

Les cahiers de



DES QUESTIONS QUI FÂCHENT

Contribution au débat national
sur la transition énergétique



N° 33 - Mars 2013
ISSN 1270-377X

Global Chance

Association loi de 1901
sans but lucratif
(statuts sur simple demande)
17 ter rue du Val
92190 Meudon
contact@global-chance.org

Le Conseil d'Administration
de Global Chance
est composé de :

Edgar Blaustein

Trésorier de l'Association

Bernard Devin

Secrétaire de l'Association

Benjamin Dessus

Président de l'Association

Andreas Rüdinger

Bernard Laponche

Ce numéro
des Cahiers de Global Chance
est consultable sur le site
www.global-chance.org

Les cahiers de
Global Chance
N° 33
Mars 2013

Directeur de la publication :
Benjamin Dessus
Rédaction :
Benjamin Dessus
Maquette : Philippe Malisan
Imprimerie : Alliance

SOMMAIRE

Éditorial

3

D'où partons-nous ?

5

La situation énergétique en France : état des lieux

Global Chance

6

Le tournant énergétique allemand : État des lieux et idées pour le débat français

Andreas Rüdinger (Global Chance)

16

Nucléaire : la sûreté et le MOX

27

Les accidents et la sûreté des centrales nucléaires : citations et questionnements

Bernard Laponche (Global Chance)

28

Les combustibles MOX d'EDF, production et stockages, bilans 2011

André Guillemette, Jean-Claude Zerbib

66

Un Noël de bure

Benjamin Dessus (Global chance)

86

Gaz de schiste, méthane et climat

89

Que penser de l'affaire des gaz de schiste

Benjamin Dessus (Global chance)

90

Le changement climatique c'est sérieux ?

Arthur Riedacker (Global chance, ancien membre de la MIES)

101

L'électricité

107

IED, Pinocchio, le chat, le renard et la pointe

André Marquet (Global Chance)

108

Un scénario alternatif pour le renouvellement des concessions hydroélectriques : organiser conjointement la complémentarité des énergies renouvelables entre elles et la maîtrise des consommations

André Marquet (Global Chance)

110

Éditorial

En cette fin du mois de février 2013, le débat national sur la transition énergétique promis par le Gouvernement s'est enfin mis en place après bien des péripéties. Le dispositif en est lourd et complexe, difficile à saisir. Une série d'instances, sensées représenter largement la diversité des intérêts, des missions et des opinions, s'imbriquent et se croisent sans qu'apparaisse clairement le lieu d'un véritable débat public, au sens d'une mise à plat des arguments des uns et des autres devant les citoyens de notre pays de telle façon que ceux-ci puissent réellement s'emparer de ce sujet :

- Un Conseil national du débat sur la transition énergétique (CNDTE) comportant 7 collèges de 13 membres chacune, dont la ministre Delphine Batho a longtemps dit qu'elle le considérait comme le parlement du débat.
- Un Comité de pilotage présidé par la ministre, sensé veiller à l'éthique d'ensemble du débat.
- Un groupe d'experts de plus de 50 membres sensé apporter les lumières de la science et une expertise diversifiée au CNDT.
- Un Secrétariat général fort d'une dizaine de personnes chargé de l'organisation de l'ensemble et des liaisons entre les différentes instances et qui a pris en charge seul l'élaboration du dossier d'initialisation du débat.

Sans compter un comité citoyen chargé de veiller sur on ne sait pas bien quoi, un comité de liaison du débat décentralisé, un groupe de contact avec les entreprises de l'énergie, et des débats au niveau des régions et des territoires...

Bref un système complexe dont la mise en marche a posé beaucoup de problèmes, où les nominations dans les divers comités se sont plus jouées sur l'équilibre des rapports de force entre porteurs d'intérêt que sur la capacité des personnalités choisies à animer et mettre en scène un véritable débat public.

D'autant que la présence de la ministre de l'environnement à la présidence du Comité de pilotage du débat, alors qu'elle sera chargée de la rédaction du projet de loi gouvernementale sur la transition énergétique, laisse penser que le gouvernement souhaite garder sous son contrôle le débat et son déroulement. On semble plutôt s'orienter vers une vaste négociation entre partenaires sociaux, administration, ONG, élus nationaux, élus territoriaux, sur le modèle du Grenelle de l'environnement plutôt que vers un débat public. Celui-ci

est renvoyé au niveau des régions, sans qu'on sache très bien s'il s'agira de traiter de problèmes de nature locale, nationale, européenne ou globale.

On se pose aussi des questions sur l'exercice de synthèse qu'il faudra faire de ce foisonnement de contributions : qui en sera chargé, qui en contrôlera le bien-fondé, l'équilibre et la complétude ?

Les premiers documents mis sur le Web à la disposition du citoyen « moyen » ne sont guère rassurants. Ils oscillent en effet entre le discours abscons et l'endocritinement sur des thèses rabâchées chères à l'administration, sans qu'on en retire l'impression d'une volonté de mise à plat des problématiques, ni d'articulation des faits et des données dans un système cohérent incluant l'Europe et plus largement le monde qui nous entoure.

Néanmoins les groupes de travail du Comité national du débat sur la transition énergétique (CNDTE) se mettent au travail sur cinq questions sous les intitulés suivants :

- Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025, quels types de scénarii possibles à horizon 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ?
- Quelle gouvernance ? Quel rôle notamment pour l'État et les collectivités
- Quels choix en matière d'énergies renouvelables et de nouvelles technologies de l'énergie. Quelle stratégie de développement industriel et territorial ?
- Comment aller vers l'efficacité énergétique et la sobriété ?
- Quels coûts et quel financement de la transition énergétique ?

Global Chance n'a pas souhaité faire partie du collège des ONG du CNDTE pour les mêmes raisons que celles qui nous avaient amenés à ne pas participer en tant qu'acteurs au Grenelle de l'environnement. Nous ne pouvons pas nous présenter en effet, comme nombre d'ONG, comme mandatés par un grand nombre d'adhérents pour porter leurs intérêts et leurs propositions, mais plutôt comme un foyer d'expertise indépendante au service de l'ensemble des groupes du CNDTE.

Par contre plusieurs membres de l'association font partie, à titre individuel, du groupe d'expertise du débat.

Il est évidemment bien trop tôt pour porter un jugement sur l'évolution du processus qui s'engage.

Il n'est par contre pas trop tôt pour apporter notre éclairage sur certaines des questions qui devraient logiquement trouver une place importante dans ce débat, même si l'on ne sait pas encore aujourd'hui en situer précisément le lieu. C'est en particulier le cas de sujets majeurs comme la sûreté nucléaire, ou les matières et les déchets nucléaires, dont personne ne peut assurer aujourd'hui qu'ils feront l'objet d'un véritable débat au sein des différentes instances, et encore moins de débats à caractère public.

Le numéro des cahiers que nous vous présentons commence par une courte présentation de l'état des lieux du système énergétique français qui nous a paru s'imposer, vu le caractère partiel et parfois partial des informations dont les citoyens peuvent disposer sur le site officiel du débat. Cette présentation est suivie d'un point sur l'évolution de la situation énergétique en Allemagne depuis la décision de ce pays de sortir du nucléaire et des enseignements que nous pouvons en tirer pour la transition énergétique dans notre pays.

Les questions techniques et de gouvernance posées par la sûreté nucléaire, en particulier dans le cadre de la fermeture de Fessenheim, et celles associées au combustible MOX font l'objet de la deuxième partie de ce numéro.

Nous abordons dans la troisième partie la question de la pertinence économique et écologique d'une exploration et exploitation des gaz de schiste en France avec une attention particulière aux questions d'émissions de méthane qui y sont liées, dont nous pensons qu'elles mériteraient une meilleure attention de la part de la communauté internationale et du GIEC.

La dernière partie apporte des éléments au débat sur la pointe électrique française à travers une critique du rapport de l'Institut Énergie et Développement de Montreuil (IED) « Expertise sur les conséquences d'une sortie éventuelle du nucléaire » et apporte des éléments de réflexion sur les conditions du renouvellement des concessions hydrauliques.

Mais notre participation au débat ne s'arrête pas là. Dans les quelques mois qui viennent nous organiserons plusieurs colloques d'une demi-journée ou d'une journée sur plusieurs de ces questions en partenariat avec des organismes ou des ONG, françaises ou internationales.

Global Chance

D'où partons-nous ?

Le débat sur la transition énergétique qui s'engage suppose que l'on comprenne la situation énergétique dont nous partons. Cette mise à plat factuelle n'est pas disponible aujourd'hui pour les citoyens qui veulent suivre et participer à ce débat. Les documents que l'on peut trouver sur le site du débat (www.transition-energetique.gouv.fr) présentent en effet un caractère partiel et parfois partial et ne permettent pas de bien appréhender la situation. D'autre part, dans le même souci de présentation factuelle, nous publions une analyse de la situation énergétique de l'Allemagne à la fin 2012, redressant au passage un certain nombre d'affirmations péremptaires mais inexactes de nombreux media et en tirant quelques premières leçons pour la France

Global Chance

La situation énergétique en France : état des lieux

Global Chance

Introduction

Le système énergétique d'un pays a pour fonction de fournir l'ensemble des services requérant de l'énergie nécessaires à la satisfaction des besoins d'alimentation, de logement, d'éducation, de santé, de culture, de mobilité, de loisirs etc. de l'ensemble de ses habitants et de ses organisations collectives.

Ces besoins ne sont pas directement des besoins d'énergie, mais leur satisfaction exige bien souvent la mise en œuvre d'infrastructures, d'outils et d'appareils consommateurs d'énergie sous différentes formes, chaleur, énergie mécanique, etc., et mobilisent des « produits énergétiques finaux » (carburants, combustibles, chaleur, électricité). Ces produits énergétiques finaux sont eux-mêmes le résultat de transformations de différentes ressources énergétiques naturelles qui reçoivent le nom « d'énergies primaires ».

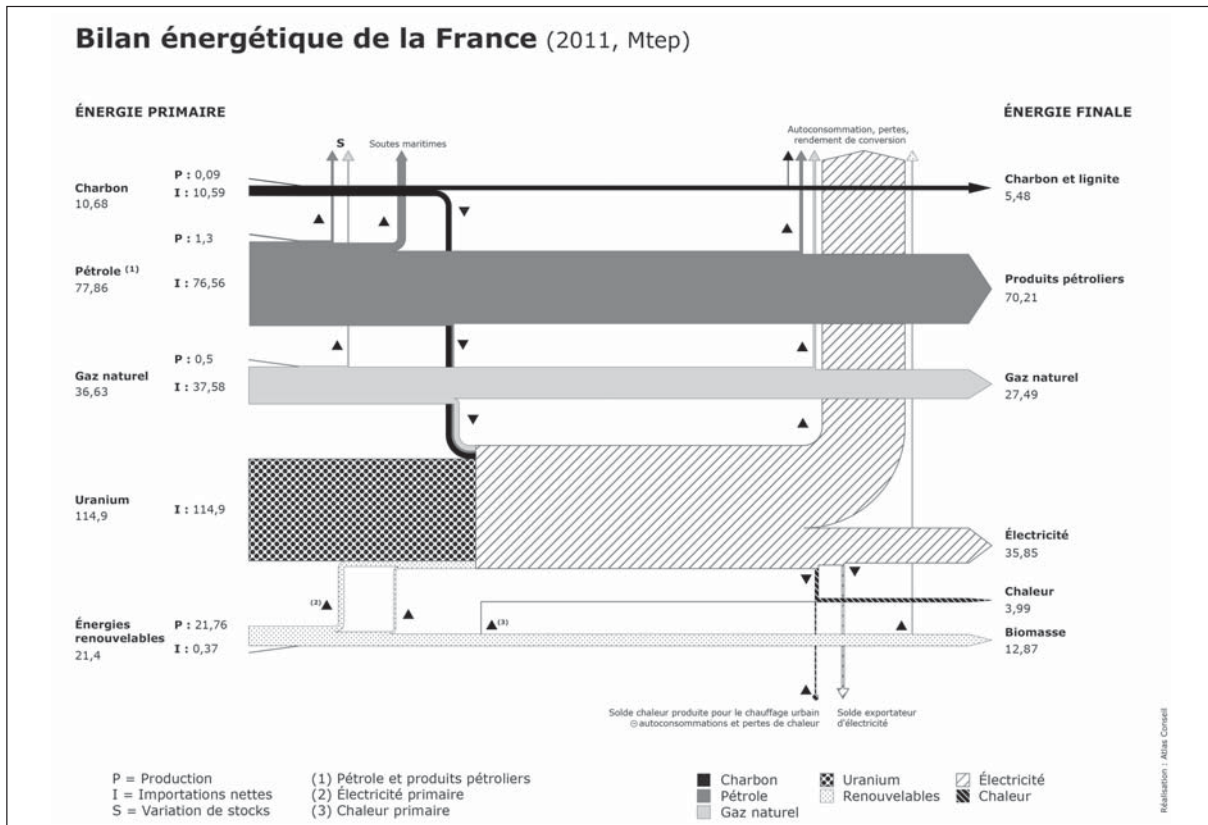
La description d'un système énergétique suppose donc de dresser la carte des connexions et des flux qui s'établissent entre les ressources énergétiques dont peut disposer une société et les besoins de services variés requérant de l'énergie de cette société, à travers les produits énergétiques finaux qui parviennent à ses différents membres.

La diversité des modes de satisfaction possibles des besoins de services d'une société en fonction des infrastructures qui l'entourent, de ses modes de vie et de production, de son organisation sociale, se traduit de fait par une très grande diversité de situations de consommation d'énergie : c'est ainsi que pour des niveaux de vie comparables, un habitant des États-Unis consomme près de deux fois plus d'énergie qu'un Français.

Les ressources énergétiques sont elles-mêmes nombreuses, présentent des caractéristiques très diverses et sont soumises à une série de contraintes physiques, quantitatives, techniques, géographiques, environnementales et économiques. Il existe des systèmes énergétiques très différents selon les sociétés, leur type d'organisation sociale et territoriale, les opportunités, les contraintes géographiques et géopolitiques dans lesquelles elles fonctionnent. Ces systèmes se distinguent par la nature et la répartition des ressources énergétiques mises en œuvre (ce que l'on appelle le « mix » ou le « bouquet » énergétique), mais tout autant par la façon dont les services énergétiques nécessaires sont rendus à la société.

I- Le bilan énergétique français

Le bilan énergétique est une source majeure de renseignements sur l'état du système énergétique d'un pays. Présenté ci-dessous sous forme de diagramme, il montre de façon synthétique l'ensemble des flux d'énergie qui irriguent pendant une année notre pays depuis les ressources primaires jusqu'aux produits finaux.



À partir de cinq ressources primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, uranium, énergies renouvelables) ce diagramme explicite les transformations successives qui conduisent à la fourniture aux usagers de six produits énergétiques finaux (combustible charbon, produits pétroliers, gaz, électricité, chaleur et combustible ou carburant biomasse). L'épaisseur des flèches qui conduisent des ressources primaires aux produits finaux est proportionnelle à l'importance des flux constatés, mesurés en millions de tep par an (Mtep/an¹). Les flèches verticales dirigées vers le haut du diagramme représentent les flux énergétiques qui sortent du système énergétique : il s'agit principalement des pertes qu'il faut consentir pour obtenir les produits finaux nécessaires aux usagers, à partir des ressources primaires.

Le diagramme se lit de la façon suivante : la flèche hachurée qui aboutit au produit électricité et dont l'épaisseur est proportionnelle aux 36,48 Mtep effectivement mis à disposition des usagers trouve sa principale source dans l'uranium (croisillons pour 114,9 Mtep) complétée par un peu de charbon (4,1 Mtep), de gaz naturel (6 Mtep), d'énergies renouvelables (8 Mtep) et de pétrole (2 Mtep). La partie verticale de cette flèche est constituée des pertes que doit consentir le système (environ les 2/3 du total) pour fournir le produit « électricité » à la société.

Ce diagramme simplifié permet de faire quelques constats importants :

- les transformations successives qui permettent de fournir aux usagers des produits énergétiques utilisables introduisent des pertes parfois importantes (en particulier pour l'électricité). Une partie des ressources primaires mises en œuvre (40 % du total) s'est ainsi échappée en pure perte du système énergétique en 2011.
- l'énergie finale de loin la plus utilisée par la société française reste l'ensemble « produits pétroliers » (fioul domestique et industriel, carburants) qui représente à lui seul 46 % du total, suivi de l'électricité (22 %) et du gaz (20 %).
- la situation est très différente pour l'énergie primaire : c'est l'uranium qui arrive de loin en tête avec 114,9 Mtep et 44 % du total de l'approvisionnement, devant le pétrole (78 Mtep et 30 % du total) et le gaz naturel (36,6 Mtep et 14 % du total). L'uranium à lui seul est la source de 75 % de l'électricité produite en France. La sécurité d'approvisionnement électrique du pays repose donc principalement, à l'encontre de l'ensemble des pays du monde, sur la sûreté de fonctionnement du parc nucléaire et la sécurité d'approvisionnement en uranium.
- l'approvisionnement en énergie primaire de la France repose à 92 % sur des ressources importées : l'uranium, le pétrole, le gaz, le charbon. La sécurisation de cet approvisionnement est donc un problème majeur. D'autre part, l'ensemble de ces importations représente une facture de 61 milliards à la France en 2011 (l'équivalent de 90 % du déficit commercial).

