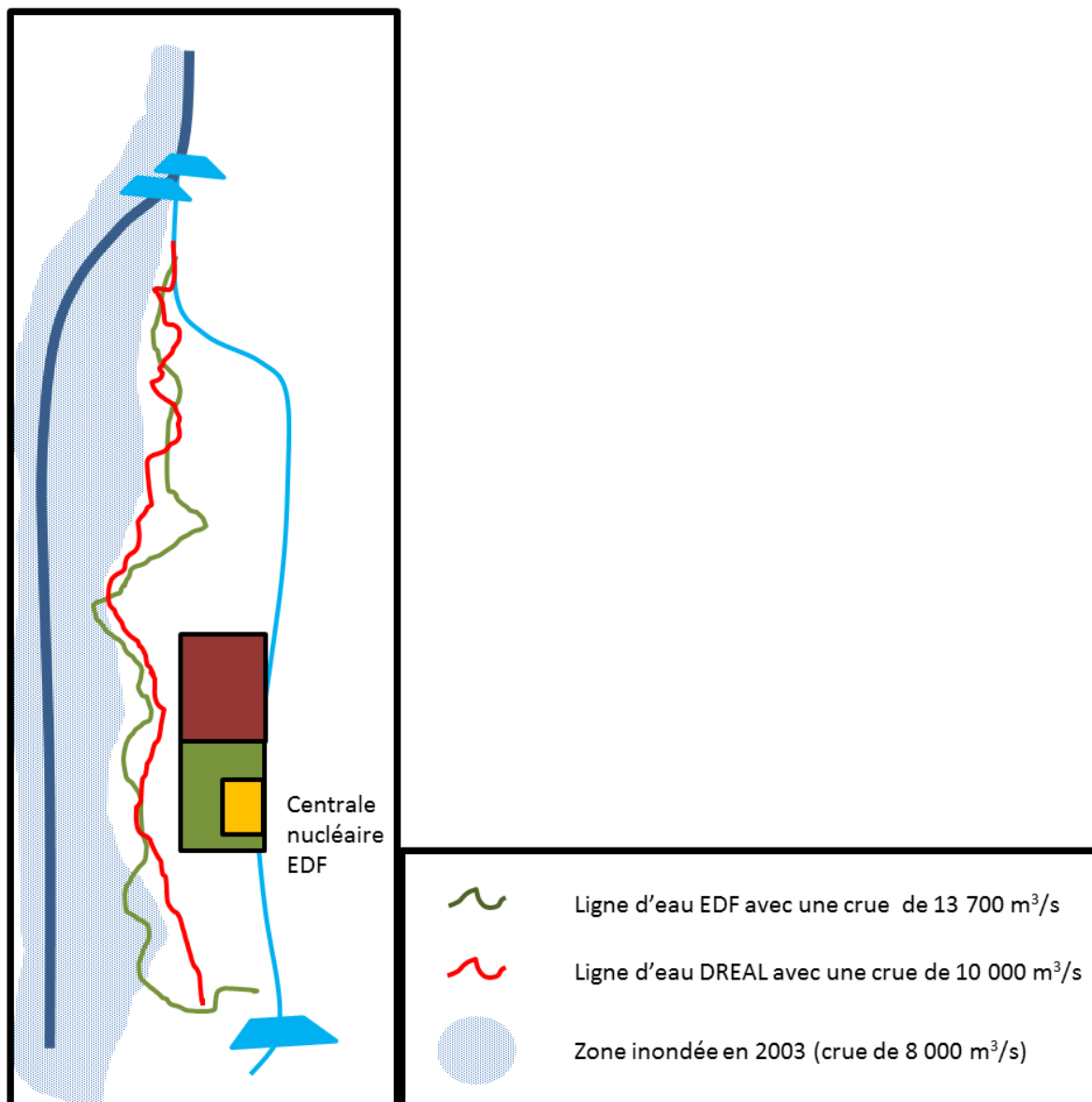


Figure 115 : Représentation simplifiée des lignes d'eaux EDF et DREAL concernant la crue du vieux Rhône selon différents référentiels

Ces incohérences sont d'autant plus problématiques que pour la conception des PPRI de Pierrelatte et Donzère, des enquêtes publiques sont programmées, comme pour le dossier LEMA d'EDF. Ces deux types d'enquêtes publiques obligent les acteurs à afficher leur cartographie du risque d'inondation. Pour EDF et la DREAL, afficher des cartes différentes pour le même risque pourrait créer une controverse publique sur le sujet. Lors d'une réunion avec EDF et l'ASN, la DREAL exprime alors le problème de manière simple : « *Les résultats observés doivent être cohérents. Autrement dit, quand on compare deux modèles, aux incertitudes près, plus le débit est grand, plus les lignes d'eau*

*en lit mineur sont élevées et plus les champs d'inondations sont étendus »*⁹⁶⁹. En 2012, ce point de blocage, entre autres, rend irrecevable le dossier LEMA d'EDF par les services de l'Etat.

4.3.3. Une harmonisation des méthodes

Il s'avère en fait que les modèles hydrauliques⁹⁷⁰ utilisés par EDF et la CNR sont différents, ce qui explique que les cartographies des zones inondables soient également différentes. Comme l'explique un responsable de la DREAL : « *EDF n'avait pas de modèle (...). Ce n'est pas habituel qu'ils travaillent sur le Rhône »*⁹⁷¹. Au fil de réunions que la DREAL et EDF vont organiser, et qui vont impliquer l'IRSN et l'ASN, les différentes parties vont converger pour obtenir des résultats plus cohérents. Un agent de la DREAL précise : « *On a eu la prétention de croire que notre modèle était meilleur que le leur, c'est quelque chose qu'on travaille quand même depuis quelques années alors qu'eux étaient nouveaux dans le système (...). EDF a révisé son modèle avant la mise à l'enquête publique du projet »*⁹⁷².

Finalement, EDF révisé donc son modèle, ce qui permettra de faire apparaître les deux cartographies, PPRI et zonage pour la crue millénale majorée d'EDF, comme cohérentes. La crainte de l'affichage des divergences, et de la mise en cause des faiblesses de l'expertise publique, qui pouvait en découler a joué un rôle moteur dans cette évolution. Par ailleurs, cette étape de la procédure LEMA a montré les frontières techniques qui séparaient les pratiques des acteurs, mais elle a également permis des apprentissages sur les méthodes et pratiques respectives, apprentissages qui pourraient se poursuivre car les différents acteurs « conviennent de l'intérêt d'identifier des incohérences entre les évaluations de niveaux réalisées dans les cadres PPRI, directive inondation et sûreté nucléaire »⁹⁷³. Du point de vue de la sûreté nucléaire, ces apprentissages n'apporteront pas de modifications immédiates de la prise en compte du risque d'inondation. Mais au-delà de ce cas, va

⁹⁶⁹ ASN (2012). Compte-rendu de réunion ASN-DREAL-EDF du 27/02/2012.

⁹⁷⁰ La construction d'un modèle hydraulique nécessite de disposer de données topographiques décrivant le lit de la rivière et ses éventuels bras secondaires (lit mineur), la plaine inondable (lit majeur) et tous les ouvrages influant sur les écoulements (digues de protection contre les crues, barrages de navigation, ponts, ...).

⁹⁷¹ Entretien avec un responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016

⁹⁷² Ibid.

⁹⁷³ ASN (2013). Réunion d'échange IRSN-ASN-DREAL Rhône-Alpes du 10 décembre 2013.

naître une volonté d'harmoniser les méthodes à travers des projets de recherche en partenariat⁹⁷⁴, auxquels participeront la CNR et EDF notamment.

4.4. Les ouvrages de la CNR et les sites nucléaires de la vallée du Rhône : le point de départ d'une collaboration ASN/DREAL

Le dossier du canal de Donzère-Mondragon que nous avons étudié apparaît comme unique par l'ampleur technique, politique et administrative qu'il a prise entre 1999 et 2014. Comme l'explique un inspecteur de l'ASN sur ce secteur : « *Globalement, (en ce qui concerne) la situation d'inondation sur les centrales nucléaires dans la vallée du Rhône, notamment sur le Rhône aval, c'est-à-dire en aval de Lyon et de la confluence de la Saône, il y a forcément une imbrication avec CNR* »⁹⁷⁵. En effet, d'autres sites nucléaires de la vallée du Rhône sont des configurations spatiales impliquant des relations entre EDF et la CNR. L'ASN et la DREAL vont mettre alors en route des collaborations pour traiter ces différents cas. En effet, dans un premier temps et sur le site du Tricastin, une collaboration entre la DREAL et l'ASN va prendre forme autour d'une inspection concernant la fin des travaux liés au dossier LEMA. Pour d'autres sites de la vallée du Rhône et notamment les centrales de Cruas et de Saint-Alban, d'autres tentatives de collaboration vont être menées.

4.4.1. La visite d'inspection conjointe sur le Tricastin de l'ASN et de la DREAL : le début d'une collaboration

Les travaux faits par EDF sur les ouvrages et les aménagements CNR se déroulent entre fin 2013 et fin 2014. Suite aux travaux, une inspection de l'ASN se déroule le 9 janvier 2015 et porte sur le respect de la décision de l'ASN de 2011 concernant l'échéance du chantier sur les ouvrages du canal de Donzère-Mondragon pour le 31 décembre 2014. Pour cette inspection, l'ASN est accompagnée de représentants des DREAL Rhône-Alpes et PACA, ce qui est une première, tout comme l'étendue du secteur inspecté, comme l'explique un inspecteur de l'ASN présent le 9 janvier 2015 : « *Je n'avais jamais fait d'inspection comme ça, c'était quasiment avec un car. On a invité des collègues de la DREAL qui avaient travaillé sur ce dossier, aussi bien PACA que Rhône Alpes. Et la CNR également était présente. Donc, c'est quand même assez unique. On a fait une inspection sur des ouvrages qui*

⁹⁷⁴ On peut notamment citer le projet Extraflo (2009-2013) qui a pour objet de procéder à une comparaison des principales méthodes de prédétermination des pluies et crues extrêmes utilisées en France. On note également des travaux de recherche communs IRSN/CNR (étude de propagation d'incertitude menée sur un modèle de la CNR couplé avec un modèle de l'IRSN).

⁹⁷⁵ Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016.

étaient en dehors du périmètre INB. Je n'avais jamais fait une inspection avec une telle dimension »⁹⁷⁶.

L'ASN constate que « *les travaux ont été correctement exécutés et permettent de protéger la centrale nucléaire du Tricastin »⁹⁷⁷* et demande quelques ajustements. Dans la partie « observations » du compte rendu, les inspecteurs insistent sur l'intérêt du maintien des relations entre EDF et la CNR, en rappelant l'ensemble du processus lié au risque d'inondation sur ce site, depuis une dizaine d'années : « *Nonobstant les obligations juridiques incombant à chacun et le caractère concurrentiel des relations existant entre EDF et CNR, l'ASN invite ces deux entreprises à maintenir un haut niveau de collaboration (...). L'ASN invite ces deux entreprises à privilégier la recherche de l'intérêt général dans leurs relations sur cette question »⁹⁷⁸.*

Cette rencontre entraîne une collaboration entre l'ASN et la DREAL autour d'une inspection commune, qui sera reprise sur d'autres sites du Rhône et notamment à Saint-Alban.

4.4.2. Saint-Alban : un découpage des digues complexe entre la CNR et EDF

La centrale nucléaire EDF de Saint-Alban a été construite à partir de 1979 et mise en service en 1986. Elle est située sur les rives du Rhône, en Isère, à 50 km en aval de Lyon. Quelques années avant la construction, la CNR termine la construction de l'aménagement hydraulique du Péage de Roussillon, qui contient notamment une usine hydroélectrique en amont et une usine écluse en aval. Pour cet aménagement, la CNR réalise également des digues en amont de cet aménagement. Au moment de la construction de la centrale, des échanges de terrains sont réalisés entre EDF et la CNR, notamment parce que les digues du canal d'amenée (qui permet à la station de pompage de la centrale de pomper l'eau du fleuve) et du canal de rejet (qui permet de rejeter l'eau de la centrale) sont situées sur les terrains de la CNR (Figure 116).

⁹⁷⁶ Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016.

⁹⁷⁷ ASN (2015). Compte rendu de l'inspection du 9 janvier 2015 sur la thématique « Agressions climatiques », 28 janvier 2015.

⁹⁷⁸ Ibid.



Schéma des installations

Légende

- 1 : digue du canal d'amenée
- 2 : digue du canal de rejet
- 3 : entrée d'eau de secours

Figure 116 : Schéma des digues de la centrale nucléaire de Saint-Alban, ASN, 2016

Depuis la Loi sur l'eau de 2006 et la publication de différents décrets en 2007 et 2015, EDF doit déclarer ces digues comme des « barrages », ce qui a été fait en 2014, ce qui oblige l'intervention de la DREAL. Dans un premier temps, la DREAL Rhône-Alpes tente, sans succès, de faire signer une convention entre la CNR et EDF pour une gestion « *cordonnée des deux tronçons de digues* »⁹⁷⁹. La DREAL demande en effet à la CNR de gérer cette portion de digues qui contribue à l'aménagement du Péage-de-Roussillon, bien que ce tronçon appartienne à EDF. Comme l'explique l'ASN : « *Dans ce contexte, la CNR vous a adressé un courrier (...), le 14 décembre 2011 pour vous demander de disposer des éléments relatifs à la surveillance et à l'auscultation des endiguements situés sur votre propriété. Les inspecteurs ont noté que vous n'avez pas répondu à cette sollicitation* »⁹⁸⁰. Encore une fois, les tensions entre la CNR et EDF sont palpables sur ce dossier et cinq ans après la demande de la CNR à EDF, lors d'une inspection de l'ASN du 28 juin 2016 à laquelle nous avons participé, le problème n'était toujours pas réglé. La collaboration entre l'ASN et la DREAL doit alors se poursuivre pour permettre l'aboutissement de ce dossier.

4.4.3. Cruas : la rupture du dialogue entre EDF et la CNR

Les rapports entre la CNR et EDF ne sont pas plus sereins sur le site de Cruas, situé en amont de la centrale du Tricastin, comme l'explique un inspecteur de l'ASN : « *Typiquement sur Cruas, il y a un*

⁹⁷⁹ ASN (2016). Synthèse de l'inspection du 28 juin 2016 sur la centrale de Saint-Alban, « Source froide et entretien des digues des canaux d'amenée et de rejet », 8 août 2016.

⁹⁸⁰ Ibid.

chenal d'amenée, qui n'est pas entièrement dans l'installation nucléaire. Et donc, quand ils doivent aller faire du curage sur le chenal d'amenée, ils doivent solliciter l'autorisation au titre de la Police de l'eau, mais pas au titre de l'ASN »⁹⁸¹. Mais au-delà de la question du canal d'amenée, le site de Cruas pose un problème relativement similaire au cas du Tricastin, bien que de plus faible ampleur. En effet, une crue millénale majorée pourrait entraîner une dégradation, voire une rupture de la digue de Sichier, située en amont de la centrale, qui appartient à la CNR. EDF émet alors l'idée de faire des travaux de remblais pour rehausser cette digue à partir de 2007 : « Au-delà d'un certain seuil de débit dans le Rhône, situé bien au-delà de la crue millénale, l'intégrité de la digue de Sichier au nord peut être affectée, dans son état actuel. Le confortement et la rehausse de la digue du Sichier permettraient de garantir l'intégrité de la digue en cas de CMM »⁹⁸². Mais quelques années plus tard, au vu des difficultés sur le site du Tricastin, EDF abandonne l'idée et privilégie une solution de protection interne à la centrale nucléaire : « EDF avait envisagé un temps de renforcer une digue qui appartenait à CNR, mais après les difficultés rencontrées à Tricastin, ils ont préféré l'internaliser sur leur propre périmètre »⁹⁸³.

Dans ce cas, EDF a préféré une solution interne pour ne pas avoir à traiter avec la CNR.

Ces différents cas nous montrent que la collaboration entre l'ASN et la DREAL sur le cas du Tricastin a été ensuite répercutée sur d'autres sites aux problématiques similaires. L'idée d'une ouverture vers la DREAL ne semble donc pas seulement temporairement liée au cas du Tricastin mais s'inscrit comme un vrai apprentissage pérenne de l'expérience du Tricastin. Néanmoins, comme le montre le cas de Cruas, l'exploitant se tourne encore parfois vers des solutions « internes », permettant d'éviter de nouvelles relations conflictuelles avec la CNR.

4.5. Conclusion intermédiaire

La sûreté nucléaire et la gouvernance de l'eau sont deux modes de gouvernance qui n'ont pas l'habitude de se rencontrer. L'instruction du dossier LEMA d'EDF va donc être complexifiée par ce manque de connaissances sur le processus et par les rivalités encore présentes entre la CNR et EDF.

⁹⁸¹ Entretien avec un responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016.

⁹⁸² IRSN/DSR (2007). Rapport IRSN/DSR n°149 « Protection des installations nucléaires contre les risques d'inondation externe ».

⁹⁸³ Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016.

Suite à l'obligation de rentrer dans cette procédure inhabituelle, les acteurs de la sûreté nucléaire vont être confrontés à des principes de fonctionnement très différents du régime de régulation de la sûreté nucléaire et notamment :

- L'élargissement du cercle des acteurs impliqués, des étendues géographiques, des thématiques traitées, auquel le dossier LEMA a forcé EDF ;
- Une publicisation (enquête publique) qui oblige à harmoniser les méthodes. Ce processus entraîne la confrontation à des méthodes différentes (simulation de l'inondation) et des possibilités d'apprentissages nouveaux ;
- Une obligation de « sortir du site » pour considérer un territoire. Cette vision plus territorialisée de la sûreté nucléaire entraînera des collaborations entre la DREAL et l'ASN autour d'inspections.

En ce sens, l'instruction du dossier LEMA constitue une première expérience de « dénucléarisation » du dossier inondation, qui aura des répercussions en termes d'apprentissages, notamment autour de collaborations ASN-DREAL.

5. Conclusion du chapitre 7

Dans ce chapitre, nous avons pu montrer comment un problème cadré par les organisations du régime de régulation va finalement déborder ce périmètre institutionnel et engendrer des élargissements multiples, à l'occasion de l'opérationnalisation de la doctrine Rex-Blayais.

Dans une première section nous avons pu observer comment le territoire autour de la plaine du Tricastin s'est nucléarisé avec l'arrivée du CEA puis d'EDF. Comme nous avons déjà pu le voir sur d'autres chapitres, l'inondation a alors fait l'objet d'un traitement spécifique par EDF, sans lien avec la CNR.

Dans une seconde section, nous avons montré comment l'inondation du Blayais, et la note de doctrine Rex Blayais qui en a découlé, ont conduit à une réévaluation du risque obligeant la CNR et EDF à un dialogue.

Dans une troisième section, nous avons pu montrer que le durcissement des relations entre EDF et la CNR est dû à des enjeux technico-politiques et ne sera résolu que par plusieurs décisions et évènements contingents.

Dans une quatrième section, nous avons pu analyser comment l'instruction du dossier LEMA a entraîné des élargissements multiples produisant des blocages mais aussi un certain nombre

d'accords temporaires, de collaborations partielles et de mise en commun de méthodes et de connaissances.

Plusieurs points importants sont à retenir de ce processus de mise à l'épreuve de l'instrument Rex Blayais sur le site du Tricastin.