1 - Mtep = million de tep. Tep (tonne équivalent pétrole) : cette unité permet de comptabiliser toutes les ressources énergétiques en leur « équivalent pétrole ». Par exemple, selon sa qualité, il faudra de 1,5 à 2 tonnes de charbon pour obtenir autant d'énergie qu'avec une tonne de pétrole. L'équivalent pétrole d'une tonne de charbon varie donc de 0,5 à 0,66 tep.

Quelques clés de lecture des bilans énergétiques

Les quantités de ressources primaires mobilisées pour la production d'électricité.

Pour les énergies renouvelables électriques regroupées sous la rubrique « électricité primaire » où le flux d'énergie est directement transformé en électricité sans passer par l'intermédiaire d'une production de chaleur, c'est l'équivalent de la production d'électricité (en tonne équivalent pétrole, tep) qui est comptabilisé (1 tep = 11,6 MWh, 1 MWh = 0,086 tep).

Dans le cas où l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles, la comptabilité des ressources primaires nécessaire à cette production ne pose pas de problème particulier : il suffit en effet de prendre en compte la quantité en tep de chacun des combustibles qui s'est révélée nécessaire à cette production d'électricité.

Dans la même logique, pour le nucléaire, ce sont les quantités d'uranium et leur équivalent en tep qu'il faut prendre en compte puisque c'est bien la fission de l'uranium qui permet d'obtenir la chaleur nécessaire à la vaporisation de l'eau, vapeur ensuite détendue à travers une turbine, par le même processus qu'avec un combustible fossile.

Ce n'est pas le cas aujourd'hui puisque l'uranium ne figure dans aucun bilan énergétique officiel, comme si la chaleur qu'il permet de produire était directement produite par la nature. On trouve à la place une mention « électricité primaire » inappropriée dans ce cas pour deux raisons : il ne s'agit pas d'électricité mais de chaleur puisqu'on y indique la quantité de chaleur nécessaire (en tep), pour obtenir la quantité d'électricité observée compte tenu du rendement de production de la filière nucléaire. Avec un rendement de 33 %, typique du rendement des centrales nucléaires actuelles, il faut 3 MWh de chaleur, soit $3 \times 0,086 = 0,26$ tep pour produire 1 MWh d'électricité. D'autre part il ne s'agit pas non plus de « chaleur primaire » mais de chaleur fournie par un matériau radioactif, l'uranium.

D'autre part, cette « électricité primaire » ou électricité nucléaire est considérée dans les bilans officiels comme une production nationale, alors que l'uranium, véritable source primaire, est entièrement importé.

C'est la raison pour laquelle les productions mondiales d'électricité nucléaire et hydraulique, qui sont du même ordre de grandeur (environ 2 600 TWh), figurent au bilan primaire mondial pour 680 Mtep pour le nucléaire contre seulement 224 Mtep pour l'hydraulique.

Ce diagramme simplifié traduit les données d'un tableau croisé exprimé en Mtep, qui comporte trois compartiments principaux. Le premier concerne l'approvisionnement en différentes ressources primaires, fossiles, fissiles et renouvelables. Le dernier bloc concerne la consommation finale d'énergie, avec une description par grands secteurs socio-économiques des consommations des principaux produits énergétiques. Le bloc intermédiaire décrit les consommations qu'il faut consentir pour obtenir les produits énergétiques utilisables par les usagers à partir des ressources primaires.

Les deux premiers tableaux détaillent les différents postes du diagramme précédent. Par contre le dernier tableau contient des informations nouvelles sur la consommation finale des différents produits énergétiques dans les différents secteurs de l'activité socio économique.

La présence de la dernière ligne de ce tableau, celle des consommations non énergétiques, tient à la nécessité de boucler le bilan en y incluant l'ensemble des usages des ressources « énergétiques » même si celles-ci sont utilisées à d'autres fins (la chimie des produits carbonés).

On distingue donc bien, dans la consommation d'énergie finale, la consommation énergétique finale (142,2 Mtep) et la consommation non énergétique finale (13,7 Mtep). Lors de l'examen de scénarios de prospective de la consommation d'énergie (finale et primaire), il faut donc vérifier si l'on parle de consommation d'énergie finale ou de consommation énergétique finale.

Tableau 1 : Bilan énergétique France 2011 (Mtep)

Unité : Mtep	Charbon, Lignite	Pétrole Brut	Produits pétroliers	Gaz	Uranium	HESG	Electricité	Chaleur	Biomasse	Total
PRODUCTION PRIMAIRE	0,09	1,3		0,5				0,19	16,14	23,67
Importation	10,08	64,38	40,94	40,89	114,9		0,71		0,43	272,33
Exportation	-0,36	-0,15	-19,67	-3,31	0		-5,59		-0,07	-29,14
Soutes maritimes et aériennes			-8,44		0					-8,44
Variation de stocks	0,26	0,66	-1,16	-1,46	0				0,02	-1,67
CONSOMMATION PRIMAIRE	10,08	66,19	11,67	36,63	114,9	5,43	-4,88	0,19	16,51	256,73
Raffineries		-70,6	71,62		0	0	0	0	0	1,02
Centrales électriques	-4,1		-2,05	-6,06	-114,9	-5,43		3,69	-2,54	-82,9
Autoconsommation, pertes *	-0,5	4,41	-11,02	-3,08			-7,77	0,11	-1,11	-18,97
CONSOMMATION FINALE	5,48		70,21	27,49			35,85	3,99	12,87	155,89
<i>Industrie</i>	5,09		4,01	7,59			9,17		2,34	28,2
<i>Transport</i>	0		41,12	0,15			1,08		2,79	45,13
<i>Résidentiel</i>	0,30		6,50	13,31			14,77	0,13	6,99	42,00
<i>Tertiaire</i>			3,47	4,92			10,55	3,86	0,71	23,51
<i>Agriculture</i>			2,79	0,18			0,29	0,00	0,04	3,30
Non énergétique	0,06		12,30	1,33						13,69

* HESG : hydraulique, éolien, solaire, géothermie.

Du point de vue sectoriel quelques constats :

Les transports arrivent en tête (31 %) du total, devant le résidentiel (30 %), l'industrie (20 %) et le tertiaire (17 %). Ce n'est donc pas, comme on a souvent tendance à le croire, l'activité industrielle qui est la plus consommatrice d'énergie en France.

En ce qui concerne les produits énergétiques :

- La prééminence des produits pétroliers dans les transports (92 %) est bien connue. On constate que leur présence reste encore assez forte dans le résidentiel – tertiaire (18 %), plus modeste dans l'industrie (14 %).
- L'électricité, second produit final, mais loin derrière les produits pétroliers (35,85 Mtep contre 70,2 Mtep), connaît en France une pénétration très importante dans le tertiaire (44 %) et le résidentiel (35 %) (contre par exemple 25 % en Allemagne). C'est en grande partie la conséquence d'une politique continue d'encouragement à l'implantation du chauffage électrique par les gouvernements successifs depuis plus de 20 ans. Sa pénétration est plus modeste dans l'industrie (32 %) à un niveau inférieur à celui de l'industrie allemande (34 %).
- Le gaz naturel connaît une forte pénétration dans le résidentiel tertiaire (27 %) et l'industrie (27 %).
- Quant au charbon il n'est quasiment utilisé que dans l'industrie.

Fig. 1 - Consommation énergétique finale par secteur

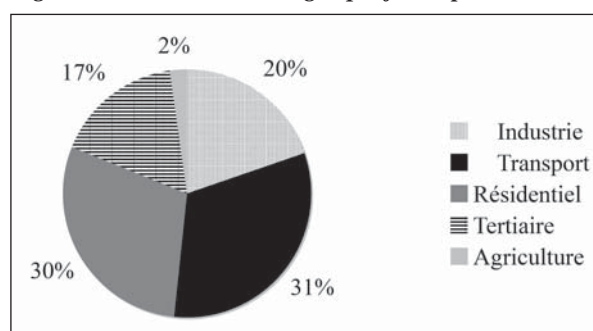


Fig. 2 - Consommation de produits pétroliers par secteur

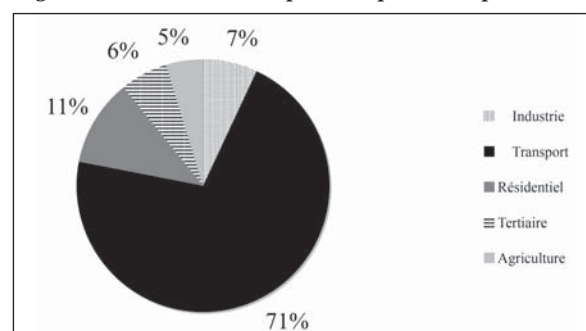


Fig. 3 - Consommation d'électricité par secteur

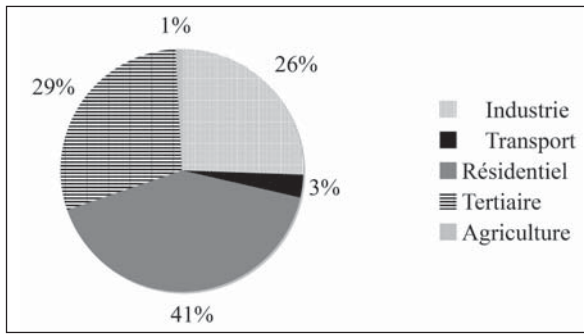
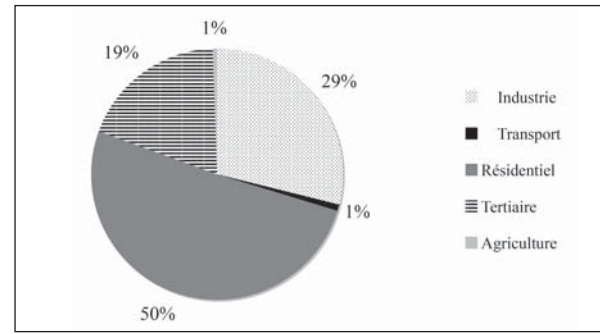


Fig. 4 - Consommation de gaz par secteur



Il est également utile de connaître la répartition de l'usage pratique des différents produits finaux. Si l'on a une idée assez claire de la répartition des usages du pétrole par exemple dans les transports, où il est totalement consacré au trafic routier, et dans le résidentiel tertiaire, où son usage est quasiment réservé au chauffage des locaux et à l'eau chaude sanitaire, on sait généralement beaucoup moins bien quels sont les usages dominants de l'électricité dans des secteurs comme le résidentiel - tertiaire ou l'industrie².

Fig. 5 - Consommation d'électricité dans le résidentiel tertiaire

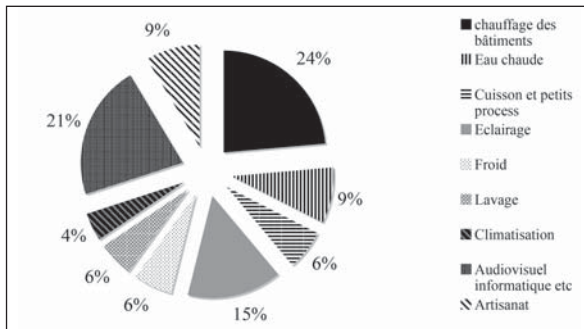
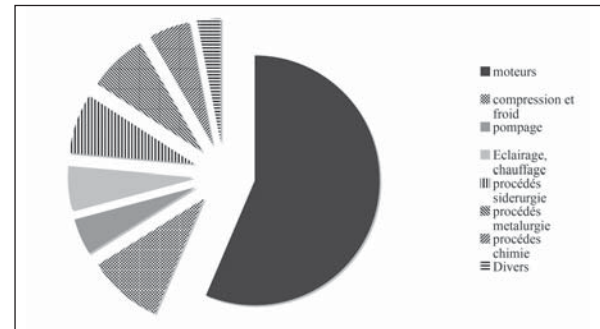


Fig. 6 - Consommation d'électricité dans l'industrie



Pour compléter cette analyse il n'est pas inutile enfin de tenter d'apprécier le bilan import export de l'énergie que nous échangeons avec nos partenaires commerciaux à travers le contenu en énergie des produits de ce commerce inter États. Ces données ne sont pas aujourd'hui disponibles. On peut cependant s'en faire une idée assez juste à travers les études du contenu en gaz carbonique (un gaz à effet de serre très lié à la consommation d'énergie) des échanges commerciaux. Ces études font apparaître une consommation d'énergie « grise » de la France supplémentaire de l'ordre de 35 % de celle qui figure dans le bilan officiel.

II- Indicateurs globaux du système énergétique

Trois indicateurs globaux permettent de rendre compte de la situation de notre pays: la consommation d'énergie par habitant, l'intensité énergétique³, enfin l'indépendance énergétique.

II-1 - Les valeurs en 2011

Tableau 2 : Les consommations d'énergie finale et primaire par habitant et l'intensité énergétique

	France	Allemagne	Union Européenne
Consommation Energie finale/hab. (tep)	2,39	2,76	2,30
Consommation Energie primaire/hab. (tep)	3,93	3,89	3,29
Intensité énergétique finale (kg eq pétrole/€)	0,086	0,090	0,099
Intensité énergétique primaire (kg eq pétrole/€)	0,142	0,127	0,142

La consommation finale par habitant en France est 15 % inférieure à celle de l'Allemagne, mais sa consommation primaire très légèrement supérieure (1 %). L'intensité énergétique finale de la France, rapport de la consommation finale d'énergie au produit intérieur brut (PIB), est inférieure de 5 % à celle de l'Allemagne et 15 % inférieure à celle de l'UE, mais son intensité primaire, analogue à celle de l'UE, est supérieure de 10 % à celle de l'Allemagne.

² - Ces données sont disponibles dans la base Odyssée de la communauté Européenne.

³ - Intensité énergétique (primaire ou finale) : rapport de la consommation d'énergie primaire ou finale au produit intérieur brut (PIB), exprimé en tep/1 000 € ou en kgep (kilo équivalent pétrole) par €.

La consommation d'énergie directe (électricité domestique, carburants, combustibles domestiques) des 20 % des ménages les plus aisés est 40 % plus élevée que celle des 20 % des ménages les plus pauvres. Elle représente néanmoins de l'ordre de 15 % des dépenses totales des 20 % des ménages les plus pauvres et seulement 6 % de celles des 20 % des ménages les plus aisés, dont le revenu est 3,5 fois plus élevé.

Mais la consommation totale d'énergie (y compris celle contenue dans les biens fabriqués en France ou à l'étranger) fait apparaître une corrélation beaucoup plus forte avec le niveau de vie. Une étude récente du CLIP⁴ montre en effet que la consommation totale d'énergie des 20 % des ménages les plus aisés est 2,5 fois supérieure à celle des 20 % des ménages les plus pauvres.

II-2 - Évolutions sur la période 1990-2000

Consommations finale et primaire par habitant et intensités énergétiques

Les deux figures suivantes montrent les évolutions des consommations d'énergie primaire et finale (y compris la consommation non énergétique) et des intensités énergétiques primaire et finales.

Les consommations d'énergie par habitant, finale et primaire, ont atteint un maximum respectivement en 2001 et en 2004 pour connaître ensuite une baisse régulière.

Les intensités énergétiques ont toutes les deux baissé à partir de 1991 de façon assez régulière, d'environ 1,3 % par an pour l'intensité primaire et de 1,5 % par an pour l'intensité finale.

Fig. 7 - Consommation d'énergie par habitant

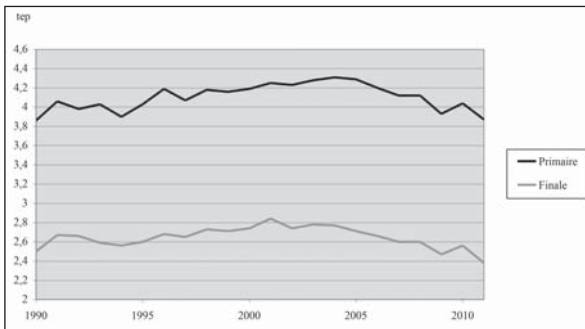
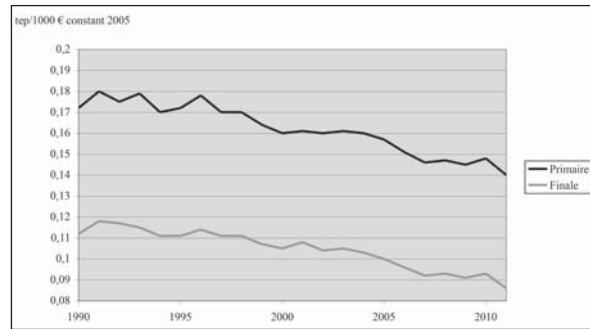


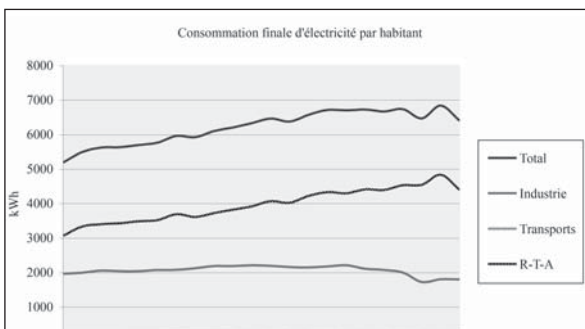
Fig. 8 - Intensité énergétique



Consommation finale d'électricité

La figure suivante montre l'évolution de la consommation finale d'électricité, totale et par secteur de consommation, sur la période 1990-2011.