Tout d'abord, c'est une histoire pleine de nombreux rebondissements, de négociations imprévues, déclenchée par un nouveau calcul, qui va remettre en cause le cadrage initial défini par les acteurs de la sûreté pour le risque d'inondation. Nous y voyons une manifestation de cette vie autonome des instruments, que nous avons déjà mentionnée, mais aussi du caractère contingent, donc partiellement imprévisible, du travail de régulation qui s'effectue tout au long de l'opérationnalisation de l'instrument.

Ces débordements vont obliger les acteurs du nucléaire à sortir de ce cadrage initial, et à se confronter à d'autres modes de fonctionnement qui vont remettre en cause plusieurs des caractéristiques de leur mode de gestion du risque : le cercle restreint des acteurs impliqués, les négociations discrètes, le caractère « extraterritorial » du nucléaire (qui jusqu'ici avait peu d'interface avec les fonctionnements administratifs territoriaux « hors nucléaire ») ou encore la spécificité des méthodes de calcul. C'est en ce sens que nous y voyons un processus de « dénucléarisation » en germe, cohérente avec une évolution du régime vers un régime plus banalisé, voire plus « standardisé », que nous décelions au niveau macroscopique. Néanmoins ces évolutions paraissent induites par un processus totalement contingent, non piloté au niveau central.

Ces élargissements nous semblent pouvoir provoquer des formes d'apprentissages et de coopérations dont nous avons pu voir des prémices. Ces apprentissages semblent se faire au niveau des pratiques d'expertise, comme le montrent divers épisodes qui mettent en scène des échanges entre experts du nucléaire et experts extérieurs au domaine : la rencontre entre les experts d'EDF et de la CNR pour trouver une solution commune autour de dispositifs de protection, le dialogue entre la DREAL et les organisations du régime de la sûreté nucléaire, ou encore les inspections communes DREAL/ASN.

Finalement, c'est bien les épreuves que subit l'instrument qui, tout en remettant sans arrêt en mouvement son réexamen, construisent progressivement son opérationnalisation. C'est ainsi que le travail de régulation réalisé pour surmonter ces épreuves fabrique progressivement le régime, en réinterrogeant certains de ses traits caractéristiques, et en en concrétisant des évolutions possibles.

Conclusion de la partie IV

Cette partie IV s'est focalisée sur l'opérationnalisation des instruments sur deux cas a priori très différents, le site du Blayais et le site du Tricastin. Mais ces deux cas ont en commun de montrer d'abord que la qualification du risque d'inondation est perpétuellement remise en chantier. L'opérationnalisation de l'instrument, à travers un travail de régulation, passe alors par toute une série de mises à l'épreuve.

Dans le cas du Blayais, ces épreuves découlent de processus divers : recherche de compatibilité entre la construction de la centrale et la fabrication de la règle, entre généralité et spécificité, ou encore mise en œuvre de procédures internes de réévaluation du risque d'inondation. Mais, leur traitement reste confiné dans le « petit monde de la sûreté ». Le travail de régulation, caractérisé par la négociation et le bricolage, stimulés par les urgences imposées par la construction de la centrale, et permis par le caractère lacunaire des connaissances scientifiques disponibles, produit une concrétisation de la règle qui donne forme à la « raisonnable souplesse », et, ce faisant, consolide ce régime. Le régime « d'une raisonnable souplesse » semble fortement perdurer, même après 1986. Ce constat pourrait paraître contradictoire avec nos conclusions de la partie II, où nous estimions qu'une « recherche d'auditabilité » se manifestait à partir de l'accident de Tchernobyl, en 1986, et marquait le début d'une hybridation du régime initial. En fait, il faut rappeler que les constantes temporelles de ces évolutions sont très longues, et que, par exemple, la mise en place des audits techniques de centrales présenté dans la partie II, sous forme de réévaluations de sûreté, s'est faite sur de nombreuses années, à partir du début des années 1990. Le constat fait au Blayais nous semble finalement compatible avec la thèse de l'hybridation qui, précisément, postule la coexistence possible, à une même période, entre deux philosophies.

Dans le cas du Tricastin, les mises à l'épreuve observées sont liées à des débordements inopinés du périmètre de gestion du risque d'inondation, et conduisent à des élargissements multiples du cadrage initial de la régulation du risque, en termes d'acteurs, de périmètre territorial, de procédures administratives, de méthodes scientifiques. En particulier, le travail de régulation s'effectue alors aux frontières du système d'acteurs traditionnels du régime et parfois même en partie en dehors, comme nous avons pu le montrer avec le rôle de l'ASN dans l'instruction du dossier LEMA. Le régime apparaît ébranlé, et des apprentissages sont déjà observables. Ainsi, la prise de conscience par les experts nucléaires des insuffisances des méthodes et modèles scientifiques utilisés a provoqué une évolution des pratiques. Les élargissements successifs ont conduit le système d'acteurs du régime à

expérimenter un mode de gouvernance (de l'eau), qui possède certaines caractéristiques d'un régime standardisé (européen, multi-acteurs, et où la publicisation et la participation du public jouent un rôle important).

Ces épreuves d'élargissements multiples n'ont cependant pas été sans difficultés. Elles révèlent en particulier plusieurs incompatibilités majeures entre le régime de régulation de la sûreté nucléaire et un régime plus standardisé. En particulier, la problématisation du risque d'inondation est construite sur un périmètre géographique et organisationnel restreint, celui de l'INB, qui s'oppose à une problématisation du risque sur un territoire élargi, où de multiples acteurs, aux intérêts divers, interviennent. Par ailleurs, l'architecture organisationnelle et les dispositifs juridiques qui règlent les compétences et les relations des acteurs de la régulation n'ouvrent que difficilement la possibilité d'interactions avec d'autres organisations, comme l'ont montré divers épisodes, notamment avec la CNR. Une partie des blocages a été levé par le travail de régulation que nous avons décrit, aux frontières du régime, mais nous pouvons nous demander si ce cas est l'illustration d'un processus plus global d'hybridation du régime en cours, ou s'il s'agit d'un phénomène isolé, résultant d'arrangements locaux, qui n'aura pas vocation à se reproduire.

Conclusion générale

Synthèse

Cette thèse étudie la conception et l'évolution du régime de régulation de la sûreté nucléaire en France entre 1945 et 2017. Pour ce faire, nous nous sommes appuyé sur le concept de régime de régulation (Hood et al., 2001) et avons proposé une modélisation qui s'en inspire, autour de cinq composantes : architecture organisationnelle, instruments, pratiques, système d'acteurs et philosophie. Ce modèle nous a permis, de manière plutôt macroscopique, de caractériser le régime français de régulation des risques nucléaires, à plusieurs périodes (1945-1969 ; 1969-1986 ; 1986-2017) et d'en analyser les évolutions. Nous avons complété cette analyse par une approche plus fine, centrée sur deux règles relatives au risque d'inondation (la RFS et le guide inondation), que nous avons qualifiées d'instruments d'action publique, et dont nous avons étudié la conception et l'opérationnalisation sur deux sites (Le Blayais et Tricastin). Grâce à cette approche, nous avons mis en lumière les ressorts et les modalités de l'action collective qui se déploie tout au long de ces processus, et que nous avons qualifiée de travail de régulation. Nous avons tenté de montrer que ce travail de régulation contribue non seulement à fabriquer des instruments de régulation, mais aussi à façonner le régime de régulation, et à en infléchir les dynamiques d'évolution. En ce sens, cette analyse nous fournit des explications complémentaires à l'approche par le régime, en rendant visible certains des facteurs de l'évolution (ou de la stabilisation) de ce régime.

Reprenons quelques points notables de nos résultats. Notre travail permet tout d'abord une caractérisation du régime de régulation des risques sur plus de soixante ans. Cette caractérisation nous a permis de distinguer trois périodes, correspondant à trois « philosophies » : la première (1945-1969) voit la formation d'un embryon de régime de régulation au sein du CEA marqué par « l'expérimentation et l'autocontrôle ». La seconde (1969-1986) est marquée par une réorganisation institutionnelle mais laisse de nombreuses marges de manœuvre aux experts et exploitants, dans un contexte de développement industriel intensif. Malgré la différence des logiques, ils partagent une philosophie que nous avons désignée par l'expression « raisonnable souplesse ». Enfin la troisième période (1986-2017) voit le développement d'un régime « en recherche d'auditabilité ». Nous avons analysé cette dernière forme comme le produit d'une hybridation entre le régime caractérisé par une « raisonnable souplesse » et un idéal-type standardisé répondant aux bonnes pratiques internationales (ouverture, transparence et indépendance du régulateur et de l'expert), considéré dans de nombreux pays comme une solution aux pressions de l'opinion publique et aux problèmes de légitimité de l'expertise et de la décision, dans l'après-Tchernobyl.

C'est en analysant ce processus d'hybridation, que nous avons fait l'hypothèse que nous n'accédions par cette approche qu'à une catégorie d'explications, et que certains des moteurs de l'évolution du régime pouvaient être tracés en suivant le développement de certains des instruments de régulation du risque que sont les règles et guides en matière d'inondation. En effet, les sciences de gestion et la sociologie de l'action publique, qui ont mis l'accent sur le caractère structurant des instruments sur les comportements des acteurs, nous incitaient, plus généralement, à tenter une approche plus fine, permettant de révéler le fonctionnement d'un système d'acteurs, tout au long de la conception et de l'opérationnalisation de certains instruments de régulation du risque inondation.

Cette seconde focale a rendu visible une action collective au long cours, que nous avons qualifiée de « travail de régulation », (par analogie avec la notion de travail d'organisation). Ce travail de régulation englobe l'ensemble des activités et interactions d'un groupe d'acteurs visant à concevoir, modifier, remplacer et implémenter des instruments. Ce collectif est composé d'experts et de décideurs du monde nucléaire, mais peut aussi, dans certains cas, déborder ce périmètre. Nous avons tenté de spécifier plus finement la nature de ce travail, à partir de l'étude empirique de deux instruments, sur deux séquences différentes : la conception collective de l'instrument « générique », et l'opérationnalisation de cet instrument générique sur un site nucléaire pour en faire un instrument « situé ». Nous soutenons que ce travail, à la fois cognitif, politique, social et organisationnel, a pour effet, au-delà de la production d'un instrument, -générique puis situé-, d'explorer des dispositifs organisationnels, des élargissements du système d'acteurs, des méthodologies nouvelles, et *in fine* de construire et consolider les savoirs mobilisés dans les instruments de régulation, et un collectif inter-organisationnel qui les partage. C'est pourquoi ce processus contribue à l'évolution du régime de régulation, en le concrétisant et en lui imprimant sa dynamique propre. Cela explique à notre sens la relative lenteur du processus d'hybridation en cours, l'action collective caractérisée comme travail de régulation ne conduisant pas spontanément à une procéduralisation accrue, et nécessitant le maintien d'un dialogue nourri entre les parties, d'autant plus que les expertises sont plus équilibrées et que le cercle des acteurs impliqués peut être élargi.

Apports théoriques

Ce rappel des points notables de notre recherche nous permet de synthétiser les apports théoriques que nous y voyons.

Sur les régimes de régulation

Ce travail de thèse s'est appuyé sur une modélisation, inspirée des travaux de Hood & al (2001), mais qui propose des ajustements. Ces ajustements nous semblent rendre justice plus explicitement que dans le modèle initial à des considérations plus gestionnaires ou sociologiques. Nous assumons ainsi une approche multidisciplinaire et transversale, dont ces auteurs eux-mêmes disaient qu'elle était à l'origine de leur construction théorique de la notion de régime. Cette approche nous a menés à l'idée d'hybridation entre deux régimes. Or la notion de régime renvoie, on l'a dit, à une vision systémique de la régulation des risques, dans laquelle les différentes composantes du système sont interconnectées. Poser qu'une hybridation du régime caractérise son état actuel suppose donc que la cohérence entre les composantes n'est plus vérifiée à chaque instant, et que, s'il y a interconnexion entre les différentes composantes, les liens qui les relient sont néanmoins relativement lâches. Ce résultat réinterroge, du coup, l'idée d'une convergence du régime de régulation de la sûreté nucléaire vers un modèle standard, et suggère que des formes alternatives à ce modèle standard pourraient exister durablement, en conservant une grande partie des composants du régime précédent, tout en empruntant quelques traits du modèle standard.

Le travail de régulation, une vision constructiviste de la fabrication de la sûreté

Le deuxième type d'apport théorique que nous identifions est relatif à l'introduction de la notion de « travail de régulation ». A l'aide de cette notion, nous prenons de la distance avec une vision, celle du régime de régulation, qui, à la base, prend ses sources dans une approche institutionnelle, et proposons une vision plus constructiviste de la régulation de la sûreté nucléaire. Nous mettons en effet en évidence que la sûreté nucléaire est le produit de ce travail de régulation et se construit donc progressivement, à travers les interactions et les échanges entre acteurs.

Cette construction progressive, sur le temps long, met donc au premier plan le rôle des acteurs, dont nous soulignons qu'il ne s'agit plus seulement des représentants du « tripode » traditionnel (régulateur, expert, exploitant), mais d'individus ou d'entités qui peuvent, au sein de la même organisation, défendre des points de vue différents. En outre, le cercle de ces acteurs, à l'occasion des élargissements ou des « débordements » que nous avons analysés, peut être notablement élargi. Ce travail de régulation est donc à divers titres un travail « interorganisationnel⁹⁸⁴ », terme qu'il faut

⁹⁸⁴ Nous nous inscrivons ainsi, à notre manière, dans la thématique adoptée par le programme AGORAS dans lequel s'inscrit cette thèse

comprendre dans un sens élargi, et non pas seulement au sens des interactions instituées au sein du monde de la sûreté nucléaire par l'architecture organisationnelle en vigueur.

Cette mise en évidence du rôle premier d'acteurs divers dans ce travail de régulation nous conduit d'ailleurs à interroger le principe de séparation entre expertise et décision. En effet, nos analyses donnent à voir le caractère distribué des expertises et sa fécondité. Mais en outre, nous avons noté que des choix « politiques », comme les objectifs de sûreté qui définissent un risque « acceptable (à travers la probabilisation d'occurrence des scénarios sélectionnés) sont largement issus des débats d'experts.

Pour finir, cette insistance sur le rôle des interactions entre acteurs ne doit pas, *a contrario*, masquer une caractéristique essentielle à nos yeux de ce processus de construction de la régulation : activé par divers événements contingents, contraint par l'état des savoirs à un moment donné et par une forme de dépendance au sentier vis-à-vis de choix technologiques et scientifiques antérieurs, il se développe de manière partiellement indépendante des volontés des acteurs, et possède une autonomie propre, qui ne permet pas de préjuger de ses résultats.

Contributions opérationnelles

Cette thèse permet également d'entrevoir quelques contributions opérationnelles, notamment pour les organisations en charge de la régulation de la sûreté nucléaire.

Cultiver la mémoire de la sûreté nucléaire : une ressource pour les organisations

Cette thèse permet tout d'abord de cultiver une forme de mémoire pour les organisations et les acteurs de la sûreté nucléaire. En effet, nous avons pu montrer l'origine de certains choix ou encore comprendre certains débats qui ont lieu sur des questions, qui, parfois se posent encore aujourd'hui. Dans un contexte de fort renouvellement des experts, et tout particulièrement des experts présents au début du programme électronucléaire français, la transmission de ces connaissances pourrait s'avérer essentielle. Notre travail participe donc à la construction et à la consolidation de cette mémoire, facteur de réflexivité et d'efficacité pour les organisations (Booth & Rowlinson, 2006) et jugée stratégique notamment pour les agences de régulation et d'expertise (Balleisen & Brake, 2014).

La transmission de cette mémoire pose évidemment la question des méthodes et des supports les plus efficaces, sujet qui demanderait une réflexion spécifique. Néanmoins, à titre d'exemple, nous

pouvons indiquer que le régulateur américain, la NRC (Nuclear Regulatory Commission) emploie, depuis 1977, des historiens pour favoriser la transmission et la pérennité des connaissances et de l'histoire des organisations, pour ses experts, mais également le grand public. La mise en forme de cette mémoire, sous formes de vidéos ou d'ouvrages historiques, mis à dispositions du public, favorise la connaissance du public sur les activités d'expertise et de contrôle de la NRC mais permet également à des chercheurs universitaires de mobiliser ces matériaux pour des travaux de recherche. Notre travail, mais également d'autres travaux réalisés dans le cadre du programme AGORAS, pourraient servir, en outre, à nourrir la formation des experts et futurs experts.

Un pas de côté pour les experts et décideurs du régime de régulation

Cette thèse offre également l'opportunité d'élargir une vision institutionnelle de la sûreté à une vision qui met au centre les acteurs qui « font » la sûreté au quotidien. En ce sens, nous considérons que ce travail pourrait faire évoluer la manière dont les acteurs de la régulation pensent leur activité, en dénaturiser des pratiques et leur proposer un regard réflexif sur certains principes tenus pour acquis. En particulier, cette thèse pose la question des effets possibles d'un affaiblissement du travail de régulation, au nom d'une inadéquation avec l'idée d'un régime plus standardisé, où les rôles seraient plus séparés et les procédures d'échange plus formalisés.

Notre travail questionne également la place de l'innovation (méthodes, concepts, choix...) au sein du régime de régulation. En effet, en mettant à jour les mécanismes qui poussent à la stabilité du régime de régulation, nous interrogeons aussi la manière d'introduire des formes d'innovation. Nous en montrons cependant certaines modalités, qui passent par la confrontation avec d'autres formes d'expertise ou d'autres procédures, extérieures au monde du nucléaire, et qui conduisent à des explorations nouvelles, dont la capitalisation pourrait être davantage réfléchie.

Limites

Cette thèse souffre évidemment de certaines limites, tenant notamment au périmètre d'étude choisi.

D'une part, il convient de mentionner que nous nous sommes centrés sur un cas particulier de risque, l'inondation, qui constitue un risque parmi un faisceau d'autres risques naturels ou internes à l'installation. Nos résultats ne peuvent donc être généralisés sans précaution actuellement. En ce sens, des comparaisons avec d'autres risques pris en compte par les acteurs du régime de régulation pourraient permettre de tester la robustesse de notre analyse, ou de spécifier, le cas échéant,

l'influence du type de risque sur la construction de sa régulation. Signalons à ce sujet l'opportunité offerte par le fait que d'autres types de risques, comme le cas des « Grands Froids » et des « Grands chauds », ont déjà fait l'objet de travaux de recherche dans le cadre du projet AGORAS. De plus, d'autres travaux de thèse sont en cours au sein de ce programme, portant notamment sur les séismes ou les accidents graves, qui pourraient également apporter des éléments de comparaison intéressants.

D'autre part, ayant travaillé sur des règles qui conditionnent essentiellement les décisions de conception des centrales, nous avons restreint le processus que nous avons appelé travail de régulation aux phases de conception et d'opérationnalisation des instruments sur les sites. Mais si nous élargissons notre problématique à d'autres types de règles, nous serions sans doute conduit à considérer que le travail de régulation ne se limite pas à ces phases, et inclut également tout le processus de négociation et de discussion lié aux dérogations, qui constituent un volet essentiel de la vie des règles. Cet aspect ouvre des perspectives de recherche importantes.

Perspectives

En dehors de l'extension de la recherche sur le travail de régulation aux procédures de dérogation, que nous venons d'évoquer, de nombreuses perspectives comparatives se dessinent et seraient utiles à développer. Nous pensons en particulier qu'il serait utile de confronter notre modèle du régime de régulation à un autre régime que celui de la sûreté nucléaire. Ce travail pourrait notamment permettre de mettre en évidence des similitudes ou des différences et ainsi questionner l'exceptionnalité du nucléaire identifié par certains auteurs (Hecht, 2014).