Fig. 8 bis - Consommation finale d'électricité par habitant



La consommation finale d'électricité par habitant a augmenté de façon régulière de 1990 à 2004, de 116 kWh par an en moyenne. Elle s'est ensuite à peu près stabilisée avec des fluctuations importantes en fin de période.

On notera que les consommations de l'industrie et des transports par habitant, sont restées à peu près constantes sur la période 1990-2011, avec cependant une légère baisse en 2009-2011, et que l'augmentation s'est produite dans les secteurs résidentiel et tertiaire (la consommation de l'agriculture est très faible), donc dans les bâtiments (et l'éclairage public).

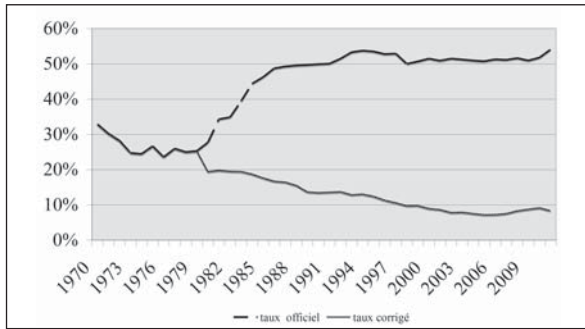
II-3 - L'indépendance énergétique

Le bilan énergétique annuel présenté par le ministère de l'industrie indique également la valeur du taux d'indépendance énergétique de notre pays. Ce taux est défini comme le rapport de la production nationale d'énergie primaire à la consommation intérieure d'énergie primaire du pays. En 2011, le chiffre indiqué par l'observatoire de l'énergie, 0,54, prend en compte par convention l'énergie thermique produite par l'uranium dans la production nationale. Il donne donc une image inexacte du taux d'indépendance française, telle qu'il est officiellement défini, puisque l'uranium comptabilisé est totalement importé depuis le début des années 90. La figure ci-dessous qui

4 - Prabodh Pourouchottamin (EDF-R&D), Carine Barbier (CIRED), Lucas Chancel et Michel Colombier (Iddri) « Nouvelles représentations des consommations d'énergie » Cahiers du CLIP, à paraître.

indique la variation de ce taux depuis 1970 selon que l'on prend ou non en compte l'importation d'uranium montre l'importance des conséquences quantitatives de la convention ainsi retenue.

Fig. 9 - Taux d'indépendance énergétique et importations d'uranium



dépendance énergétique de notre pays qui imposent la mise en œuvre d'une analyse multicritère.

Les raisons historiques de choix de cette convention sont diverses : l'autonomie en uranium dont disposait la France au début du développement du nucléaire et jusqu'au début des années 80, le fait que la part de l'uranium dans le coût du kWh nucléaire est faible⁵ et qu'il est possible d'en constituer des stocks de plusieurs années. Reste que le taux actuellement utilisé n'est pas conforme à sa définition et masque largement les questions de sécurité d'approvisionnement auxquelles la France risque d'être confrontée en cas de crise géopolitique. Plus globalement ce type d'indicateur, même utilisé correctement, est loin d'être suffisant pour aborder les questions de sécurité d'approvisionnement et de

III – La situation internationale et européenne

La situation énergétique au niveau international se caractérise tout d'abord par une inégalité considérable d'accès aux services de l'énergie : un milliard de personnes ne disposent d'aucun accès à l'électricité, la consommation d'énergie primaire par habitant des États-Unis est environ vingt fois celle de l'Inde. À l'intérieur même des pays industrialisés la précarité énergétique touche 8 à 10 % de la population.

Malgré la pénurie énergétique qui frappe toujours une majorité des habitants de notre planète, le développement accéléré des grands pays émergents s'accompagne d'une forte demande de services énergétiques qui tire la consommation de l'ensemble des produits énergétiques issus des énergies fossiles.

Fig. 10 - Monde : Approvisionnement énergétique par source

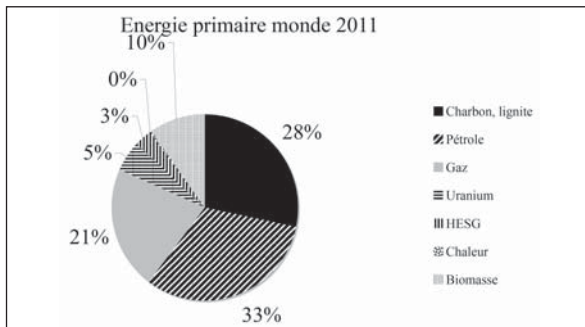
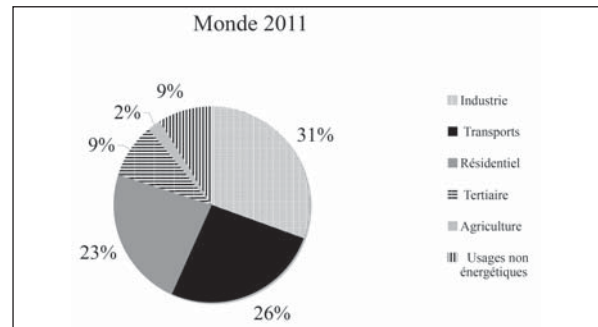


Fig. 11 - Monde : Consommation d'énergie finale par secteur



La consommation mondiale d'énergie primaire mondiale atteint 13080 Mtep en 2011. La consommation française en représente 1,9 %, celle de l'Union Européenne 12,7 %. La consommation d'énergie finale mondiale est de 9050 Mtep, la France en représente 1,7 % et l'Union Européenne 12,8 %.

Dans le contexte d'accélération de cette demande qui se porte principalement sur les combustibles fossiles (82 % de l'approvisionnement mondial en 2011), les premières manifestations de raréfaction inéluctable des réserves de ces énergies se font jour, avec l'apparition d'une volatilité considérable des prix des différentes énergies fossiles, dans un contexte géopolitique incertain, globalement et rapidement haussier⁶ qui pèse sur le développement économique des pays qui n'en sont pas pourvus. L'uranium, source unique de combustible des filières de production d'électricité nucléaire actuelles n'échappe pas à cette menace de raréfaction au cours du siècle, au cas où ce mode de production, encore marginal au niveau mondial (5 % de l'approvisionnement mondial en 2011) se développerait significativement.

Les perspectives dégagées par la découverte récente et le début d'exploitation industrielle des ressources fossiles non conventionnelles ne semblent pas de nature à changer fondamentalement la donne d'autant que les dépenses

5 - (ce qui est confirmée par la faiblesse de la part de l'uranium dans la facture énergétique).

6 - Il est intéressant à ce propos de constater qu'aucun des scénarios énergétiques mondiaux publiés dans les années 90 n'imaginait un prix du pétrole supérieur à 50 \$/baril à l'horizon 2020, alors qu'il s'est maintenu autour de 100 tout au long d'année 2012.

énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre (voir § IV) qu'implique leur exploitation intensive sont souvent bien supérieures à celles de leur concurrents conventionnels⁷.

Dans l'Union Européenne, les transports constituent le premier poste de consommation d'énergie finale (28 %) alors que c'est l'industrie (31 %) qui domine au niveau mondial.

En ce qui concerne ses approvisionnements, l'UE présente une dépendance du même ordre que le reste du monde vis-à-vis du pétrole (34 % contre 33 % pour le monde). Le gaz naturel occupe la seconde place avec 24 % du total (contre 23 % pour le monde). Le charbon y reste une ressource importante avec 17 % du total (cependant nettement moindre qu'au monde où elle atteint 28 %). L'uranium, avec 14 % du total, y est beaucoup plus présent que dans le reste du monde où il ne compte que pour 5 %, mais beaucoup moins qu'en France où il représente 44 % du total primaire. La part des énergies importées dans le bilan de l'Union européenne en 2011 (charbon, pétrole gaz, uranium) atteint 59 % du total. Sa dépendance aux importations pétrolières atteint 87 %.

Fig. 12 - UE : Approvisionnement énergétique par source

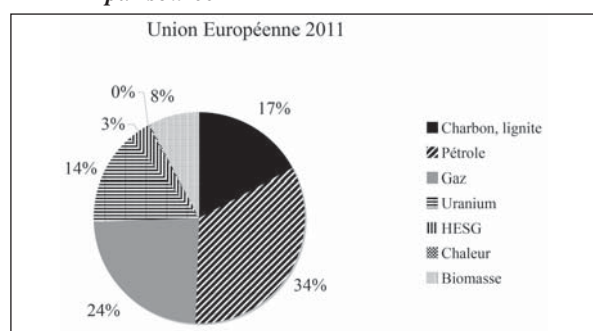
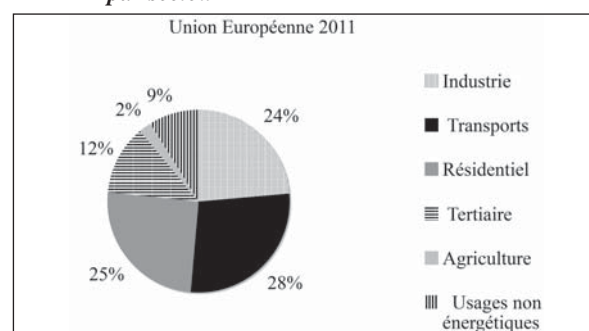


Fig. 13 - UE : Consommation d'énergie finale par secteur



IV- Les questions d'environnement

Les activités liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie des services énergétiques sont sources de risques environnementaux, à différents échelons géographiques, du local au global (rejets, émissions de polluants, pollution thermique, déchets, marées noires, émissions de gaz à effet de serre, risques d'accident nucléaire).

Parmi les problèmes de pollution locale, la France est dans une situation particulière dans le domaine des émissions de particules fines considérées aujourd'hui comme cancérigènes. Le succès de la politique fiscale des gouvernements successifs en faveur du diesel, justifiée par des raisons d'efficacité énergétique (et donc de contrôle des émissions de CO₂) et des raisons industrielles, conduit aujourd'hui à disposer d'un parc automobile diesel très majoritaire, responsable de l'essentiel de la pollution particulaire urbaine.

En ce qui concerne les problèmes d'environnement global, les deux principaux problèmes en débat concernent les émissions de gaz à effet de serre responsables du dérèglement climatique et les risques nucléaires.

IV-1- L'effet de serre

On sait que les émissions mondiales de gaz à effet de serre, actuellement encore en rapide augmentation au niveau mondial, risquent à moyen et long terme de provoquer une dérive incontrôlable du climat. Dans ce contexte, le GIEC⁸ a recommandé une division par 2 des émissions mondiales moyennes à l'horizon 2050, qui se traduit par une division par 4 ou 5 des émissions des pays européens par rapport à la situation actuelle. La loi POPE⁹ a fixé pour la France un objectif de réduction de ces émissions d'un facteur 4 en 2050. Cet engagement a été repris par la loi « Grenelle » de 2009¹⁰. L'atteinte de cet objectif représenterait une réduction des émissions de 3 % par an en moyenne sur toute la période de 2005 à 2050.

Les émissions françaises sont aujourd'hui parmi les moins élevées des pays industrialisés et en légère diminution depuis 1990 (-7 %). Les énergies fossiles (essentiellement émettrices de CO₂ et de méthane) en sont responsables à hauteur de 70 % environ. Les émissions de CO₂ par habitant sont nettement plus faibles en France que dans l'UE

7 - C'est le cas des schistes bitumineux dont le processus de transformation en carburant est très énergivore, des gaz de schiste dont l'exploitation s'accompagne d'émissions de méthane importantes, etc.

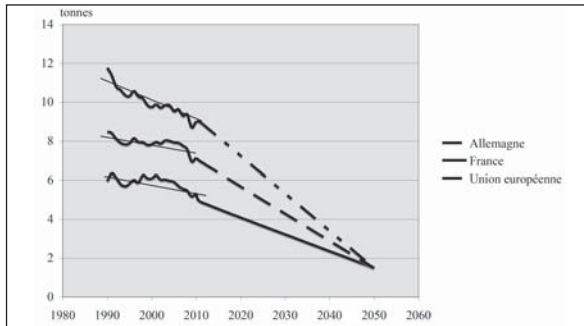
8 - GIEC : Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat.

9 - Loi POPE : Loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

10 - Loi Grenelle 1 du 24 juin 2009.

ou qu'en Allemagne mais ont décliné moins vite que dans ce pays depuis 1990 de 11,8 à 8,9 tonnes en Allemagne et 5,9 à 4,9 tonnes en France.

Fig. 9 - Taux d'indépendance énergétique et importations d'uranium



dans une installation nucléaire (centrales ou usines du combustible) et les pollutions, notamment à long terme, engendrées par les matières et les déchets radioactifs.

Le risque d'accident

Dans les centrales nucléaires existantes ou en construction, du type REP (réacteurs à eau pressurisée), les accidents graves n'ont pas été considérés lors de leur conception. Une part importante des 58 réacteurs en fonctionnement dans les centrales nucléaires françaises arrivent à une durée de fonctionnement entre 30 et 40 ans et se pose donc la question de leur vulnérabilité aux défaillances techniques internes comme aux agressions extérieures (séismes, inondations, actes de malveillance).

Outre les conséquences environnementales, sanitaires et économiques d'un accident nucléaire, se pose la question de la vulnérabilité globale du système français de production d'électricité qui repose à 76 % sur une seule matière première, l'uranium et une seule technique, le réacteur à eau et uranium enrichi (comme les réacteurs accidentés de Three Mile Island aux États-Unis en 1979 et Fukushima au Japon en 2011).

Le risque d'accident nucléaire existe également pour les piscines d'entreposage des combustibles irradiés, les usines de retraitement, les usines de fabrication des combustibles (surtout les combustibles MOX utilisant du plutonium) ainsi que les transports de matières et de déchets radioactifs.

Les déchets radioactifs

Les combustibles usés (radioactifs) sont entreposés dans les piscines des réacteurs nucléaires ainsi qu'à La Hague. Les autres sites de stockage des déchets sont gérés par l'ANDRA, dont le site fermé du Centre de stockage de la Manche (CSM) et celui de l'Aube (CSA), tous deux dédiés aux déchets faiblement et moyennement radioactifs à vie courte. Le centre de Marcoule abrite également des quantités importantes de déchets bituminés issus du retraitement, en cours de reprise.

Deux modes de traitement sont actuellement en vigueur dans le monde pour la gestion des combustibles irradiés issus des réacteurs nucléaires. La majeure partie des pays entrepose les combustibles irradiés en l'état dans l'attente d'une solution de stockage. La solution du retraitement des combustibles irradiés (séparation chimique de l'uranium, du plutonium et de l'ensemble produits de fission et autres transuraniens) est surtout développée et soutenue par la France¹¹ avec le double objectif de production de plutonium et de traitement des déchets. L'opération du retraitement émet des rejets gazeux et liquides dont l'accumulation peut être dangereuse pour la santé comme pour l'environnement.

Dans la mesure où tous les combustibles irradiés ne sont pas retraités, en particulier les combustibles mixtes uranium - plutonium (MOX), on doit prévoir à la fois des stockages pour les combustibles irradiés non retraités et pour les différentes catégories de déchets issus du retraitement. À la fin du fonctionnement des centrales nucléaires, une nouvelle quantité considérable de matériaux radioactifs sera également à gérer : ce sont tous les déchets produits par le « démantèlement » des centrales nucléaires.

Pour ce qui concerne la gestion des déchets radioactifs les plus dangereux (par le niveau de leur radioactivité et, ou par leur durée de vie), la solution officielle proposée en France est l'enfouissement en couches géologiques

La figure 9 montre que la poursuite de la pente de décroissance des émissions par habitant depuis 20 ans est très insuffisante pour atteindre l'objectif 2050 d'une division par 4 des émissions (de l'ordre de 1,5 t/hab).

IV -2 - Les risques engendrés par la production d'électricité d'origine nucléaire

Les réactions de fission et la réaction en chaîne dans les combustibles des réacteurs nucléaires produisent de la chaleur et, de façon concomitante, des produits radioactifs extrêmement dangereux.

La production d'électricité d'origine nucléaire présente deux types de risques : l'accident grave, voire majeur,

¹¹ - Le retraitement des irradiés est également pratiqué à l'échelle industrielle au Royaume-Uni, dans l'usine de Sellafield. La technique du retraitement a été développée initialement pour la production de plutonium à des fins militaires.

profondes. Après la création d'un laboratoire de recherche, le projet de création d'un centre de stockage à grande profondeur doit être soumis au débat public en 2013 (CNDP, Commission nationale du débat public).

V- Caractéristique du paysage institutionnel et industriel

Les questions de production, de transport et de distribution d'énergie ont été traditionnellement traitées de façon centralisée en France, au niveau du ministère de l'industrie et plus récemment du ministère chargé de l'environnement, en dialogue avec des entreprises de très grands tailles : Total, EDF, GDF Suez, Areva, etc, la majorité d'entre elles à capitaux majoritairement publics. L'influence des pouvoirs publics y reste importante, même dans le contexte créé par la volonté de libéralisation des marchés énergétiques engagée par l'Union Européenne.

Cette influence se traduit entre autres par :

- l'existence d'Électricité de France, entreprise à très forte majorité publique, leader mondial dans le domaine de la production transport et distribution d'électricité, encore en situation très majoritaire sur le marché français de l'électricité,
- l'existence d'une entreprise nationale, AREVA, leader mondial de l'ensemble de la chaîne nucléaire, depuis l'exploitation du minerai d'uranium jusqu'au traitement des déchets en passant par l'élaboration du combustible nucléaire, la construction et la maintenance des réacteurs,
- la construction et l'exploitation par une seule entreprise, EDF, d'un parc nucléaire de 58 réacteurs qui fournit environ 75 % de l'électricité consommée en France,
- une tradition d'intervention des pouvoirs publics sur les questions tarifaires qui se manifeste par exemple par le maintien historiquement élevé de taxes sur les carburants¹², des interventions fréquentes sur le prix à la pompe des carburants, le maintien de la péréquation géographique des tarifs de l'électricité sur l'ensemble du territoire, le maintien jusqu'ici d'un tarif réglementé de l'électricité par les pouvoirs publics qui échappe ainsi au seul marché,
- le poids de ces grandes entreprises sur les marchés en développement rapide des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le photovoltaïque, par rapport à celui des PMI et PME de ce secteur d'activité, au contraire d'un pays comme l'Allemagne par exemple qui dispose sur ces questions d'un tissu de PMI-PME puissant.

Les questions de maîtrise de la demande d'énergie et de développement des énergies renouvelables¹³ sont gérées en France par l'ADEME, établissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle conjointe des ministères en charge de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche. Elle est dotée de vingt six délégations régionales et d'environ 950 collaborateurs.

¹² - Taxes qui se situent dans la fourchette haute en UE alors qu'elles n'existent pas aux États-Unis.

¹³ - L'ADEME a cinq domaines d'intervention : Déchets, Sols pollués et friches, Énergie et climat, Air et bruit, Actions transversales (production et consommation durable, villes et territoires durables).

Le tournant énergétique allemand : État des lieux et idées pour le débat français

Andreas Rüdinger (Global Chance)

Alors que la France engage son débat national pour la transition énergétique, il est intéressant de porter de nouveau le regard vers nos voisins allemands, engagés dans une transition énergétique ambitieuse depuis le début des années 2000. L'analyse ci-contre a pour vocation de dresser un bilan général sur l'avancement de la transition énergétique en Allemagne, autour de ses composantes énergétiques, économiques, sociales et environnementales. Bien que fondé sur une dynamique politique différente (autour du catalyseur que représente le projet de sortie du nucléaire décidé en 2000 puis révisé après l'accident nucléaire de Fukushima en 2011), l'expérience allemande comporte en effet de nombreux enseignements utiles pour le débat et la mise en œuvre de la transition énergétique en France¹.

Évolution du système énergétique allemand face aux objectifs du Energiekonzept

La présente section vise à donner un aperçu général de l'état d'avancement face aux objectifs de l'Energiekonzept allemand, résumés dans le tableau ci-dessous.

La réalisation des objectifs de l'Energiekonzept allemand			
	2012	Objectif 2020	Objectif 2050
Emissions de gaz à effet de serre			
Réduction des GES (base 1990)	-26,4 %*	-40 %	-80 à 95 %
Efficacité énergétique			
Réduction énergie primaire (base 2008)	-6 %	-20 %	-50 %
Amélioration intensité énergétique /an	-2 %	- 2,1 %	
Consommation d'électricité (base 2008)	-3,4 %	-10 %	-25 %
Part cogénération dans conso. d'électricité	15,5 %*	25 %	-
Performance énergétique des bâtiments			
Consommation chaleur	-	-20 %	
Consommation d'énergie primaire	-	-	-80 %
Rythme de rénovations lourdes par an	1 %	2 %	
Transports			
Consommation d'énergie finale (base 2005)	-0,5 %	-10 %	-40 %
Parc véhicules électriques	6 600	1 M.	6 M. (2030)
Energies renouvelables			
Part consommation finale	12,1 %*	18 %	60 %
Part consommation d'électricité brute**	22 %	35 %	80 %

Source : BMWi 2012, AGEb 2012

* : données 2011

** : incluant les pertes réseaux et l'autoconsommation du secteur électrique

¹ - Les lecteurs de cet article pourraient également être intéressés à consulter le numéro 30 des cahiers Global Chance (2011) : « L'énergie en Allemagne et en France : Une comparaison instructive », entièrement consacré à la comparaison des politiques énergétiques allemandes et françaises et comportant un travail d'analyse statistique plus détaillé.

Concernant l'objectif de **réduction des émissions de gaz à effet de serre** de 40 % d'ici 2020, l'Allemagne se positionne raisonnablement bien, avec, à la fin de l'année 2011, une réduction de 26,4 % par rapport à l'année de base 1990. Comme le démontre une récente analyse de l'Öko-Institut, les mesures actuellement mises en œuvre devraient permettre d'atteindre une réduction d'environ 35 % d'ici 2020². Cependant, l'atteinte de cet objectif ambitieux (par rapport à l'objectif européen de -20 %) dépend en grande partie de la capacité du pays à renforcer sa politique d'efficacité énergétique dans le bâtiment et à réduire davantage les émissions du secteur électrique. Dans les scénarios actuels, la moitié de l'effort de réduction d'émissions à réaliser entre 2008 et 2020 repose en effet sur le secteur électrique. Or, en l'absence d'un système d'échange de quotas CO₂ européen (EU ETS) plus contraignant³, de nouveaux signaux politiques nationaux seront nécessaires pour favoriser la réduction de la production fossile et notamment des centrales à charbon (cf. section 3).

La **politique d'efficacité énergétique** engagée en Allemagne montre également de premiers résultats, bien que ceux-ci s'avèrent encore insuffisants par rapport à l'objectif 2020, et plus généralement, par rapport au potentiel que représente la politique de maîtrise de la demande énergétique pour la transition énergétique. L'intensité énergétique a été réduite de 2 % par an en moyenne, entre 2008 et 2011⁴. Corrigée des variations climatiques, cette amélioration se limite néanmoins à 1,4 %. La réduction de la consommation d'énergie primaire reste en partie due à ces mêmes variations climatiques et un effort important sera nécessaire pour atteindre l'objectif d'une réduction de 20 % en 2020⁵.

À noter que la consommation d'électricité a baissé de 3,4 % (21 TWh) entre 2008 et 2012, ce qui équivaut à la production de deux réacteurs EPR. Ce résultat est d'autant plus notable que la consommation d'électricité ne comporte pas de part « thermosensible » en Allemagne, en raison de la très faible pénétration du chauffage électrique, présent dans seulement 3 % des logements (essentiellement sous forme d'anciens chauffages électriques à stockage nocturne)⁶.

En ce qui concerne l'objectif de **développement de la cogénération électricité-chaleur**, l'Allemagne reste sur une bonne voie avec une part de près de 16 % de la consommation d'électricité. Avec la réforme de la loi sur la cogénération de 2012, le soutien aux petites installations ainsi qu'aux installations modernisées a été augmentée et le soutien à la tri-génération (chaleur, froid, électricité) a été introduit dans la loi. Certains experts critiquent cependant l'absence d'un soutien spécifique et plus prononcé pour la cogénération à très petite échelle et préconisent une meilleure prise en compte du potentiel des installations de cogénération dans un futur mécanisme de capacités pour l'électricité⁷.

La politique allemande de **renovation thermique des bâtiments** affiche un bilan encourageant : la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel a baissé de 15 % entre 2000 et 2011, malgré une augmentation de la surface habitable de 14 %. Cependant, le programme de rénovations thermiques reste pour l'instant en deçà du volume de travaux envisagés. En effet, l'objectif de porter le rythme de rénovations lourdes à 2 % du parc existant implique que plus de 700 000 logements soient traités chaque année, contre moins de 300 000 actuellement (dont 150 000 rénovations lourdes à travers le programme de la KfW). Les mécanismes de soutien financier gérés par la banque de développement allemande KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) constituent un modèle intéressant pour la réflexion en France, notamment en ce qui concerne le déclenchement de travaux lourds, permettant d'atteindre un niveau de performance équivalent à celui d'un bâtiment neuf (voir section 2).

Dans le secteur de la **mobilité**, l'Energiekonzept allemand prévoit un déploiement substantiel des véhicules électriques avec l'objectif d'un million de véhicules d'ici 2020, contre quelques milliers actuellement. Selon les parties prenantes de la « plateforme mobilité électrique », créée en 2010 par le Ministère fédéral de l'environnement (BMU), cet objectif reste atteignable, à condition que l'effort de déploiement soit accompagné d'une véritable politique industrielle. On peut néanmoins critiquer le fait que la stratégie du tournant énergétique n'intègre pas à ce jour une réflexion plus large sur la mobilité incluant les questions d'aménagement du territoire et de transfert modal. Une politique de mobilité durable existe par ailleurs, mais se construit en parallèle et sans articulation avec la politique énergétique. Considérant le poids qu'occupent les transports dans les bilans énergétiques et d'émissions (presqu'un tiers de la consommation finale et 20 à 26 % des émissions respectivement en Allemagne

2 - Matthes, F. (2011) : *Treibhausgas-Emissionsprojektionen bis zum Jahr 2020*. Öko-Institut, 26 p.

3 - Le prix des quotas d'émission de CO₂ s'élève actuellement à moins de 5 euros par tonne (contre un niveau prévu initialement aux alentours de 20 à 30 euros), en raison du surplus considérable de certificats, généré par la crise économique et une politique d'allocation trop laxiste durant la deuxième phase du système d'échange.

4 - L'intensité énergétique représente la quantité d'énergie nécessaire à la production d'une unité de PIB. L'ambition allemande de -2,1 %/an est très proche de l'objectif français, défini à -2 % an jusqu'en 2015 et -2,5 % après 2015. Il est toutefois intéressant de noter que l'intensité énergétique (ainsi que les objectifs qui s'y rapportent) est généralement mesurée en énergie primaire en Allemagne et en énergie finale en France.

5 - Entre 2011 et 2012, l'évolution de la consommation d'énergie primaire semble être davantage corrélée avec les variations climatiques qu'avec le PIB. Ainsi, en 2011, la consommation d'énergie primaire a reculé de 5 % grâce à un hiver clémente et malgré une croissance économique de 3 %. L'augmentation légère de 2012 (0,8 %), en dépit d'une croissance économique plus faible (0,7 %) est due en grande partie au début d'année particulièrement froid.

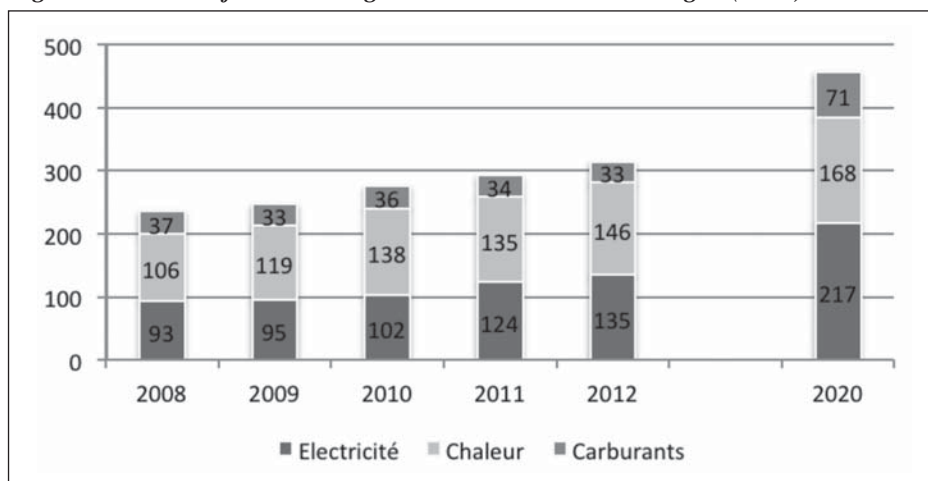
6 - Parallèlement, il est intéressant de noter que plus de 25 % des logements neufs sont équipés de pompes à chaleur, avec une tendance croissante depuis 2011 (AGEB 2012).

7 - Voir par exemple : „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)“, Öko-Institut, 2012.

et en France), il semble essentiel que la question de la mobilité soit traitée comme un levier central de la transition énergétique, que ce soit à l'échelle nationale ou européenne.

Le **développement des énergies renouvelables** reste au cœur de la stratégie allemande. Poussée par l'augmentation considérable du photovoltaïque ces trois dernières années (7 GW de capacité additionnelle en 2010, 7,5 GW en 2011, 7,6 GW en 2012) la part de la production d'électricité renouvelable ne cesse d'augmenter, atteignant 22 % en 2012 (25 % sur le premier semestre 2012). La part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'énergie finale a atteint 12,1 % en 2011, pour un objectif de 18 % en 2020. En 2012, la production d'énergie renouvelable (finale) s'est établie à 135 TWh pour l'électricité, 146 TWh pour la chaleur, et 33 TWh pour les biocarburants, en hausse de 22 TWh par rapport à 2011.

Fig. 1 - Production finale d'énergies renouvelables en Allemagne (TWh)



Source : BMU 2012

Les politiques allemandes en matière d'efficacité énergétique⁸

Les mesures d'efficacité énergétique sont incontestablement le levier majeur de la transition énergétique, quelle que soit l'échelle considérée. En Allemagne, l'effort majeur porte sur la rénovation énergétique des bâtiments, qui représentent – comme en France – plus de 40 % de la consommation d'énergie finale. Alors que le débat français sur la transition énergétique sera l'occasion de définir les leviers politiques et financiers adéquats pour exploiter ce formidable gisement de « négawatts », il paraît opportun de s'intéresser à quelques spécificités du modèle de financement mis en œuvre en Allemagne. Géré par la banque publique de développement allemande (KfW), ce modèle combine des crédits à taux préférentiel et des subventions directes, attribués en fonction de la performance énergétique atteinte après travaux.

Le circuit de financement

Le mécanisme de soutien financier allemand est basé sur une approche originale, combinant deux sources de financement. D'une part, les aides publiques accordées aux bénéficiaires sous forme de subventions directes et indirectes (bonification des prêts, distribués à un taux de 1 %) sont issus du « fonds énergie-climat ». Créé en 2010, celui-ci est alimenté par la totalité des revenus issus de la vente aux enchères de certificats européens d'émissions de CO₂⁹. Ceci apporte un avantage indéniable, puisque ces aides n'impactent pas le budget de l'État. En contrepartie, les ressources de ce fonds sont soumises aux variations du prix de ces mêmes certificats, ce qui conduit à un manque à gagner important pour 2012 et 2013, avec un impact direct sur le volume des aides mises à disposition des bénéficiaires¹⁰.

D'autre part, le circuit de financement est fondé sur la capacité de refinancement de la KfW, qui mobilise des volumes considérables (à faible coût) par le biais d'emprunts obligataires, garantis par l'État allemand. Ces ressources sont ensuite utilisées pour refinancer les banques locales auprès desquelles les ménages contractent le prêt. En 2010, la KfW a ainsi injecté près de 5 milliards d'euros pour la rénovation énergétique (9 milliards en incluant les constructions éco-performantes neuves). Ce point est fondamental : en France, les banques distri-

8 - Cette section présente une synthèse de l'analyse comparative « Rénover plus pour dépenser moins. La rénovation thermique du résidentiel privé en France et en Allemagne : regards croisés sur les outils politiques et financiers », qui sera publiée par l'Iddri en mars 2013.

9 - Lors de la création du fonds, il était également prévu que celui-ci soit approvisionné par les recettes de la taxe sur le combustible nucléaire, contrepartie de la prolongation de la durée de vie des centrales, négociée en 2010 et révoquée après l'accident de Fukushima. Les revenus de l'EU ETS constituent donc à ce jour la seule source de financement du fonds énergie-climat.

10 - En raison de la chute du prix des certificats, les recettes du fonds pour 2012 se sont établies à 380 M. € (au lieu de 780 M. € prévus), compensés par une contribution exceptionnelle du budget fédéral. Pour 2013, la chute des prix pourraient générer un manque à gagner considérable de jusqu'à 1,4 milliards d'euros (pour un budget total prévu de 2,1 milliards d'euros).