Dans le même ordre d'idée, on peut se demander si le travail de régulation est opéré de la même façon sur d'autres types de risques. Il serait notamment intéressant d'analyser d'autres instruments, mobilisés pour évaluer d'autres risques naturels.

Références

- Acquier, A., & Aggeri, F. (2007). Une généalogie de la pensée managériale sur la RSE. *Revue française de gestion*, 11(180), 131-157.
- Aggeri, F., & Labatut, J. (2010). La gestion au prisme de ses instruments. une anlyse généalogique des approches théoriques fondées sur les instruments de gestion. *Finance Contrôle Stratégies*, 5-37.
- Aggeri, F., & Labatut, J. (2014). Les métamorphoses de l'instrumentation gestionnaire : une généalogie des approches par les instruments. In C. Halpern, P. Lascoumes & P. Le Galès (Eds.), *L'instrumentation de l'action publique*. Paris: SciencesPo Les Presses.
- Ahoulouma, F., & Chapotet, L. (2014). *La convention sur la sûreté nucléaire : une convention cadre?* Paper presented at the International Nuclear Law Association.
- Akrich, M. (1987). Comment décrire les objets techniques. *Techniques et Culture*, 9, 49-64.
- Akrich, M., Callon, M., & Latour, B. (2006). *Sociologie de la traduction, textes fondateurs*. Paris: Presses de l'Ecole des Mines.
- Baldwin, R., Cave, M., & Lodge, M. (2012). *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. Oxford: Oxford University Press.
- Balleisen, E. J., & Brake, E. K. (2014). Historical perspective and better regulatory governance : An agenda for institutional reforme. *Regulation & Governance*, 8(2), 222-245.
- Baumgartner, F. R., & Jones, B. D. (1991). Agenda dynamics and policy subsystems. *The journal of Politics*, 55(4), 1044-1074.
- Beck, U. (1992). *Risk Society: Towards a New Modernity*. London: Sage Publications Ltd.
- Benamouzig, D., & Besançon, J. (2005). Administrer un monde incertain : les bureaucraties techniques. le cas des agences sanitaires en France. *Sociologie du travail*, 47, 301-322.
- Bernstein, M. H. (1995). *Regulating Business by Independent Commission*. Princeton.
- Berry, M. (1983). Une technologie invisible - L'impact des instruments de gestion sur l'évolution des systemes humain. Paris: Centre de recherche en gestion : Ecole Polytechnique.
- Bieder, C., & Bourrier, M. (2013). *Trapping Safety Into Rules: How Desirable Or Avoidable is Proceduralization?* Aldershot, United Kingdom: Ashgate Publishing Ltd.
- Birkland, T. A. (1998). Focusing Events, Mobilization, and Agenda Setting. *Journal of Public Policy*, 18(1), 53-74.

- Birkland, T. A., & Warnement, M. K. (2007). Focusing events, risk, and regulation. In E. J. Balleisen, L. S. Benneer, K. D. Krawiec & J. B. Wiener (Eds.), *Policy Shock: Recalibrating Risk and Regulation after Oil Spills, Nuclear Accidents and Financial Crises* (Cambridge University Press ed.). Cambridge: Cambridge University Press.
- Blais, M., & Martineau, S. (2006). L'analyse inductive générale : description d'une démarche visant à donner un sens à des données brutes. *Recherche qualitative*, 26(2), 1-18.
- Blanck, J. (2017). *Gouverner par le temps. La gestion des déchets radioactifs en France, entre changements organisationnels et construction de solutions techniques irréversibles (1950-2014)*. SciencePo Paris, Paris.
- Bonnaud, L. (2002). *Experts et contrôleurs d'État : les inspecteurs des installations classées de 1810 à nos jours*. ENS Cachan, Cachan.
- Booth, C., & Rowlinson, M. (2006). Management and organizational history : Prospects. *Management and organizational history*, 1(1), 5-30.
- Borraz, O. (2008). *Les politiques du risque*. Paris.
- Borraz, O. (2015). Régulation. In E. Henry, C. Gilbert, J.-N. Jouzel & P. Marichalar (Eds.), *Dictionnaire critique de l'expertise : santé, travail, environnement* (pp. 258 - 265). Paris: SciencesPo les Presses.
- Borraz, O., & Demortain, D. (2015). Science réglementaire. In E. Henry, C. Gilbert, J.-N. Jouzel & P. Marichalar (Eds.), *Dictionnaire critique de l'expertise : santé, travail, environnement* (Presses de Sciences Po ed., pp. 279-285). Paris: SciencesPo les Presses.
- Boudia, S. (2008). Sur les dynamiques de constitution des systèmes d'expertise scientifique : le cas des rayonnements ionisants. *Genèses*, 1(70).
- Boudia, S. (2013). La genèse d'un gouvernement par le risque. In D. Bourg, P.-B. Joly & A. Kaufmann (Eds.), *Du risque à la menace. Penser la catastrophe* (pp. 57-79). Paris: PUF.
- Boudia, S. (2014). Gouverner par les instruments économiques. la trajectoire de l'analyse coût-bénéfice dans l'action publique. In D. Pestre (Ed.), *Le gouvernement des technosciences* (pp. 231-259). Paris: La découverte.
- Boudia, S., & Demortain, D. (2014). La production d'un instrument générique de gouvernement. Le « livre rouge » de l'analyse des risques. *Gouvernement et action publique*, 3(3).
- Boudia, S., & Henry, E. (2015). *La mondialisation des risques. Une histoire politique et transnationale des risques sanitaires et environnementaux*. Rennes: Presses Universitaires de Rennes.
- Bourgeois, J. (1992). *"La sûreté nucléaire" : l'aventure de l'atome tome 2* (Flammarion ed.). Paris.

- Bourgeois, J., Tanguy, P., Cogné, F., & Petit, J. (1996). *La sûreté nucléaire en France et dans le monde*. Paris: Polytechnica.
- Bourrier, M. (1999). *Le nucléaire à l'épreuve de l'organisation*. Paris: PUF.
- Boustany, K. (1998). Le développement de la normativité nucléaire ou l'art de l'évasion juridique. *Bulletin de droit nucléaire*, 61, pp. 43-58.
- Bressers, H. T., & O'toole, L. (1998). The Selection of Policy Instruments: A Network-Based Perspective. *Journal of Public Policy*, 18(3), 213-239.
- Bretesché, S., & Ponnet, M. (2013). Le risque environnemental entre oubli et gestion du passé : le cas d'une ancienne mine d'uranium française. *Annales des Mines - Gérer et comprendre*, 111(1), 15-24.
- Bupp, I. C., & Derian, J. C. (1978). *Light water: how the nuclear dream dissolved*. New York: Basic Books.
- Callon, M. (1999). La sociologie peut-elle enrichir l'analyse économique des externalités? Petit essai sur le cadrage-débordement. In D. Foray & J. Mairesse (Eds.), *Innovations et performances. Approches interdisciplinaires*. Paris: Editions de l'EHESS.
- Callon, M., Lascoumes, P., & Barthe, Y. (2001). *Agir dans un monde incertain. Essai sur la démocratie technique*. Paris: Editions du Seuil.
- Carbonnier, J. (2001). *Flexible droit : pour une sociologie du droit sans rigueur*. Paris: LGDJ.
- Chanton, O., Mangeon, M., Pallez, F., & Rolina, G. (2016). *La dynamique des régimes de régulation de la sûreté nucléaire française à la lumière de ses instruments*. Paper presented at the Les journées du risque : Nucléaire, homme société.
- Chateauraynaud, F. (2003). Pour un observatoire informatisé des alertes et des crises environnementales. Une application des concepts développés lors des recherches sur les lanceurs d'alerte. Paris: Convention CEMAGREF / GSPR – EHESS.
- Chiapello, E., & Gilbert, P. (2013). *Sociologie des outils de gestion. Introduction à l'analyse sociale de l'instrumentation de gestion*. Paris: La découverte.
- Cobb, R. W., & Elder, C. D. (1971). The Politics of Agenda-Building: An Alternative Perspective for Modern Democratic theory. *The journal of Politics*, 33(4), 892-915.
- Crozier, M., & Friedberg, E. (1977). *L'acteur et le système. Les contraintes de l'action collective*. Paris: Editions du Seuil.
- Cyert, R., & March, J. G. (1963). *A Behavioral Theory of the Firm*. Cambridge: Wiley-Blackwell.

- Dänzer-Kantof, B., & Torres, F. (2013). *L'Energie de la France : De Zoé aux EPR, l'histoire du programme nucléaire*. Paris: Editions François Bourin.
- David, A., Hatchuel, A., & Laufer, R. (2012). *Les nouvelles fondations des sciences de gestion*. Paris.
- de Terssac, G. (2011). Théorie du travail d'organisation. In B. Maggi (Ed.), *Interpréter l'agir : un défi théorique* (pp. 97-121). Paris: Presses Universitaires de France.
- Delamotte, G. (2013). Fukushima, crise d'un modèle de gouvernance. *Critique internationale*, 59(2), pp. 107-117.
- Delmas, C. (2011). *Sociologie politique de l'expertise*. Paris: La découverte.
- Delzangles, H. (2013). L'indépendance de l'autorité de sûreté nucléaire, des progrès à envisager. *Revue juridique de l'environnement*, 38(1), 7-30.
- Demortain, D. (2006). *Mettre les risques sous surveillance. L'outillage de la sécurité sanitaire des médicaments et des aliments en Europe*.
- Demortain, D. (2011). *Scientists and the regulation of risk*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing.
- Demortain, D. (2017). Expertise, Regulatory Science and the Evaluation of Technology and Risk: Introduction to the Special Issue. *Minerva*, 55(3), 139-159.
- Depeyre, C., & Dumez, H. (2007). La théorie en sciences sociales et la notion de mécanisme : à propose de Social Mechanisms. *Le libellio d'Aegis*, 3(2), 21-24.
- Desrosières, A. (2008). *Pour une sociologie historique de la quantification : l'argument statistique 1*. Paris: Presses des Mines Paristech.
- Detsyk, A. (2010). Préparation à un accident nucléaire : le cas du Royaume Uni (King's college London ed.). London: King's college London.
- Downer, J. (2013). Disowning Fukushima: Managing the credibility of nuclear reliability assessment in the wake of disaster. *Regulation & Governance*.
- Dumez, H. (2013). *Méthodologie de la recherche qualitative - Les 10 questions clés de la démarche compréhensive*. Paris: Vuibert.
- Eydieux, J. (2017). *Gouverner les risques par le doute. Une approche pragmatiste du dialogue technique*. Université de Nantes, Nantes.
- Fagnani, F., & Nicolon, A. (1979). *Nucléopolis. Matériaux pour l'analyse d'une société nucléaire*. Grenoble: Presses universitaires de Grenoble.