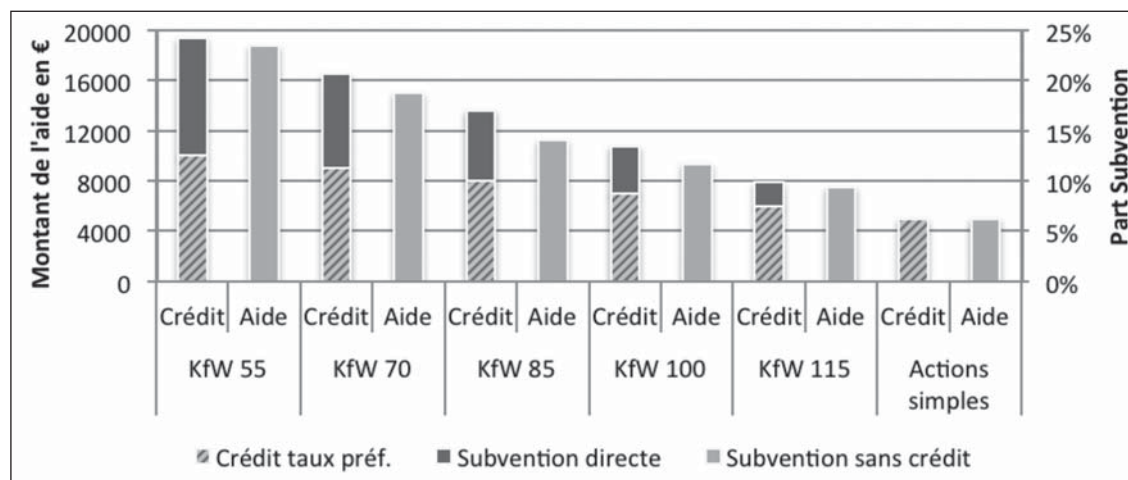
butrices financent l'éco-prêt à taux zéro sur leurs propres ressources, l'État n'assurant que le coût de la bonification du prêt, à travers un crédit d'impôt étalé sur plusieurs années, ce qui limite considérablement la propension des banques à distribuer ces prêts.

L'obligation de performance et le principe de progressivité des aides

Alors que le schéma français des aides à la rénovation énergétique reste pour l'instant attaché à une obligation de moyens (soutien à des équipements et actions précises en fonction de critères techniques¹¹), le modèle allemand est fondé sur une obligation de résultat : afin de bénéficier des aides (crédit préférentiel et subvention directe) pour la rénovation profonde, il faut attester que les travaux réalisés ont permis d'améliorer substantiellement la performance énergétique globale du bâtiment. Pour être éligible, les besoins énergétiques du bâtiment après travaux ne doivent pas excéder 115 % de la performance exigée pour une construction neuve, ce qui équivaut au standard « Bâtiment basse consommation – rénovation », établi en France à 80 kWh.m²/an. Cette observation est fondamentale pour comprendre les différences d'approches entre les modèles français et allemand : en France, le standard « BBC-rénovation » représente l'effort maximal acceptable d'un point de vue économique. **En Allemagne, ce même niveau constitue l'exigence minimale pour bénéficier des aides pour la rénovation globale.**

L'obligation de résultat pour le soutien à la rénovation globale est complétée par le principe de **progressivité des aides : le volume des subventions directes est corrélé au niveau de performance visé par le propriétaire**. Plus celui-ci est ambitieux, plus il recevra d'argent. Ainsi, la subvention directe (sans prise en compte du crédit préférentiel) pour rénover au standard « minimal » de 115 % de la consommation d'un bâtiment neuf s'élève à 10 % des coûts éligibles (max. 7 500 €). Pour un projet très ambitieux visant à atteindre le niveau de performance « KfW 55 » (55 % de la consommation d'un bâtiment neuf, équivalant au niveau Passivhaus), cette subvention atteint **25 % des coûts éligibles** (18 750 €). Ce principe a deux avantages : en favorisant des rénovations plus profondes, il limite le risque de « tuer le gisement » par une démarche trop partielle et incohérente sur le plan technique ou économique. Et en subventionnant fortement les projets très ambitieux sur le plan technique, il permet de tirer la filière vers le haut, contribuant à l'innovation et à la généralisation de projets très ambitieux.

Fig. 2 - Le principe de progressivité des aides dans les programmes de la KfW



Les barres hachurées (« crédit taux préf. ») indiquent la subvention indirecte accordée par le crédit à taux préférentiel (le coût de financement évité par rapport à un prêt classique de marché). Le montant de cette aide indirecte dépend du montant (jusqu'à 75 000 euros) et de la durée du prêt. Le graphique représente une valeur moyenne (prêt de 40 000 euros sur 15 ans, 7 000 euros de coût évité). La barre foncée indique le supplément de subvention directe, en cas d'atteinte du niveau de performance visé. La barre en gris clair indique la subvention directe accordée si le bénéficiaire n'a pas recours à un crédit préférentiel.

L'intégration de l'expertise professionnelle

Afin de bénéficier des aides, les propriétaires doivent impérativement faire appel à un expert thermicien certifié avant le lancement des travaux. Celui-ci doit faire un diagnostic énergétique et valider la conformité des travaux. La même procédure est obligatoire après la réalisation des travaux pour certifier la mise en œuvre des travaux et le niveau de performance énergétique atteint, qui conditionne le paiement de la subvention directe. Ce système présente plusieurs avantages :

11 - Dans le cadre du crédit d'impôt développement durable et de l'éco-prêt à taux zéro, ces critères techniques sont généralement définis sur la base de coefficients de transmission de chaleur « U » à respecter pour chaque composant du bâtiment traité (murs, fenêtres, toits, etc.) sans que soit établie une obligation de résultat sur la performance finale du bâtiment rénové.

Avec un coût relativement réduit (entre 2 et 5 % du coût global), cet accompagnement professionnel permet de s'assurer de la cohérence du projet : respect des exigences techniques et travaux adaptés à chaque cas de figure, afin de garantir l'efficacité des travaux et des fonds publics investis.

En externalisant le contrôle technique, les banques intermédiaires et la KfW peuvent se focaliser sur le cœur de leur métier, à savoir la finance. Ce point peut être crucial, comme le révèle l'expérience française de l'éco-prêt à taux zéro. La réticence des banques françaises à distribuer ce prêt s'explique en grande partie par leur manque de compétence sur les questions techniques, alors même que ce sont elles qui sont responsables de l'évaluation de conformité des travaux.

Le contrôle de la performance ex ante et ex post permet de disposer d'informations claires sur le contenu des travaux et les gains effectivement réalisés. Ces informations n'existent pas dans le cas français, rendant d'autant plus difficile l'évaluation des dispositifs d'aide.

L'obligation de contrôle avant et après travaux a permis à la KfW de financer les travaux menés par les propriétaires eux-mêmes (sans recours à un professionnel), option particulièrement intéressante pour les ménages les plus modestes, qui, dans certains cas peuvent compenser un manque de ressources financières par le temps disponible (cas d'ouvriers du bâtiment au chômage par exemple).

La KfW propose en outre une aide spécifique pour l'accompagnement du projet par un maître d'œuvre professionnel (prise en charge de 50 % des coûts, 5000 euros max.). Pour les rénovations profondes, cet accompagnement professionnel peut s'avérer crucial, dans la mesure où le manque de coordination entre les différents corps de métiers qui interviennent sur un même projet peut être un facteur d'incohérences et de surcoûts considérable.

La validation et évaluation des travaux devenant une activité à part entière, mais soumise à un système de certification¹², ce schéma incite les professionnels à s'engager dans des formations professionnelles sur les enjeux énergétiques.

L'articulation avec la réglementation thermique

La lisibilité est un critère essentiel pour assurer la diffusion des aides. Sur ce point, le programme de la KfW propose une approche simple, dans la mesure où les exigences de performance sont directement articulées avec la réglementation thermique pour le neuf et se fondent sur l'obligation de performance globale, dans le respect de la neutralité technologique¹³. Cette lisibilité se traduit en outre par le fait que le label « maison efficace KfW » (KfW Effizienzhaus) constitue désormais un repère et un élément de valorisation « verte » sur le marché immobilier, pour le neuf et pour l'existant.

À l'inverse, le système français souffre actuellement d'une complexité croissante. D'une part, les exigences techniques sont établies par équipement ou composant, et d'autre part les critères pour un même équipement peuvent différer entre la réglementation thermique pour l'existant (2007), les exigences du crédit d'impôt développement durable (CIDD) et l'éco-prêt à taux zéro. Ce déficit d'harmonisation, ajouté au fait que la réglementation évolue régulièrement (presque tous les ans pour le CIDD) nuit de manière importante à la lisibilité du dispositif d'ensemble, pour les professionnels et les bénéficiaires. Enfin, il faut noter que le dispositif français ne propose pas d'incitations particulières pour viser l'atteinte d'un label de performance, tels que la norme « BBC-rénovation » (80 kWh/m².an) ou « Haute Performance énergétique – rénovation » (150 kWh/m².an).

Conclusion sur le modèle de financement de l'efficacité énergétique de la KfW

En combinant les différents principes présentés ci-dessus, la KfW a financé quelques 340 000 rénovations en 2010, dont 120 000 lourdes, atteignant un niveau de performance égal ou supérieur au standard BBC-rénovation français. L'effet de levier généré par ce mécanisme constitue un autre point fort : avec une dotation en fonds publics relativement faible (650 millions d'euros en 2010), le programme a permis de déclencher des investissements de 7,25 milliards d'euros, correspondant à un effet de levier de 1 à 11.

Enfin, une analyse sur les impacts macro-économiques de ce programme de financement permet d'entrevoir les bénéfices potentiels pour les comptes publics : pour chaque euro d'aide publique consacrée à la rénovation thermique, l'État récupère entre 2 et 4 euros sous forme d'impôts et de coût évité du chômage à travers le seul accroissement d'activité¹⁴. À noter que ce bilan économique est encore plus favorable si l'on y intègre d'autres externalités positives tels que la réduction des importations d'énergies fossiles et les bénéfices environnementaux (réduction des émissions, pollution, etc.).

12 - À ce jour, la liste des experts thermiciens gérée par l'Agence Allemande de l'Énergie (DENA) et le Ministère pour le contrôle de l'export (BAFA) compte plus de 4 500 experts certifiés.

13 - Ainsi, le standard « maison KfW 115 » exige que les besoins énergétiques correspondent à 115 % de la consommation d'un bâtiment neuf, une maison « KfW 100 » à 100 % des besoins d'un bâtiment neuf et ainsi de suite.

14 - Kuckshinrichs, W./ Kronenberg, T./ Hansen, P. 2011 : *Wirkungen der Förderprogramme im Bereich „Energieeffizientes Bauen und Sanieren“ der KfW auf öffentliche Haushalte. STE Research Report 10/2011.*

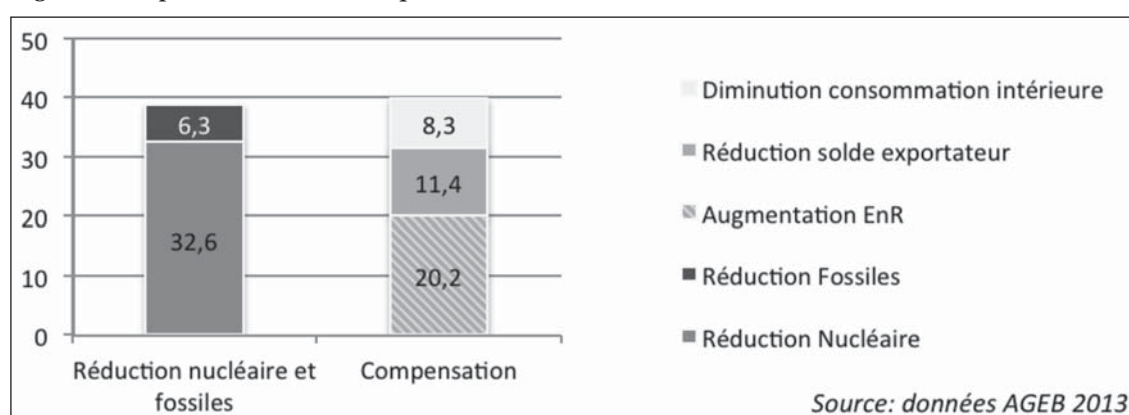
La transition énergétique du côté de l'offre

La transition énergétique allemande implique des transformations structurelles du système de production d'énergie. À court terme, ces changements impliquent en premier lieu un changement profond du mix électrique, en raison du rôle de catalyseur qu'a joué la décision de sortie du nucléaire. La présente section vise à faire un état des lieux sur l'évolution récente du mix électrique en présentant les enjeux majeurs pour la prochaine décennie.

L'adaptation du mix électrique allemand en 2011

Les décisions prises suite à l'accident de Fukushima (fermeture définitive de 40 % des capacités nucléaires allemandes dès mars 2011) ont eu un impact considérable sur le système électrique allemand et par extension, européen. Les bilans énergétiques montrent que la compensation du nucléaire à court terme s'est effectuée à travers trois facteurs complémentaires : une augmentation considérable de la production d'électricité renouvelable, une baisse du solde exportateur d'électricité au profit de la consommation intérieure et une baisse de la consommation domestique. Contrairement à ce qui a souvent été avancé, la production d'électricité à base de charbon n'a pas augmenté sur l'année 2011, et la production d'électricité à base d'énergies fossiles a même baissé de 6,3 TWh¹⁵.

Fig. 3 - L'adaptation du mix électrique allemand en 2011



Les tendances en 2012

En ce qui concerne l'année 2012, plusieurs tendances contradictoires peuvent être observées. Celles-ci doivent obligatoirement être replacées dans leur contexte afin de comprendre leur portée réelle, notamment en ce qui concerne l'augmentation de la production ex-charbon observée en 2012.

Une nouvelle baisse de la consommation d'électricité a en principe été suffisante pour absorber la nouvelle réduction de la production électronucléaire. En 2012, aucun réacteur supplémentaire n'a été arrêté. Cependant, la production a légèrement baissé (-9 TWh), en particulier sur les premiers mois de l'année (en 2011, 7 réacteurs de plus fonctionnaient jusqu'à la mi-mars). Or en même temps, la consommation d'électricité a baissé d'un volume équivalent (8,6 TWh) : si l'on part de la demande énergétique, la hausse de la production à base de charbon ne saurait donc être expliquée par une hausse des besoins d'électricité ou la baisse de la production électronucléaire, contrairement à ce qui a pu être avancé par certains analystes.

Les énergies renouvelables ont progressé de 11,5 TWh : suite aux observations ci-dessus, cela implique un excédent d'électricité important, qui permet d'illustrer encore davantage qu'une hausse de la production fossile ne peut être assimilée à une augmentation des besoins. En effet, l'Allemagne a atteint en 2012 un record historique au niveau du solde exportateur d'électricité : 23 TWh, en progression de 16,5 TWh par rapport à 2011. À noter également que le solde exportateur vis-à-vis de la France s'élève à 8,7 TWh, contre -2,6 TWh l'année précédente, la France étant importatrice nette sur tous les mois de l'année 2012¹⁶.

La hausse de la production à base de charbon s'explique par une évolution des fondamentaux de marché, favorisant un transfert vers le charbon, au détriment du gaz : en Allemagne, la hausse de la production ex-charbon de 13,5 TWh correspond ainsi presque exactement à la baisse observée au niveau du gaz (12,5 TWh). Cette tendance reflète avant tout une évolution au niveau des marchés de l'énergie au niveau européen et mondial, qui a énormément favorisé le charbon. Le charbon a vu son coût (absolu et relatif) baisser sous l'effet de plusieurs facteurs :

- Une baisse des cours mondiaux du charbon : sous l'effet de la révolution des gaz de schiste aux États-Unis tout d'abord, induisant un transfert du charbon vers le gaz dans le pays et l'exportation de charbon à bas coût vers

15 - La hausse de la production à base de lignite (4,2 TWh) a été contrebalancé par une baisse de la production à base de houille (-4,6 TWh), ainsi que la baisse ex-gaz (-4,3 TWh) et fioul (-1,6 TWh).

16 - RTE 2013 : Bilan électrique 2012, p. 29.

d'autres pays et notamment l'Europe. Une baisse des besoins énergétiques de la Chine ensuite, qui représente à elle seule 47 % de la consommation mondiale de charbon¹⁷.

- Un effondrement du marché européen de certificats d'émissions de CO₂ (EU ETS), qui se retrouve à des niveaux historiquement bas, en dessous de 5 euros par tonne.
- En parallèle, un niveau des prix du gaz élevé en Europe, qui, en raison des contrats d'approvisionnement de long terme et de l'indexation sur le pétrole ne prend pas en compte les dernières évolutions du marché mondial du gaz.

Ces différents éléments améliorent de manière considérable la compétitivité du charbon vis-à-vis du gaz, comme le montre le graphique ci-dessous : la rentabilité de la production ex-gaz s'est considérablement détériorée pour atteindre des taux négatifs, alors que celle du charbon progresse depuis avril 2011. L'arbitrage entre les deux sources d'énergie est alors particulièrement visible au niveau des grands producteurs d'électricité¹⁸.

Fig 4 - Marges de profit pour la production d'électricité à base de charbon (gris clair) et de gaz (gris foncé) en Allemagne (janvier 2009 – sept. 2012)



Source : CRE 2012

La conséquence de cette évolution n'est d'ailleurs en rien un phénomène limité à l'Allemagne, bien qu'il y soit plus visible en raison de l'importance du charbon dans le mix électrique. **En France, la production ex-charbon a augmenté de 35 %, alors que celle du gaz a baissé de 24 %**, et la tendance est également prononcée dans d'autres pays comme l'Espagne, l'Italie ou le Royaume-Uni. Cela permet de souligner l'importance d'un renforcement rapide et ambitieux de l'EU ETS, seul instrument à même de restaurer la compétitivité du gaz vis-à-vis du charbon¹⁹. À noter également qu'une « révolution » du gaz de schiste en Europe ne paraît ni réaliste d'un point de vue économique, ni souhaitable d'un point de vue environnemental, en raison des impacts locaux et climatiques (fuites de méthane qui détériorent significativement le bilan émetteur du gaz de schiste).

Les tendances à moyen terme sur le parc de centrales fossiles²⁰

Le tournant énergétique allemand est régulièrement remis en question en raison de la construction de nouvelles centrales à charbon. Or, ces nouveaux projets de centrales ne sont en rien la conséquence des décisions de 2011, mais remontent à 2006-2007, quand le règlement de l'EU ETS prévoyait l'allocation gratuite de permis d'émissions aux nouvelles centrales, ce qui revient à une subvention indirecte. Il est intéressant de noter que sur les 40 projets de centrales à charbon prévus depuis 2006, 21 ont définitivement été annulés (pour des raisons économiques ou d'acceptabilité locale) et seulement 2 ont effectivement démarré l'année dernière²¹. De nombreux experts

17 - Voir par exemple : <http://www.timera-energy.com/commodity-prices/coal-prices-heading-south/>

18 - Voir par exemple : *La renaissance des centrales à charbon allemandes*, Les Échos, 15.01.2013.

19 - À défaut de disposer, comme l'exigent certains groupes environnementalistes, d'une directive européenne instaurant un seuil maximal d'émissions de CO₂ par MWh, qui permettrait de facto d'interdire le charbon.

20 - Pour une présentation plus détaillée des tendances sur le mix électrique allemand, voire également : Iddri 2012 : *L'impact de la décision post-Fukushima sur le tournant énergétique allemand*.

21 - Voir le bilan des projets de centrales à charbon de Greenpeace : http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/20130118-neue-Kohlekraftwerke-Deutschland.pdf.

remettent aujourd'hui en question la rentabilité de nouvelles centrales à charbon, notamment à base de lignite, qui représenteraient un investissement à perte de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros²². Ceci s'explique en premier lieu par une baisse constante du facteur de charge de ces centrales, en raison du développement soutenu des énergies renouvelables. L'incertitude sur les prix futurs du charbon, la faisabilité du CCS, ainsi que sur les certificats EU ETS sont d'autres facteurs de risque financier. Enfin, l'arrêt des subventions pour l'exploitation de la houille allemande pourrait également avoir un impact sur la production²³. Dans cette lignée, les trois plus grands producteurs d'électricité (RWE, E.ON, Vattenfall) ont annoncé l'année dernière qu'ils ne comptent plus construire de nouvelles centrales à charbon.

En analysant les projections du scénario de référence du tournant énergétique allemand, on s'aperçoit également que 36 GW de centrales à charbon et gaz vétustes devront être fermées d'ici 2022. Parallèlement le facteur de charge des centrales à charbon devrait diminuer de l'ordre de 20 % d'ici 2020 accélérant ainsi la réduction de la production à base de charbon²⁴.

L'adaptation des infrastructures réseaux

Le développement des infrastructures réseau en adéquation avec le développement des énergies renouvelables et la distribution géographique de la demande électrique représente un défi majeur en Allemagne. Un des enjeux consiste en effet à relier les centres de production au nord (éoliennes terrestres et offshore) avec les centres industriels du sud de l'Allemagne. Bien que la question des infrastructures électriques soit souvent réduite aux réseaux de transport (THT), un autre défi majeur pour l'Allemagne se situe au niveau du réseau de distribution, qui accueille une part croissante des capacités de production (plus de la moitié actuellement)²⁵.

Il est cependant important d'observer que les estimations des besoins, tout comme celles des investissements nécessaires, oublient malheureusement souvent de prendre en compte un scénario de référence pour évaluer concrètement les besoins supplémentaires et étudier l'impact de différentes options technologiques. À titre d'exemple, une étude récente du DIW Berlin démontre qu'une planification territoriale du développement des énergies renouvelables en lien avec la localisation des besoins permettrait de limiter considérablement les besoins de nouvelles lignes²⁶. De la même manière, une nouvelle évaluation par le régulateur allemand (Bundesnetzagentur) a permis de réduire les besoins de nouvelles lignes THT (initialement avancés par les opérateurs réseaux eux-mêmes) de 3800 à 2800 km. La même tendance s'observe quant aux investissements nécessaires : initialement estimés à 40 milliards, ceux-ci ont été réduits à 32 milliards pour finalement s'établir à 10 milliards d'euros.

Notons enfin que le défi que représente la question des infrastructures et de la gestion du réseau représente également un formidable vivier d'innovations technologiques et organisationnelles. Suite au développement des énergies renouvelables de ces dernières années, le modèle de gestion de l'équilibre a ainsi entièrement été revu, permettant au final de réduire les coûts de la gestion du système et les coupures réseaux, malgré une hausse conséquente des besoins d'interventions. Au niveau des avancées technologiques, la mise en œuvre de projets pilotes de lignes de courant continu à très haute tension ainsi que les projets de recherche portant sur les interconnexions entre vecteurs énergétiques et les technologies de stockage (power to gas) pourraient donner à l'Allemagne un avantage décisif quant au leadership sur ces nouvelles technologies.

Au niveau organisationnel, la nécessité de développer les infrastructures réseaux a également donné lieu à de nouveaux débats quant aux moyens d'améliorer l'acceptabilité locale et la cohérence d'ensemble. En se fondant sur le succès des modèles de financement participatif dans les énergies renouvelables, l'État et les opérateurs réseaux envisagent ainsi aujourd'hui de donner aux citoyens affectés la possibilité d'investir eux-mêmes dans ces projets²⁷. Au niveau de la cohérence d'ensemble, l'idée d'une société publique des réseaux a intégré le débat politique, une chose impensable il y a encore quelques années.

Les aspects économiques de la transition allemande

Les discussions autour des coûts de la transition énergétique constituent certainement l'enjeu le plus important pour la plupart des observateurs. Sans prétendre à une analyse exhaustive, cette section présente quelques éléments de réflexion, en lien avec l'actualité récente autour du surcoût des énergies renouvelables.

22 - DIW Berlin 2012 : *Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende*.

23 - Cette subvention est de 1,2 milliards d'euros pour 2013. Sa suppression avait été annoncée pour 2014, puis retardée à 2018. Voir : *BMWi 2012 : Haushalt 2013*.

24 - Selon le scénario de référence, cette réduction atteint 50 % entre 2008 et 2020 (- 145 TWh) et 70 % d'ici 2030.

25 - Pour le réseau THT, les besoins sont estimés à la construction de 2 800 km et la modernisation de 2 900 km. Pour les réseaux de moyenne et basse tension, les besoins sont estimés à environ 135 000 km.

26 - Schröder et al. 2012 : *In Ruhe planen : Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand*, DIW Berlin.

27 - *Spiegel Online* 2012 : *Bau neuer Stromtrassen : Altmaier will Bürgerbeteiligung schnell umsetzen*, 11.11.2012.

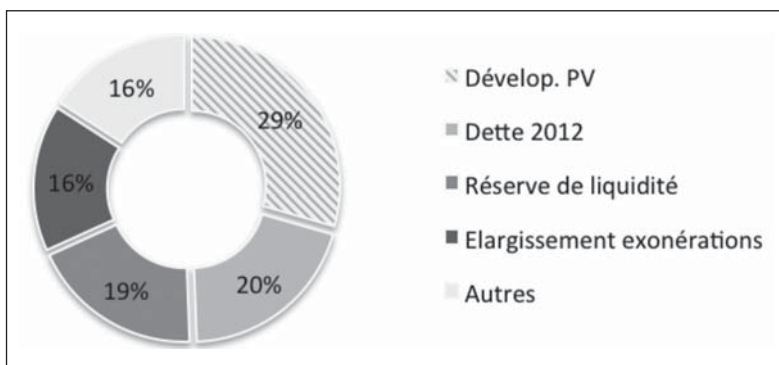
Décomposition de l'augmentation de la charge EEG

L'annonce, en octobre 2012, d'une augmentation de la charge pour les énergies renouvelables (*EEG-Umlage*, équivalent de la partie renouvelables couverte par la CSPE en France) de 3,6 à 5,3 cents/kWh a suscité de nombreuses interrogations sur le coût du développement des énergies renouvelables et du photovoltaïque en particulier. Or, en décomposant les différents facteurs de coût, on s'aperçoit que cette hausse s'explique en premier lieu par d'autres facteurs que le développement des énergies renouvelables. Ainsi, les surcoûts liés à l'erreur de pronostic sur le prix de marché en 2012, à la mise en place d'une réserve de liquidité et à l'élargissement des exonérations pour l'industrie représentent au total 55 % de la contribution de 5,3 centimes/kWh en 2013.

Le développement du photovoltaïque représente un autre facteur important. Cependant, en raison de la baisse considérable des tarifs d'achat, les installations récentes ont un surcoût (relatif à l'énergie produite) bien moins important que les centrales plus anciennes. Une étude récente estime ainsi qu'au rythme actuel de développement, les centrales installées avant 2011 représenteront 48 % de l'électricité photovoltaïque produite en 2015, pour 80 % du surcoût en 2015²⁸.

Dans une approche globale, il importe également de considérer que « tous les coûts ne se valent pas ». Contrairement à la « fuite » des capitaux liée au paiement de la facture énergétique extérieure, les coûts de la transition représentent avant tout des investissements importants, compris entre 20 et 25 milliards par an, qui ont permis la création de près de 400 000 emplois dans le secteur des énergies renouvelables. Lors de sa venue en France en février 2013, l'actuel ministre de l'environnement allemand, Peter Altmaier, racontait ainsi une anecdote assez parlante : même la filière de l'acier, traditionnellement rangée du côté des industries électro-intensives peu passionnées par la transition énergétique, ne saurait aujourd'hui accepter une détérioration des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, qui représentent l'un de ses principaux débouchés.

Fig. 5 - Décomposition de la hausse de la EEG-Umlage en 2013



Source : Données Öko-Institut 2012

L'effort énergétique des ménages

Afin de remettre ces coûts dans leur contexte réel, il faut évaluer l'effort énergétique des ménages, à savoir la part du budget consacrée à l'énergie du logement (hors carburant). Il est alors intéressant de noter que, **malgré un prix de l'électricité variant du simple en France (14 cents/kWh) au double en Allemagne (26 cents/kWh), l'effort énergétique des ménages est identique entre ces deux pays : il représente 4,8 % des dépenses des ménages en moyenne**²⁹. En regardant le cas de l'électricité plus en détail, on s'aperçoit alors que l'envolée de la facture a été freinée en Allemagne par des économies au niveau de l'électricité spécifique : alors que les deux pays présentaient une consommation d'électricité spécifique par habitant identique en 1998, l'écart s'est considérablement creusé depuis : en 2008, un ménage français consommait 26 % de plus qu'un ménage allemand³⁰.

Au-delà de ces considérations globales, la précarité énergétique devient un sujet important en Allemagne. Cette précarité est partiellement prise en charge à travers les aides sociales (qui intègrent le coût de l'énergie dans les aides pour le logement). Deux mécanismes additionnels mériteraient une attention particulière dans le contexte français.

Mis en œuvre par l'association Caritas, le programme « **Stromspar-Check** » (évaluation des économies d'énergies) comporte deux volets. D'une part, il propose des formations qualifiantes à des chômeurs de longue durée,

28 - Öko-Institut 2012 : *Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz*, 66 p. À titre d'illustration, le tarif d'achat pour les installations en toiture (<10 kW) s'élève à 17 cents/kWh en janvier 2013, contre 47 cents/kWh en 2008.

29 - Données INSEE 2006 pour la France et DESTATIS 2010 pour l'Allemagne.

30 - Pour une explication détaillée de ces divergences, voir : *SoWatt/Enerdata 2012 : French higher domestic specific electricity consumption Compared to Germany : Explanatory Factors Assessment*.

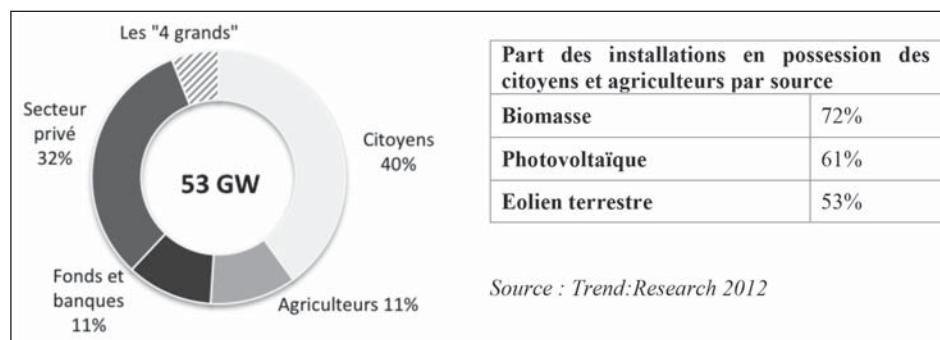
afin de devenir conseiller en économies d'énergies. Plus de 2000 conseillers ont été formés à travers ce programme depuis 2008. D'autre part, ces conseillers réalisent des visites gratuites chez les ménages modestes, visant à faire un audit personnalisé du potentiel d'économies d'énergie et d'eau, et à fournir des équipements (d'une valeur de 65 euros) permettant de réaliser davantage d'économies. Lauréat du « *Sustainable Energy Europe Award* », décerné par la Commission Européenne en 2011, ce programme a permis de conseiller 100 000 ménages modestes, avec une réduction moyenne de la facture annuelle de 86 euros³¹.

Une autre approche pertinente a récemment été proposée par l'institut DIW Berlin, en lien avec une étude sur la distribution des coûts des renouvelables entre différentes catégories de revenus³². Celle-ci montre en effet que la part du budget des ménages consacré à l'électricité varie entre 5,2 % pour le premier décile et 2 % pour le dernier décile. **Face à cette inégalité, l'étude propose de consacrer les recettes publiques issues de la seule TVA sur la contribution EEG (1,4 milliards d'euros en 2013) à des programmes d'efficacité énergétique dans le bâtiment et à des chèques pour acquérir des équipements plus performants**, qui permettraient de fournir une réponse structurelle au problème de la précarité.

Acceptabilité sociale et appropriation citoyenne

Face à l'augmentation des surcoûts, de nombreux observateurs s'étonnent du soutien globalement toujours très marqué de la population à la transition énergétique et aux énergies renouvelables en particulier³³. Deux facteurs expliquent ce soutien global : l'adhésion diffuse au principe de la sortie du nucléaire, élément déclencheur du projet politique de la transition ; et à un niveau plus concret, la participation directe des citoyens au développement des énergies renouvelables. **En effet, une étude publiée en 2012 montre que plus de 50 % des capacités renouvelables installées entre 2000 et 2010 sont en possession des citoyens (40 %) et des agriculteurs (11 %)**³⁴. Il est intéressant de noter que cette tendance ne se limite pas au seul photovoltaïque en toiture, mais qu'elle intègre également beaucoup de projets plus importants (parcs éoliens, centrales biogaz, réseaux chaleur etc.), la plupart du temps mis en œuvre par des organisations locales, formées entre différents acteurs (citoyens, acteurs publics, entreprises, etc.), sous des formes juridiques diversifiées (coopératives, SARL, etc.). À titre d'exemple, le nombre de coopératives citoyennes de l'énergie a été multiplié par 10 au courant des dix dernières années, et s'élève à plus de 650 (pour 80 000 membres) en Allemagne.

Fig. 6. Structure de possession des capacités renouvelables installées entre 2000 et 2010



Plusieurs facteurs permettent d'expliquer cette tendance vers une « réappropriation citoyenne » de l'énergie en Allemagne.

- En premier lieu, le cadre réglementaire stable fourni par la loi sur les énergies renouvelables (EEG), qui fournit des conditions d'investissement favorables pour tous les acteurs.
- En second lieu, la réforme de la loi sur les coopératives de 2006, qui a notamment facilité la procédure de création, et levé certaines contraintes vis-à-vis de l'appel public à l'épargne, bien connues des initiatives locales et coopératives en France³⁵.
- Une plus grande liberté pour associer au sein d'une même structure coopérative des acteurs d'horizons divers (acteurs publics, entreprises, citoyens), ce qui évite des montages juridiques trop complexes.

31 - Site officiel du programme : www.stromspar-check.de.