- Foasso, C. (2003). *Histoire de la sûreté de l'énergie nucléaire civile en France (1945-2000) : technique d'ingénieur, processus d'expertise, question de société*. Lyon 2, Lyon.
- Foasso, C. (2007). L'expertise de la sûreté nucléaire en France. *La revue pour l'histoire du CNRS*, 16.
- Foasso, C. (2012). *Atomes sous surveillance - Une histoire de la sûreté nucléaire en France*. Paris: PIE.
- Foucault, M. (1969). *L'Archéologie du savoir*. Paris: Gallimard.
- Foucault, M. (1994a). De la gouvernementalité. In D. Defert & F. Ewald (Eds.), *Dits et écrits. Tome 3* (pp. 635-657). Paris: Gallimard.
- Foucault, M. (1994b). *Dits et écrits* (Vol. 3). Paris: Gallimard.
- Foucault, M. (2004). *Sécurité, territoire, population: cours au Collège de France, 1977-1978*. Paris: Editions du Seuil.
- Fresso, J.-B. (2007). The Gas-Lighting Controversy. Technological Risk, Expertise and Regulation in Nineteenth Century Paris and London. *Journal of Urban History*, 33(5), 729-755.
- Fresso, J.-B. (2012). *L'apocalypse joyeuse. Une histoire du risque technologique*. Paris: Editions du Seuil.
- Fresso, J.-B. (2014). L'émergence de la norme technique de sécurité en France vers 1820. *Le mouvement social*, 249(4), 73-89.
- Fresso, J.-B., & Pestre, D. (2013). Risque et société du risque depuis deux siècles. In D. Bourg, P.-B. Joly & A. Kaufmann (Eds.), *Du risque à la menace. Penser la catastrophe* (pp. 17-56). Paris: Presses Universitaires de France.
- Friedberg, E. (2009). Pouvoir et négociation. *Négociations*, 12(2), 15-22.
- Galland, J.-P. (2011). France/Grande-Bretagne : une comparaison entre deux régimes de régulation des risques industriels. *Annales des Mines : Responsabilité et Environnement*, 62, 112.
- Garçon, A.-F., & Belhoste, B. (2012). *Les ingénieurs des Mines : Cultures, pouvoirs, pratiques*. Paris: Comité pour l'histoire économique et financière de la France.
- Garraud, P. (1979). Politique électro-nucléaire et mobilisation : la tentative de constitution d'un enjeu. *Revue française de science politique*, 3, 448-474.
- Garraud, P. (1990). Politiques nationales : l'élaboration de l'agenda. *L'année sociologique*.
- Gaskell, G., Huber, M., & Rothstein, H. (2006). A theory of risk colonisation : the spiralling Regulatory Logics of Societal and Institutional risk. *Economy and Society*, 35(1), 91-112.

- Giddens, A. (1990). *Consequences of Modernity*. Cambridge: Polity Press.
- Gilbert, C. (2001). *Risques erreurs et défaillances : Approches interdisciplinaires*. Grenoble: Maison des Sciences de l'Homme-Alpes CNRS.
- Gilbert, C., & Henry, E. (2009). *Au-delà de la mise sur agenda. Les processus de définition des problèmes : enjeux-clés pour l'analyse de l'action publique*. Paper presented at the Xe congrès de l'Association française de science politique, Grenoble.
- Gilbert, C., & Henry, E. (2012). La définition des problèmes publics : entre publicité et discrétion. *Revue française de sociologie*, 53(1), 35-59.
- Gilon, C., & Ville, P. (2013). *Sûreté nucléaire en exploitation. Manuel d'histoire*. Paris: EDF.
- Glaser, B. G., & Strauss, A. (2010). *La découverte de la théorie ancrée. Stratégies pour la recherche qualitative*. Paris: Armand Colin.
- Goldschmidt, B. (1962). *L'aventure atomique*. Paris: Fayard.
- Goldschmidt, B. (1980). *Le complexe atomique. Histoire politique de l'énergie nucléaire*. Paris: Fayard.
- Guerrin, J. (2014). *Une inondation négociée? Politisation d'un risque naturel sur le Rhône.*, Montpellier 1, Montpellier.
- Haasl, D. F. (1965). *Advanced concepts in fault tree analysis*. Paper presented at the System Safety symposium, Seattle.
- Hale, A., & Borys, D. (2013a). Working to rule or working safely? Part 2: The management of safety rules and procedures. *Safety Science*, 55, 222-231.
- Hale, A., & Borys, D. (2013b). Working to rule, or working safely? Part 1: A state of the art review. *Safety Science*, 55, 207-221.
- Halpern, C., Lascoumes, P., & Le Galès, P. (2014). *L'instrumentation de l'action publique*. Paris: SciencesPo Les Presses.
- Hassenteufel, P. (2010). Les processus de mise sur agenda : sélection et construction des problèmes publics. *Informations sociales*, 157(1), 164.
- Hassenteufel, P., & De Maillard, J. (2013). Convergence, transferts et traduction. Les apports de la comparaison transnationale. *Gouvernement et action publique*, 3, 377 à 393.
- Hatchuel, A., & Moisdon, J.-C. (1984). Théorie de la décision et pratiques organisationnelles. *Sciences de gestion*, 4.

- Hatchuel, A., & Moisdon, J.-C. (1993). Modèles et apprentissage organisationnel. *Cahiers d'Economie et Sociologie Rurales*, 28, 17-32.
- Hatchuel, A., & Weil, B. (1992). *L'expert et le système, suivi de quatre histoires de systèmes-experts*. Paris: Economica.
- Hecht, G. (2012). *Being Nuclear. Africans and the Global Uranium Trade*. Cambridge & London: The MIT Press.
- Hecht, G. (2014). *Le rayonnement de la France*. Paris: Amsterdam.
- Henry, E., Gilbert, C., Jouzel, J.-N., & Marichalar, P. (2015). *Dictionnaire critique de l'expertise. Santé, travail, environnement* (Les presses de SciencesPo ed.). Paris.
- Herblay, M. (1977). *Les hommes du fleuve et de l'atome*. Paris: La pensée universelle.
- Hood, C. (1983). *Tools of Government*. Londres: Macmillan.
- Hood, C. (2007). Intellectual obsolescence and intellectual makeovers : reflections on the tools of government after two decades. *Governance*, 20(1), 127-144.
- Hood, C., & Rothstein, H. (2001). Risk regulation under pressure. probleme solving or blame shifting. *Administration & society*, 33(1), 21-53.
- Hood, C., Rothstein, H., & Baldwin, R. (2001). *The Government of Risk. Understanding Risk Regulation Regimes*. Oxford: Oxford University Press.
- Hood, C., Rothstein, H., Spackman, M., Rees, J., & Baldwin, R. (1999). Explaining risk regulation regimes: Exploring the 'minimal feasible response' hypothesis. *Health, Risk & Society*, 1(2).
- Jasanoff, S. (1990). *The Fifth Branch: Science Advisors as Policymakers*. Cambridge: Harvard Univ Press.
- Jasanoff, S. (1999). STS and Public Policy: Getting Beyond Deconstruction. *Science, Technology and Society*, 4(1), 59-72.
- Joly, P.-B. (2016). Science réglementaire : une internationalisation divergente ? L'évaluation des biotechnologies aux États-Unis et en Europe. *Revue française de sociologie*, 57(3), 443-472.
- Journé, B. (1999). *Les organisations complexes à risques : gérer la sûreté par les ressources. Etude de situations de conduite de centrales nucléaires*. Ecole Polytechnique, Paris.
- Journé, B. (2003). *Les paradoxes de la sûreté nucléaire*. Paris: Ellipse.
- Journé, B., & Stimec, A. (2015). Négociation et sûreté. Un état de l'art (Les cahiers de la sécurité industrielle ed.). Paris: Fondation pour une culture de sécurité industrielle.

- Kenedi, A., & Clément, D. (2007). *Le management du parc nucléaire d'EDF*. Paris: L'Harmattan.
- Kingdon, J. W. (1984). *Agendas, alternatives, and public policies*. Boston: The Book Service Ltd.
- Kitschelt, H. P. (1986). Political Opportunity Structures and Political Protest: Anti-Nuclear Movements in Four Democracies. *British Journal of Political Science*, 16(1), 57-85.
- Lagadec, P. (1981). *Le Risque technologique majeur. Politique, risque et processus de développement*. Paris: Pergamon press.
- Lahidji, R. (2012). *Incertitude, causalité et décision : le cas des risques sociaux et du risque nucléaire en particulier* Ecole des Hautes Etudes Commerciales, Paris.
- Lamiral, G. (1988). *Chronique de trente années d'équipement nucléaire à Electricité de France*. Paris: Association pour l'histoire de l'électricité en France.
- Lannoy, A. (2008). *Maitrise des risques et sûreté de fonctionnement - repères historiques et méthodologiques*. Paris: Lavoisier.
- Lascoumes, P. (1993). Négocier le droit, formes et conditions d'une activité gouvernementale conventionnelle. *Politiques et management public*, 11(4), 47-83.
- Lascoumes, P. (1995). Les arbitrages publics des intérêts légitimes en matière d'environnement *Revue française de science politique*, 45(3), 396-419.
- Lascoumes, P. (2004). La Gouvernamentalité : de la critique de l'État aux technologies du pouvoir. *Le Portique*, 13-14.
- Lascoumes, P. (2007). Les instruments d'action publique, traceurs de changement : l'exemple des transformations de la politique française de lutte contre la pollution atmosphérique (1961-2006). *Politique et sociétés*, 26 (2-3).
- Lascoumes, P. (2011). Les normes juridiques et les normes techniques de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement. *Résponsabilité et environnement*, 2.
- Lascoumes, P., & Le Bourhis, J.-P. (1996). Des "passe-droits" aux passes du droit. La mise en oeuvre socio-juridique de l'action publique. *Droit et société*, 32, 51-73.
- Lascoumes, P., & Le Galès, P. (2004). *Gouverner par les instruments*. Paris: SciencesPo Les presses.
- Lascoumes, P., & Simard, L. (2011). L'action publique au prisme de ses instruments. *Revue française de science politique*, 61, 176.
- Latour, B. (1991). *Nous n'avons jamais été modernes*. Paris: La Découverte.