32 - Neuhoﬀ, K. et al, 2012 : *Steigende EEG-Umlage : Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden*. DIW Berlin, 10/2012.

33 - Lors d'un sondage d'octobre 2012, 93 % des sondés se disaient favorables au développement des énergies renouvelables. AGEE 2012 : *Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien*, RENEWS Special 10/2012.

34 - Trend : Research 2011 : *Marktakteure Erneuerbare-Energien –Anlagen in der Stromerzeugung*.

35 - À titre d'illustration, une coopérative française souhaitant faire appel à l'épargne populaire doit au préalable publier un prospectus de sécurité financière et obtenir un visa de l'Autorité des Marchés Financiers, une procédure longue et intensive en ressources, de laquelle ont justement été libérées les coopératives de l'énergie en Allemagne. Par ailleurs, elles ne sont pas soumises à un plafond de rendement comme en France, ce qui rend l'investissement citoyen également plus attractif d'un point de vue financier.

- Comme tous les autres acteurs souhaitant développer des projets d'énergies renouvelables, les coopératives bénéficient de financements préférentiels auprès de la banque de développement KfW. Elles bénéficient en outre d'un soutien matériel et technique de la part des banques coopératives régionales, bien implantées sur tout le territoire, qui prennent par ailleurs parfois elles-mêmes l'initiative de créer une coopérative.
- La libéralisation du marché de l'électricité a ouvert la possibilité d'être acteur non seulement au niveau de la production d'énergie, mais également de la distribution (concessions réseaux) et de la fourniture aux clients (près de 1000 fournisseurs d'électricité verte en Allemagne). Par ailleurs, la mission de la coopérative peut évoluer dans le temps³⁶.
- Un taux d'épargne particulièrement élevé en Allemagne (comme en France, de l'ordre de 17 %) et un regain d'intérêt pour les placements dans l'économie locale et solidaire.

Les éléments les plus importants à retenir dans le contexte du débat français : d'abord, cela fonctionne, avec un impact positif et observé en termes d'acceptabilité locale des projets et de réduction des coûts (à travers la réduction du risque de développement, des délais et du coût du capital) et puis cela a été rendu possible par une adaptation volontariste des cadres réglementaires, visant explicitement à favoriser et faciliter les initiatives locales et citoyennes pour l'énergie.

Conclusion

En engageant dès 1998 sa transition énergétique, l'Allemagne s'est lancée dans un processus de transformation sans précédent. Comme tout projet d'envergure, ce chemin est parsemé d'erreurs et marqué par l'émergence d'obstacles imprévus. Mais il est également l'occasion de découvrir un nouveau potentiel d'innovations et d'adaptation de nos sociétés, trop souvent occulté par notre attachement au statu quo. Sans tomber dans la caricature du tout ou rien, tâchons de tirer de l'expérience allemande les leçons qu'il faut pour engager la transition énergétique en France.

Un premier enseignement réside certainement dans l'interdépendance de nos systèmes énergétiques et le besoin de coordination et de coopération qui en résulte. L'Allemagne, tout comme la France, a tout intérêt à s'engager pour un cadre européen plus ambitieux, mais également plus intégré : il est temps de dépasser le cadre purement énergétique pour se demander : quel projet de société voulons-nous mettre en face de la transition énergétique ? Avec quelle organisation des marchés ? Et quelle politique industrielle ?

Un deuxième élément consiste dans la relation, voire le rapport de force entre les enjeux de l'offre et de la demande énergétique. L'Allemagne s'est fixé des objectifs ambitieux dans les deux domaines, mais ne semble pas avancer au même rythme partout. Alors que le modèle de développement des énergies renouvelables représente globalement un succès, la politique d'efficacité énergétique reste hésitante, notamment en ce qui concerne la montée en puissance nécessaire pour exploiter le potentiel de « négawatts » dans tous les secteurs. Les chiffres parlent d'eux-mêmes : plus de 15 milliards dépensés pour les énergies renouvelables chaque année contre 1,5 milliards d'euros seulement d'aides publiques pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment. Alors que nous nous sommes fixé le principe d'entamer le débat sur l'énergie par la dimension de la demande, de l'efficacité et de la sobriété, il est essentiel que nous nous donnions les moyens d'agir.

Le modèle de participation citoyenne mis en œuvre en Allemagne peut être une inspiration pour le cadre français. Au-delà de la participation au débat lui-même, il s'agit de fixer le cadre qui permet à tous et chacun de devenir acteur de cette transition et à initier de nouveaux projets à l'échelle locale. Cela implique également de considérer la transition énergétique non pas uniquement comme un processus technico-économique mais comme un changement de paradigme organisationnel. Cela doit également nous amener à réinterroger notre conception du service public de l'énergie et à lui donner un nouveau sens, en cohérence avec la dimension territoriale et les priorités de maîtrise de la demande énergétique.

Enfin, l'exemple allemand montre que nous ne pouvons attendre de connaître avec précision tous les risques et aléas, toutes les solutions optimales, avant de nous lancer dans ce vaste chantier, au risque de ne jamais le faire. C'est justement tout le sens d'une transition que d'être un processus dynamique d'adaptation et d'apprentissage, fondé sur l'intelligence collective.

³⁶ - Elle peut commencer par une simple installation photovoltaïque, puis lancer l'initiative de racheter la concession réseau locale, et ensuite devenir fournisseur d'électricité. Le cas de l'EWS Schönau est certainement le plus emblématique vis-à-vis de cette capacité d'évolution : la coopérative connaît aujourd'hui plus de 160000 clients à travers toute l'Allemagne : www.ews-schoenau.de.

Nucléaire : la sûreté et le MOX

La structuration par groupes de travail actuelle du Comité national du débat sur la transition énergétique ne permet pas de mettre en relief le débat nécessaire sur les questions de sûreté et de sécurité de la filière nucléaire, qu'il s'agisse des questions techniques ou des sujets de gouvernance. Dans le contexte des polémiques actuelles sur la fermeture de Fessenheim, il nous paraissait donc indispensable d'aborder le point crucial de la sûreté. De même, il ne semble pas y avoir de lieu prévu pour un débat sur la question du retraitement et du MOX. Il nous a donc paru important de faire un point sur cette question.

Les accidents et la sûreté des centrales nucléaires : citations et questionnements

Bernard Laponche (Global Chance)

Conséquence du séisme de magnitude 9 et du tsunami qui ont secoué le nord-est du Japon le 11 mars 2011, la catastrophe nucléaire de Fukushima a relancé le débat sur la sûreté des centrales nucléaires. Après les accidents de Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima, il est urgent de s'interroger sur l'origine du risque nucléaire, d'examiner les causes possibles d'un accident majeur, de connaître réellement la capacité des concepteurs et des exploitants des centrales nucléaires à maîtriser la machine basée sur la fission et la réaction en chaîne, et à parer à toutes les éventualités d'une telle catastrophe.

La question de la sûreté nucléaire – nous nous limiterons ici au cas des centrales nucléaires – se pose sous deux angles : d'une part, celui des précautions qui doivent accompagner l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité afin d'en réduire au maximum les nuisances et les risques et, d'autre part, la pertinence de l'utilisation de cette technique, au regard de ces mêmes nuisances et risques.

La première approche est celle selon laquelle est conçue et organisée la sûreté nucléaire en France : l'utilisation de réacteurs nucléaires comme « chaudières » des centrales nucléaires productrices d'électricité est considérée comme une technique pertinente et l'ensemble de la réglementation et de l'organisation de la sûreté nucléaire a pour objet d'en réduire les nuisances et les risques, mais en aucune façon de la remettre en cause.

La seconde approche, qui tient compte des enseignements de la première (expérience acquise, recherche, expertises) est plus globale et pose la question suivante : est-ce que cette technique est appropriée pour satisfaire ce besoin (production d'électricité), à partir d'une analyse des avantages (cette production) et des inconvénients (risques et pollutions), susceptible de remettre en cause l'utilisation même de cette technique.

Historiquement, si cette seconde approche a été mise en application par de nombreux groupes ou experts critiques, elle n'a de fait jamais été acceptée par les dirigeants en France qui ont toujours réaffirmé que le recours au nucléaire était une nécessité absolue. A contrario, deux grands pays industrialisés, l'Allemagne et l'Italie, ont décidé l'abandon de cette technique qu'ils ont jugée trop dangereuse par rapport à l'intérêt qu'elle pouvait présenter, sur des bases à la fois politiques (énergie, climat, risques, économie) et éthiques.

En tout état de cause, même si les conclusions d'un débat de caractère politique aboutissaient aux mêmes décisions que dans ces deux pays, la présence de nombreuses centrales nucléaires en France, même si elles étaient arrêtées progressivement, et l'existence de grandes quantités de déchets radioactifs, exigent que l'organisation de la sûreté nucléaire et de son contrôle au sens de la première approche, soit la plus compétente, la plus exigeante et la plus transparente possible.

Nous examinons dans le préambule de ce papier la technique elle-même, connaissance nécessaire à la première comme à la seconde approche. Puis, en première partie, nous présentons la façon dont la sûreté nucléaire est actuellement organisée et montrons la nécessité d'une clarification des rôles et des responsabilités ainsi que la nécessité d'un traitement politique global de cette question.

Nous examinons en seconde partie la question des accidents nucléaires et questionnons les jugements portés par les responsables de la sûreté nucléaire ainsi que la pertinence des dispositifs prévus et acceptés pour assurer celle-ci.

La collaboration de Monique et Raymond Sené, du GSIEN¹, a enrichi ce document par des contributions et commentaires nombreux.

¹ - GSIEN : Groupement des scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire (www.gazettenucleaire.org).

Préambule : la production d'électricité d'origine nucléaire et ses risques

Fission et réaction en chaîne produisent de la chaleur...

Un réacteur nucléaire équipant une centrale nucléaire productrice d'électricité est une chaudière dans laquelle la chaleur, au lieu d'être produite par la combustion du charbon par exemple, est produite par la fission des noyaux d'uranium 235 contenus dans le combustible² (des « crayons » d'uranium ou d'oxyde d'uranium).

La fission est en quelque sorte une explosion du noyau d'uranium 235, provoquée par sa rencontre avec un neutron qui donne naissance à deux ou trois produits de fission, morceaux du noyau initial, et à plusieurs neutrons qui, à leur tour, vont provoquer des fissions dans les noyaux voisins : c'est la réaction en chaîne³. Ces produits de fission sont propulsés à grande vitesse par cette explosion, énergie mécanique qui se transmet à l'ensemble du milieu et provoque la montée en température du combustible. Les noyaux des isotopes de nombreux éléments ainsi formés sont instables et par conséquent fortement radioactifs, émettant des rayonnements qui produisent à leur tour un échauffement du combustible.

L'entretien de la réaction en chaîne dans le réacteur permet de chauffer l'eau ou de la faire bouillir sous une pression suffisante pour produire de la vapeur permettant ensuite de produire de l'électricité.

Dans les réacteurs du type de ceux équipant presque toutes les centrales nucléaires au monde, la chaleur du combustible est évacuée par de l'eau (réacteurs à eau sous pression, REP⁴) ou par la vapeur produite par l'ébullition de l'eau (réacteurs à eau bouillante, REB⁵). Tous les réacteurs équipant les centrales nucléaires françaises sont de la filière REP⁶.

Le caractère récent de la découverte de la fission et de la réaction en chaîne⁷, et l'aura scientifique qui l'entoure, masquent pour beaucoup la réalité de son utilisation dans les centrales nucléaires : il s'agit de chauffer de l'eau sous une pression suffisante ou de la faire bouillir afin de produire de la vapeur, produisant à son tour de l'électricité grâce à un turboalternateur, comme dans une chaudière à charbon. Les températures atteintes sont d'ailleurs relativement basses⁸ : eau-vapeur à 300 °C dans un réacteur à eau bouillante ou de eau sous pression à 320 °C dans un réacteur à eau pressurisée, ce qui explique le rendement assez faible des centrales nucléaires (environ 33 %).

C'est bien cette capacité à produire de la chaleur, dans ces conditions, qui doit être confrontée aux risques liés à l'utilisation de cette technique particulière.

... et des produits radioactifs

À l'intérieur des éléments combustibles, les produits de fission instables se transforment par désintégration en émettant des rayonnements dangereux (alpha : noyau d'hélium ; bêta : électrons ; gamma : photons). Les transuraniens⁹ produits par captures de neutrons dans le réacteur, dont le plutonium, sont également radioactifs.

Chaque élément radioactif contenu dans les combustibles irradiés est caractérisé par la nature de son rayonnement et sa « demi-vie »¹⁰, temps au bout duquel la moitié de cet élément s'est transformé suivant une chaîne de désintégration aboutissant à un élément stable (non radioactif). Les demi-vies s'échelonnent de quelques fractions de seconde à quelques dizaines de milliers d'années : par exemple, le plutonium 239 a une demi-vie de 24 000 ans, l'iode 131 de huit jours et le césium 137 de trente ans.

Tous les isotopes du plutonium sont radioactifs et le plutonium produit dans les réacteurs nucléaires est considéré comme dangereux¹¹ : la limite d'incorporation du plutonium par inhalation ou ingestion pour un adulte, déduite des limites fixées par les autorités de radioprotection pour le public, est d'environ 1/100 de microgramme.

Les risques

Le dispositif de réglage du niveau de puissance du réacteur est assuré par des barres de contrôle constituées de matériaux capturant fortement les neutrons (bore, cadmium). L'introduction de ces barres dans le réacteur permet

2 - Il s'y ajoute les fissions du plutonium 239 qui est produit à partir de l'uranium 238 par des réactions nucléaires autres que la fission.

3 - Le « démarrage » de la réaction en chaîne se fait grâce à la production de neutrons par des fissions spontanées, très peu nombreuses, de noyaux d'Uranium 238.

4 - En anglais : PWR (Pressurized water reactor).

5 - En anglais : BWR (Boiling water reactor).

6 - Voir la liste des centrales nucléaires et de leurs réacteurs en fonctionnement en France en 4. Et en Annexe 1.

7 - La fission a été découverte en 1938 et la première réaction en chaîne a été réalisée dans le premier réacteur nucléaire en 1942.

8 - La température du fluide de refroidissement, dans ce cas l'eau, ne peut dépasser la température du point triple, 375 °C. D'où la température de travail de 325 °C qui nécessite de travailler sous une pression de 155 bars.

9 - Transuraniens : éléments dont le nombre de masse (total des neutrons et des protons contenus dans le noyau) est supérieur à celui de l'uranium.

10 - Quelquefois appelée « période ».

11 - Notamment du fait de la présence de l'isotope 238, émetteur alpha dont la demi-vie est de 88 ans.

de maintenir la réaction en chaîne à un niveau déterminé et de l'arrêter si nécessaire¹². Le bon fonctionnement des barres de contrôle est donc indispensable pour éviter tout emballement de la réaction en chaîne. Mais, même lorsque la réaction en chaîne et les fissions sont totalement arrêtées, il reste une production de chaleur considérable du fait de la désintégration radioactive des produits de fission. Cette production de chaleur est de l'ordre de 7 % de la production en fonctionnement normal juste après l'arrêt, puis elle décroît assez rapidement (0,3 % au bout d'une semaine) mais reste suffisante pour nécessiter pendant des jours et des semaines le refroidissement du cœur, soit par le système normal de refroidissement, soit par un système de refroidissement de secours. Cette « chaleur résiduelle » se manifeste également après déchargement du combustible, qui doit être refroidi dans les piscines, du fait de la puissance résiduelle due à la très forte radioactivité de ces combustibles « usés ».

Un cœur de réacteur d'une tranche nucléaire¹³ d'une puissance électrique de 900 MW utilise chaque année, pour du combustible à l'uranium « standard » (tel que prévu à la conception¹⁴) l'équivalent de 21,5 tonnes d'uranium, dont 750 kg d'isotope fissile 235. Après utilisation, le même combustible ne contient plus que 20,5 tonnes d'uranium (dont 220 kg d'uranium 235). Les 1 000 kg « consommés » (pour moitié environ uranium 235 et uranium 238¹⁵) se sont transformés d'une part en produits plus lourds et plus radioactifs, dont 210 kg de plutonium, et d'autre part en 750 kg de produits de fission, dont 35 kg de strontium 90 et de césium 137, et 50 kg environ d'éléments radioactifs à très longue durée de vie.

La transformation porte sur moins de 5 % de la masse, mais les conséquences radiologiques sont fondamentales : le combustible déchargé est considérablement plus radioactif que le combustible neuf. ***Si une large part de cette radioactivité disparaît en quelques jours à quelques semaines, la radioactivité du combustible usé reste à plus long terme plus de 1 000 000 de fois plus élevée que celle du combustible neuf***¹⁶. Alors que la radiotoxicité de l'uranium peut être considérée comme faible, celle du plutonium et de certains produits de fission est aiguë : à titre d'exemple, quelques dizaines de microgrammes de poussière de plutonium inhalés sont suffisantes pour provoquer d'emblée un cancer des poumons.