- Laughlin, R. (1991). Environmental disturbances and organizational transitions and transformations : some alternative models. *Organization studies*, 12(2), 209-232.
- Le Bourhis, J.-P. (2007). Du savoir cartographique au pouvoir bureaucratique. Les cartes des zones inondables dans la politique des risques (1970-2000). *Genèses*, 3, 75-96.
- Le Bourhis, J.-P. (2009). *La publicisation des eaux. Rationalité et politique dans la gestion de l'eau en France (1964-2003)*. Panthéon-Sorbonne, Paris.
- Le Galès, P. (2010). Gouvernance. In L. Boussaguet, S. Jacquot & P. Ravinet (Eds.), *Dictionnaire des politiques publiques*. Paris: Presses de Sciences Po.
- Le Renard, C. (2015). Une analyse sociotechnique du programme français de réacteurs à neutrons rapides : les formes successives de l'évaluation. *Gerer & Comprendre*, 122.
- Leca, J. (1996). La "gouvernance" de la France sous la Cinquième République. Une perspective de sociologie comparative. In F. D'Arcy & L. Rouban (Eds.), *De la Cinquième à l'Europe*. Paris: Presses de Sciences Po.
- Lefebvre, V., & Torres, F. (1996). *Chooz de A à B. Une histoire de la filière à eau pressurisée chez EDF*. Tour: Public Histoire.
- Lévêque, F. (2013). *Nucléaire On/Off. Analyse économique d'un pari*. Paris: Dunod.
- Lévi-Strauss, C. (1962). *La pensée sauvage* (Plon ed.). Paris.
- Lindblom, C. E. (1959). The Science of "Muddling Through". *Public Administration Review*, 19(2), 79-88.
- Loison, M.-C., & Ouriemmi, O. (2017). L'usine de produits chimiques de Salindres (1854-1880) : un démarrage en environnement hostile. *Annales des Mines - Gérer et comprendre*, 127(1).
- Magne, L. (2010). *Histoire sémantique du risque et de ses corrélats* Paper presented at the Journées d'histoire de la comptabilité et du management.
- Majone, G. (1994). The rise of the regulatory state in Europe. *West european politics*, 17(3), 77-101.
- Malette, S. (2006). *La "gouvernementalité" chez Michel Foucault*. Université Laval, Québec.
- Mangeon, M. (2016). Une histoire de la régulation du risque d'inondation externe en France In I. d. R. e. d. S. Nucléaire (Ed.), *Document Interne IRSN* (pp. 102): IRSN.
- Mangeon, M., Goumri, M., & Roger, M. (2016). *Intérêts et enjeux d'une approche socio-historique pour comprendre l'évaluation des risques nucléaires*. Paper presented at the Les journées du risque : Nucléaire, homme société, Nantes.

-
- Mangeon, M., & Pallez, F. (2017). Réguler les risques nucléaires par la souplesse : genèse d'une singularité française (1960-1985). *Annales des Mines - Gérer et comprendre*, 130(4), 76-87.
- Martinais, E. (2010). L'écriture des règlements par les fonctionnaires du ministère de l'ÉcologieLa fabrique administrative du Plan de prévention des risques technologiques. *Politix*, 90(2), 193-223.
- Massé, P. (1964). *Le choix des investissements : critères et méthodes*. Paris: Dunod.
- Massé, P. (1965). *Le plan ou l'anti-hasard*. Paris: Gallimard.
- Meehan, R. (1986). *The Atom and the fault. Expert, earthquakes, and nuclear power*. Cambridge: The MIT Press.
- Milgram, S. (1967). The Small-World problem. *Psychology Today*, 1(1), 61-67.
- Moisdon, J.-C. (1997). *Du mode d'existence des outils de gestion*. Paris: Seli Arslan.
- Moisdon, J.-C. (2005). Comment apprend-on par les outils de gestion ? Retour sur une doctrine d'usage In R. Teulier & P. Lorino (Eds.), *Entre connaissance et organisation : l'activité collective* (pp. 328). Paris: La découverte.
- Moisdon, J.-C. (2007). *Intervention de Jean-Claude Moisdon*. Paper presented at the Séminaire AEGIS, Paris.
- Newman, J., & Howlett, M. (2014). La réglementation et le temps : Les régimes temporels dans l'élaboration de la réglementation. *Revue Internationale des Sciences Administratives*, 80(3), 515-534.
- Notte, O., & Salles, D. (2011). La prise à témoin du public dans la politique de l'eau. La consultation directive-cadre européenne sur l'eau en Adour-Garonne. *Politique européenne*, 1(33).
- Okrent, D. (1978). *On the history of the evolution of light-water reactor safety in the united states*. Los Angeles: University of California.
- Ouchi, W. G. (1979). A Conceptual Framework for the Design of Organizational Control Mechanisms. *Management Science*, 25(9), 833-848.
- Palier, B. (2014). Path dependence (dépendance au chemin emprunté). In L. Boussaguet, S. Jacquot & P. Ravinet (Eds.), *Dictionnaire des politiques publiques* (pp. 411-419). Paris: Presses de Sciences Po.
- Palier, B., & Surel, Y. (Eds.). (2010). *Quand les politiques changent: temporalités et niveaux de l'action publique*: L'Harmattan.

- Patinaux, L. (2017). *Enfouir des déchets nucléaires dans un monde conflictuel. Une histoire de la démonstration de sûreté de projets de stockage géologique, en France (1982-2013)*. Université Paris-Est Marne-la-Vallée, Paris.
- Pestre, D. (2014). *Le gouvernement des technosciences : Gouverner le progrès et ses dégâts depuis 1945*. Paris: La découverte.
- Picard, J.-F. (1987). *Recherche et industrie : Témoignages sur quarante ans d'études et de recherches à Électricité de France* (Eyrolles ed.).
- Pierson, P. (2000). Increasing Returns, Path Dependence, and the Study of Politics. *The American Political Science Review*, 94(2), 251-267.
- Pierson, P. (2004). *Politics in Time: History, Institutions, and Social Analysis*. Princeton: Princeton University Press.
- Power, M. (2004). *The Risk Management of Everything. Rethinking the politics of uncertainty*. London: Demos.
- Power, M. (2005). *La société de l'audit. L'obsession du contrôle*. Paris: La découverte.
- Pritchard, S. B. (2011). *Confluence. The Nature of Technology and the Remaking of the Rhône*. Cambridge: Harvard University Press.
- Quigley, K. (2014). Analysis of the Risk Regulation Regime in Canada for Controlling Major Incidents Involving Dangerous Chemicals. Dalhousie: Dalhousie University.
- Rees, J. (1996). *Hostages of Each Other: The Transformation of Nuclear Safety since Three Mile Island*. Chicago: University of Chicago Press.
- Reynaud, J.-D. (1988). Les régulations dans les organisations : régulation de contrôle et régulation autonome. *Revue française de sociologie*, 28, 5-18.
- Reynaud, J.-D. (1997). *Les Règles du jeu : L'action collective et la régulation sociale*. Paris: Armand Colin.
- Rip, A. (1986a). Controversies as informal technology assessment. *Knowledge : creation, Diffusion, Utilization*, 8(2), 349-371.
- Rip, A. (1986b). The mutual dependance of risk research and politic context. *Science & Technology Studies*, 4(3/4), 3-15.
- Roger, M. (2016). *La prise en compte du risque sismique dans la sûreté des installations nucléaires françaises : une approche de sûreté à l'épreuve du temps*. Paris Descartes, Paris.
- Rolina, G. (2009). *Sûreté nucléaire et facteurs humains. La fabrique française de l'expertise*. Paris: Presses des Mines.

- Rolina, G. (2010). Prescrire la sûreté, négocier l'expertise. *Gerer et comprendre*, 3(101), 84-94.
- Roqueplo, P. (1997). *Entre savoir et décision, l'expertise scientifique* Paris: INRA.
- Sagan, S. D., & Blanford, E. (2016). *Learning from a disaster : improving nuclear safety and security after Fukushima*. Stanford: Stanford university press.
- Saint Raymond, P. (2012). *Une longue marche vers l'indépendance et la transparence. L'histoire de l'Autorité de sûreté nucléaire française*. Paris: La documentation française.
- Sanseverino-Godfrin, V. (2015). Le contrôle des installations classées: une relation négociée entre le «contrôleur» et le «contrôlé»? *RISEO-risques, études et observations*, 2.
- Simmonot, P. (1978). *Les nucléocrates*. Grenoble: Presses Universitaires de Grenoble.
- Simon, H. (1957). *Models of Man: Social and Rational. Mathematical Essays on Rational Behavior in a Social Setting*. New York: Wiley.
- Stoessel, C. (2010). *Décisions risquées et organisations à risques. Autonomie au travail et reconnaissance sociale dans la conduite d'une industrie de process*. Conservatoire National des Arts et Métiers, Paris.
- Topçu, S. (2006). Nucléaire : de l'engagement "savant" aux contre-expertises associatives. *EDP sciences / Natures Sciences Sociétés*, 14, 249-256.
- Topçu, S. (2013). *La France nucléaire. L'art de gouverner une technologie contestée*. Paris: Editions du Seuil.
- Tsuchiya, M. (2016). *Gouverner l'énergie : la dynamique de changement des politiques publiques de l'électricité d'origine nucléaire et renouvelable. Une comparaison entre la France et le Japon*. Paris II, Paris.
- Vallet, B. (1984). *La sûreté des réacteurs nucléaires en France : un cas de gestion des risques*. Ecole des Mines de Paris: Centre de Sociologie de l'Innovation.
- Varone, F. (1998). *Le choix des instruments des politiques publiques: une analyse comparée des politiques d'efficacité énergétique du Canada, du Danemark, des Etats-Unis, de la Suède et de la Suisse*. Berne: P. Haupt.
- Vivant, E., Arab, N., & Özdirlik, B. (2016). *Expérimenter l'intervention artistique en urbanisme*. Rennes: Presses universitaires de Rennes.
- Vogel, D. (1986). *National Styles of Regulation: Environmental Policy in Great Britain and the United States*. Cornell University Press, New York.

- Wang, Q., Chen, X., & Yi-chong, X. (2013). Accident like the Fukushima unlikely in a country with effective regulation: Literature review and proposed guidelines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 17*, 140.
- Weichbrodt, J. (2015). Safety rules as instruments for organizational control, coordination and knowledge: Implications for rules management. *Safety Science, 80*, 221-232.
- Wending, C. (2012). Identification des sujets sociologiques d'études dans le cadre de la mise en place des Evaluations Complémentaires de Sûreté post-Fukushima. Paris: Centre de Sociologie des Organisations.
- Wilpert, B. (2008). Regulatory styles and their consequences for safety. *Safety Science, 46*(3), 371-375.
- Wynne, B. E. (1982). *Rationality and Ritual: The Windscale Inquiry and Nuclear Decisions in Britain: Windscale Enquiry and Nuclear Decisions in Britai*. London: British Society for the History of Science Monographs.
- Zwanenberg, P., & Millstone, E. (2005). *BSE: Risk, Science, and Governance*. London: Oxford University Press.

Annexes

Annexe 1 : Liste des entretiens

Annexe 1 :

Liste des entretiens menés dans le cadre de la recherche

IPSN

- Entretien avec un ancien expert de l'IPSN, 29/09/2017

IRSN

- Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 27/11/2014 ; 26/01/2015
- Entretien avec un expert inondation de l'IRSN, 12/02/2015
- Entretien avec un responsable de l'IRSN, 13/04/2015
- Entretien avec un responsable de l'IRSN, 17/03/2015
- Entretien avec un responsable de l'IRSN, 27/04/2016⁹⁸⁵
- Entretien avec un expert de l'IRSN, 09/12/2014
- Entretien avec un expert de l'IRSN, 03/02/2015

SCSIN

- Entretien avec un ancien responsable du SCSIN, 15/06/2016⁹⁸⁶

ASN

- Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 23/11/2015
- Entretien avec un chargé d'affaire de l'ASN, 05/02/2016
- Entretien avec un inspecteur de l'ASN, 15/06/2016
- Entretien avec un responsable de l'ASN, ancien inspecteur, 06/12/2017

EDF

- Entretien avec un ancien responsable de la centrale EDF du Blayais, 18/03/2015 ; 26/09/2017
- Entretien avec un expert inondation (externe) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015
- Entretien avec un responsable de l'ingénierie de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015
- Entretien avec un expert inondation (interne) de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015

⁹⁸⁵ Entretien réalisé par Frédérique Pallez et Grégory Rolina dans le cadre du Projet AGORAS

⁹⁸⁶ Entretien réalisé par Frédérique Pallez et Grégory Rolina dans le cadre du Projet AGORAS

- Entretien avec un responsable de la crise de la centrale EDF du Blayais, 28/11/2015
- Entretien avec un expert inondation d'EDF, 22/02/2017
- Entretien avec un ancien expert inondation d'EDF (LNH) d'EDF, 02/03/2017
- Entretien avec expert du SEPTEN d'EDF, 08/12/2016
- Entretien avec un expert inondation de la centrale EDF du Tricastin, 20/05/2016
- Entretien avec un responsable de la conduite de la centrale EDF du Tricastin, 20/05/2016

AREVA

- Entretien avec un responsable d'AREVA, 17/03/2015
- Entretien avec un expert inondation du site AREVA du Tricastin, 13/11/2015

CEA

- Entretien avec un expert inondation du CEA, 23/02/2017

IRSTEA

- Entretien avec un expert hydrologue de l'IRSTEA, 18/11/2015

Société Hydrotechnique de France (SHF)

- Entretien avec un responsable de la SHF, 21/11/2016

DREAL

- Entretien avec un responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016
- Entretien avec un hydrologue de la DREAL Rhône-Alpes, 22/06/2016
- Entretien avec un responsable de la Police de l'eau de la DREAL Rhône-Alpes, 01/07/2016

Autorité Environnementale

- Entretien avec un responsable de l'autorité environnementale, ancien responsable de la DREAL Rhône-Alpes, 23/05/2016

Groupe Permanent

- Entretien avec un membre du GP, ancien de l'IRSN et de l'autorité de sûreté, 16/06/2014⁹⁸⁷
- Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 09/12/2016
- Entretien avec un membre du GP, ancien d'EDF, 07/11/2016⁹⁸⁸
- Entretien avec un membre du GP, ancien de d'EDF, 17/06/2016⁹⁸⁹
- Entretien avec un membre du GP, ancien responsable de l'autorité de sûreté, 28/05/2016⁹⁹⁰

⁹⁸⁷ Entretien réalisé par Frédérique Pallez et Grégory Rolina dans le cadre du Projet AGORAS.

⁹⁸⁸ Entretien réalisé par Frédérique Pallez et Grégory Rolina dans le cadre du Projet AGORAS.

⁹⁸⁹ Entretien réalisé par Frédérique Pallez et Grégory Rolina dans le cadre du Projet AGORAS.

Commission locale d'information (CLI) du Blayais

- Entretien avec un responsable de la CLI du Blayais, 04/11/2016

Commission locale d'information des Grands Equipements Energétiques du Tricastin (CLIGGET)

- Entretien avec un responsable de la CLI du Blayais, 17/10/2016
- Entretien avec un membre de la CLIGGET du Tricastin, 21/10/2016

⁹⁹⁰ Entretien réalisé par Frédérique Pallez et Grégory Rolina dans le cadre du Projet AGORAS.

Résumé

Cette thèse étudie la conception et l'évolution du régime de régulation de la sûreté nucléaire en France entre 1945 et 2017. En nous appuyant sur le concept de régime de régulation (Hood et al, 2001), nous avons proposé une modélisation qui permet d'identifier trois périodes, correspondant à trois « philosophies » : la première (1945-1969) voit la formation d'un embryon de régime de régulation au sein du CEA marqué par « l'expérimentation et l'autocontrôle ». La seconde, la « raisonnable souplesse » (1969-1986), est marquée par une réorganisation institutionnelle mais laisse de nombreuses marges de manœuvre aux experts et exploitants, dans un contexte de développement industriel intensif. Enfin, la troisième période (1986-2017) voit le développement d'un régime « en recherche d'auditabilité », produit d'une hybridation entre le régime de la « raisonnable souplesse » et un idéaltype standardisé répondant aux bonnes pratiques internationales (ouverture, transparence et indépendance du régulateur et de l'expert).

Pour expliquer les évolutions du régime, nous nous sommes focalisés sur une de ses composantes, les règles, analysées comme des instruments de régulation, et avons qualifié de « travail de régulation », l'ensemble des activités et interactions d'un groupe d'acteurs qui agissent pour concevoir, transformer et implémenter ces instruments (pour notre cas, les règles et guides en matière d'inondation). Nous défendons l'idée que ce travail de régulation, à la fois cognitif, politique, social et organisationnel, a pour effet, au-delà de la production d'un instrument, d'explorer des évolutions du régime de régulation, tout en construisant les savoirs mobilisés dans les instruments de régulation, et simultanément, le collectif inter-organisationnel qui les partage. Ce processus expliquerait la relative lenteur du processus d'hybridation en cours.

Mots clés

Régime de régulation des risques, instruments de régulation, sûreté nucléaire, travail de régulation, inondation

Abstract

This thesis studies the design and evolution of the risk regulation regime of nuclear safety in France between 1945 and 2017. Based on the concept of "risk regulation regimes" (Hood et al, 2001), we propose a model that identifies three periods, corresponding to three types of "philosophies". During the first period (1945-1969), an embryonic regulatory regime developed within CEA is characterized by "experimentation and autocontrol". The second period of "reasonable flexibility" (1969-1986) is marked by an institutional reorganization but leaves many room for maneuver to experts and operators, in a context of intensive industrial development. Finally, during the third period (1986-2017), a regime "in search of auditability" is the product of hybridization between the regime of "reasonable flexibility" and a standardized regime responding to international good practice (openness, transparency, and regulator's and expert's independence).

To explain the evolution of the regime, we focus on one of its components, the rules, which we analyze as regulatory instruments, and we describe as "regulatory work" all activities and interactions of a group of agents who act to design, transform and implement these instruments (for our case, flooding rules and guides). We argue that regulatory work is at the same time cognitive, political, social and organizational, and, beyond producing an instrument, it results in exploring evolutions of the regulation regime, while building both the knowledge mobilized in regulatory instruments and inter-organizational collective that shares them. This process would explain the relative slowness of the ongoing hybridization process.

Keywords

Risk regulation regimes, regulatory instruments, nuclear safety, regulatory work, flooding