Les matières radioactives contenues dans le combustible irradié s'échappent en plus ou moins grande quantité lors d'une situation accidentelle en fonction de leurs caractéristiques physiques (du gaz léger aux particules lourdes) et des circonstances de l'accident. Lors de l'accident de Tchernobyl, on estime qu'une fraction du cœur a été relâchée, de quelques pourcents (dans le cas du plutonium) jusqu'à 100 % (dans celui des gaz rares). Environ 30 % du césium 137, par exemple, s'est échappé, soit de l'ordre de 26 kg, qui représentent selon les estimations près de 75 % de la dose collective reçue par la population suite à l'accident.

On se trouve donc en face de deux problèmes majeurs concernant les atteintes possibles à l'environnement et à la vie humaine du fait de la production massive de produits radioactifs par le fonctionnement d'un réacteur nucléaire :

- a) En fonctionnement normal, l'accumulation de déchets radioactifs dont il faudrait garantir l'innocuité pendant toute leur longue durée de vie¹⁷.
- b) En cas d'accident, la possibilité d'échappement d'une partie au moins de ces produits radioactifs dans la nature avec des conséquences nuisibles pour les travailleurs, les populations et l'environnement.

C'est la question des accidents des centrales nucléaires qui est examinée dans cet article.

Les centrales nucléaires en France

Le parc électronucléaire français comprend dix-neuf centrales équipées de 58 réacteurs à uranium enrichi et eau ordinaire sous pression, répartis de la façon suivante :

12 - On utilise également dans les réacteurs à eau pressurisée du bore (sous la forme d'acide borique) dissous dans l'eau dont on fait varier la concentration au cours du temps pour ajuster la puissance.

13 - Une « tranche » d'une centrale nucléaire est constituée de l'ensemble réacteur + turboalternateur. Le réacteur lui-même est constitué de l'ensemble des combustibles (le cœur), et de l'eau qui joue à la fois le rôle de modérateur (ralentisseur de neutrons) et de fluide caloporteur (refroidisseur).

14 - C'est-à-dire un combustible enrichi à 3,5 % environ pour un « taux de combustion » de 33 GW.j/t. On utilise aujourd'hui couramment des combustibles enrichis à plus de 4 % pour un taux supérieur à 50 GW.j/t. La teneur en plutonium et en produit de fission du combustible après usage est augmentée d'autant.

15 - L'Uranium 238 participe à 43 % des fissions sur la durée d'utilisation du combustible : 8 % par fission directe (spontanée) et 35 % par formation du Plutonium et fission de celui-ci.

16 - Calcul basé sur l'uranium d'une part, le plutonium d'autre part et sur les principaux éléments contribuant à la radioactivité à moyen terme, notamment le césium 137 et le strontium 90. La radioactivité d'un cœur neuf d'uranium peut être estimée à 0,3 TBq (terabecquerels, ou milliers de milliard de becquerels, 1 012 Bq), celle de la même quantité de combustible après irradiation se compte en dizaines de EBq (exabecquerels, ou milliards de milliards de becquerels, 1 018 Bq).

17 - En fonctionnement normal, les centrales nucléaires émettent de faibles quantités de matières radioactives liquides gazeuses.

- Trente quatre « tranches nucléaires¹⁸ » d'une puissance électrique de 900 mégawatts (MW) : Fessenheim (2), Blayais (4), Bugey (4), Chinon (4), Cruas (4), Dampierre (4), Gravelines (6), Saint-Laurent (2), Tricastin (4), classés en trois « paliers » : 6 tranches « CP0 », 18 tranches « CP1 » et 10 tranches « CP2 ».
- Vingt tranches nucléaires de 1 300 MW : Belleville (2), Cattenom (4), Flamanville (2), Golfech (2), Nogent-sur-Seine (2), Paluel (4), Penly (2), Saint-Alban (2). En deux paliers P4 et P'4.
- Quatre tranches nucléaires de 1 500 MW à Chooz (2) et Civaux (2). Palier N4.

Ces différentes tranches et paliers de réacteurs se distinguent par leur période de construction et de démarrage, leur puissance électrique et certains dispositifs, notamment de sûreté : à trois exceptions près, les 34 réacteurs de 900 MW ont été connectés au réseau électrique entre 1977 et 1984 ; les 20 réacteurs de 1 300 MW entre 1985 et 1993 ; les 4 réacteurs de 1 500 MW entre 1993 et 1999.

Du point de vue de la sûreté nucléaire, la principale différence porte sur les enceintes de confinement : les réacteurs du palier 900 MW ont une enceinte unique en béton dont la surface intérieure est recouverte d'une peau métallique ; les réacteurs des deux autres paliers ont des enceintes à double paroi en béton.

La liste des centrales et de leurs réacteurs figure en Annexe 1.

Partie I - La gouvernance de la sûreté nucléaire

1. Les responsabilités en matière de sûreté nucléaire

Le système de réglementation et de contrôle de la sûreté des installations nucléaires (centrales, mines et usines du combustible, installations expérimentales, transports de matières radioactives, stockage des déchets) fonctionne dans le cadre strict de l'existence d'une industrie nucléaire, hors de toute mise en question de la pertinence de cette activité. Il s'agit de veiller au respect des règles de sûreté et à la conformité des installations par rapport aux autorisations de leur fonctionnement et de prescrire éventuellement des modifications des installations en vue d'améliorer leur sûreté.

1.1 Les responsabilités principales

La loi de 2006¹⁹ relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, dite Loi TSN, définit ainsi la sûreté nucléaire dans son article 1 :

« La sûreté nucléaire est 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 ».

La loi TSN précise également les responsabilités en matière de sûreté nucléaire :

- Article 28-I :

« L'exploitant d'une installation nucléaire de base est responsable de la sûreté de son installation ».

- Article 1-II :

« L'État définit la réglementation en matière de sécurité nucléaire et met en œuvre les contrôles visant à l'application de cette réglementation. Il veille à l'information du public sur les risques liés aux activités nucléaires et leur impact sur la santé et la sécurité des personnes ainsi que sur l'environnement ».

En France, toutes les centrales nucléaires sont exploitées par EDF, dont l'actionnaire majoritaire est l'État²⁰. Dans ces conditions, l'État est à la fois actionnaire majoritaire de l'exploitant et responsable de la réglementation et du contrôle. Afin de réduire le risque bien réel de confusion (ou de collusion) de ces responsabilités, il est essentiel qu'elles soient nettement séparées au sein de l'État.

En tant qu'actionnaire majoritaire, l'État a donc une responsabilité directe dans la sûreté des installations, comme il a la possibilité d'en décider l'arrêt, que ce soit pour des raisons de sécurité, des raisons économiques ou des raisons de politique énergétique.

18 - On utilise l'expression « tranche nucléaire » pour désigner l'ensemble réacteur + turboalternateur. La puissance électrique est donc celle de la tranche nucléaire relative à chaque réacteur. Mais en langage courant, on parle souvent, à tort, de la puissance électrique d'un réacteur et on utilise l'unité MWe (ce qui peut porter à confusion). Le réacteur lui-même produit de la chaleur. La puissance thermique d'un réacteur dont la « tranche » a une puissance électrique de 900 MW de puissance électrique est de l'ordre de 2 800 MW. Les deux tiers de la chaleur produite sont dissipés dans l'environnement (fleuve, mer, lac, air) directement ou par l'intermédiaire de tours de refroidissement.

19 - Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006, aujourd'hui codifiée au sein du Code de l'environnement.

20 - D'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), EDF est devenu depuis novembre 2004 une société anonyme à capitaux essentiellement publics (85 % État).

Cette responsabilité de l'État majoritaire est confirmée par le président de l'ASN, André-Claude Lacoste, dans son interview dans Le Figaro du 22 octobre 2012 : « *EDF peut demander une fermeture. N'oubliez pas que l'État est son actionnaire majoritaire* ».

1.2 IRSN et ASN

1.2.1 Recherche et expertise : IRSN

Le souci de clarification des rôles entre les différents organismes publics et administrations intervenant dans l'expertise et le contrôle de la sûreté nucléaire s'est d'abord manifesté en 2002 par la séparation du CEA (Commissariat à l'énergie atomique) de la recherche et de l'expertise sur la sûreté nucléaire par la création de l'IRSN, Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, établissement public à caractère industriel et commercial.

Ce progrès dans le sens de l'indépendance reste cependant limité du fait que la tutelle de cet organisme est confiée aux ministres chargés de l'Environnement, de la Recherche et de la Santé, mais aussi à ceux de l'Industrie et de la Défense (eux-mêmes tutelles des exploitants d'installations nucléaires de base). D'autre part, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dont il est question ci-après s'attribue traditionnellement une certaine « tutelle » sur l'IRSN, qualifiant celui-ci de « son appui technique », et exerçant une forme de contrôle sur l'information que cet organisme diffuse.

Il est essentiel que l'indépendance de l'IRSN, notamment vis-à-vis de l'ASN, soit clairement affirmée et renforcée, en particulier au niveau de l'information publique que cet organisme doit pouvoir exercer en toute autonomie.

1.2.2 Contrôle administratif : ASN

Dans les domaines du contrôle de la sûreté nucléaire, les choses sont plus compliquées.

Jusqu'à la loi TSN de 2006, ces responsabilités étaient confiées aux ministres chargés de la sûreté nucléaire, c'est-à-dire ceux chargés de l'Environnement et de l'Industrie (et de la Santé pour la radioprotection), disposant conjointement de la DGSNR, Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.

Cette situation faisait d'ailleurs de l'industrie nucléaire un cas particulier par rapport aux autres industries puisque l'ensemble de celles-ci (notamment les usines « Seveso ») étaient contrôlées par une Direction de la prévention des risques, notamment technologiques. D'autre part, on retrouvait la tutelle du ministre de l'Industrie, tutelle des exploitants.

Afin de séparer les responsabilités, on aurait pu, comme en Allemagne, limiter la tutelle de la sûreté nucléaire aux ministres chargés de l'Environnement et de la Santé, le ministre chargé de l'Économie assurant de son côté celle des exploitants.

Il n'en fut rien et, par la loi TSN de 2006, fut créée l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire), autorité administrative indépendante. Cette solution, refusée en 1999 par le Conseil d'État, était finalement approuvée par le Parlement malgré des critiques portant à la fois sur la responsabilité politique de la sûreté nucléaire (sécurité et santé des citoyens, protection de l'environnement) et, de la part des organisations syndicales, sur le transfert à cette autorité des prérogatives en matière de risques professionnels exercés jusqu'alors par le ministère du travail.

L'ASN s'est dotée de Groupes permanents d'experts.

Pour préparer ses décisions les plus importantes relatives aux enjeux de sûreté nucléaire ou de radioprotection, l'ASN s'appuie sur les avis et les recommandations de sept groupes permanents d'experts (GP), dont quatre relatifs aux installations nucléaires de base (INB) et aux transports de matières radioactives (réacteurs nucléaires, laboratoires et usines, déchets, moyens de transports). Bien que présentés comme pluralistes et strictement basés sur la compétence, ces groupes sont essentiellement constitués de membres (ou ex membres) des organismes de sûreté, de l'administration et des exploitants nucléaires. Ils sont donc très « consanguins²¹ ». Ces groupes sont en quelque sorte des lieux d'arbitrage qui préparent les décisions et avis de l'ASN.

L'ASN a un pouvoir d'intervention direct très important vis-à-vis de l'exploitant, indiqué par la loi TSN, article 29-IV :

« En cas de risques graves et imminents, l'Autorité de sûreté nucléaire suspend, si nécessaire, à titre provisoire et conservatoire, le fonctionnement de l'installation. Elle en informe sans délai les ministres chargés de la sûreté nucléaire ».

21 - Il est en particulier intéressant de constater que le président du GP « Usines », Philippe Saint Raymond, évidemment du Corps des mines, est aussi vice-président du GP « Réacteurs nucléaires » et ancien Directeur Général adjoint de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (début 2002 à février 2004). Le président du GP réacteurs est Pierre Govaerts, ancien responsable de la sûreté nucléaire en Belgique.

Pour la petite histoire, il faut mentionner la vie éphémère de la « Commission consultative des installations nucléaires de base (CCINB) créée par décret en 2007²² et supprimée par décret en 2010²³. Cette commission, comprenant essentiellement les représentants de tous les ministères et organismes concernés, devait être consultée pour avis par les ministres chargés de la sûreté nucléaire sur toutes les décisions de ceux-ci dans ce domaine. Dispositif assez ouvert mais lourd dont on peut penser que l'ASN n'a pas été étrangère à la suppression²⁴. On retrouve d'ailleurs à peu près les mêmes personnes comme « invités permanents » des réunions des groupes permanents d'experts, mais ce n'est évidemment pas la même chose.

1.2.3 Articulation entre IRSN et ASN

L'articulation entre IRSN et ASN est très bien expliquée par l'encadré ci-dessous.

IRSN et ASN Audition par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale

De Jacques Repussard, directeur général de l'IRSN, le 16 février 2011

« L'IRSN et l'ASN sont deux organismes indépendants mais nous disposons avec le protocole annuel d'un outil de dialogue. Il est normal que nous ayons des divergences mais nous les résolvons, que ce soit en matière de programmation ou d'observation. Certains pensent que l'ASN est totalement dépendante de notre travail, mais c'est inexact. Sur les sujets complexes, qui sont fréquents, son rôle est de s'assurer que le débat contradictoire entre l'exploitant (EDF, Areva ou le CEA) et l'IRSN aboutisse à des conclusions acceptables, puis de prendre les décisions qui lui incombent.

L'ASN dispose pour cela de ses propres groupes d'experts – internationaux, cette fois – mais ils ne procèdent pas au travail d'analyse des dossiers, non seulement parce que ce travail est extrêmement coûteux, mais aussi parce que c'est le rôle de l'IRSN. En revanche, les experts des quatre ou cinq groupes permanents de l'ASN, qui traitent des réacteurs, des installations du cycle du combustible, des déchets, et de la radioprotection, observent l'IRSN présenter les résultats de son expertise, ainsi que les réactions de l'exploitant d'EDF. Ensuite, le groupe permanent rend un avis à l'ASN, qui, en général, a plutôt tendance à confirmer nos conclusions, même si ce n'est pas toujours le cas. Ainsi l'ASN a ses propres outils, et dispose des avis de l'IRSN et des positions de l'exploitant. Elle doit alors trancher. L'IRSN respecte bien entendu les positions prises par l'ASN, car c'est la règle du jeu, et ne les met jamais en cause publiquement. »

Un cas révélateur de ces différences d'appréciation entre IRSN et ASN est celui de Fessenheim. Dans son interview paru dans le JDD du 1^{er} janvier 2012, J. Repussard, directeur général de l'IRSN déclarait : « Depuis plusieurs années, nous disons qu'il faut renforcer son radier [dalle sous le réacteur] pour éviter une fuite en cas d'accident ». Assertion effectivement confirmée par plusieurs documents. Or, ce n'est qu'après l'accident de Fukushima que l'ASN, dans sa décision 2011-DC-0231 du 4 juillet 2011, imposera à EDF le renforcement du radier de Fessenheim :

[FSH1-25] Avant le 30 juin 2013, le radier du bâtiment réacteur sera renforcé afin d'augmenter très fortement sa résistance au corium en cas d'accident grave avec percement de la cuve. EDF soumettra pour accord à l'ASN avant le 31 décembre 2011 le dossier analysant les solutions envisageables et justifiant les modifications de l'installation, proposées pour atteindre cet objectif.

Cette prescription qualifiée de « majeure » par l'ASN dans son rapport au gouvernement du 4 juillet 2011 sur la « Poursuite d'exploitation de la centrale de Fessenheim après trente ans de fonctionnement », comme le délai imposé pour la réalisation des travaux, prouve le sérieux de la recommandation de l'IRSN.

Remarque :

La séparation des responsabilités, au-delà des questions institutionnelles, est rendue particulièrement difficile en France par la présence à presque tous les postes de responsabilités dans le secteur de l'énergie des ingénieurs du Corps des mines, véritable confrérie, aussi bien du côté des administrations de tutelle et de contrôle que de celui

22 - 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.

23 - Décret n° 2010-882 du 27 juillet 2010 portant suppression de la CCINB.

24 - Simple impression de l'auteur de cette note.

des organismes et entreprises. En font en effet partie (en avril 2012) : le président de l'ASN, le directeur général de l'IRSN, le président du directoire d'AREVA, le directeur général de l'énergie et du climat, le directeur général de la prévention des risques, le chef du service des risques technologiques, le responsable de la mission sûreté nucléaire et radioprotection...

La conclusion que l'on peut tirer de la situation actuelle du système de contrôle de la sûreté nucléaire est qu'il serait tout à fait légitime que des avis d'experts indépendants des entreprises et des organismes du système nucléaire soient également entendus et pris en compte dans un processus « transparent » d'évaluation de la sûreté des installations nucléaires. Il serait également normal que les divergences éventuelles entre l'IRSN et les positions prises par l'ASN fassent l'objet d'une information publique, ou tout au moins en direction du pouvoir exécutif et des élus de la nation.

1.3 Responsabilité première du Gouvernement

1.3.1 Le Gouvernement est responsable du contrôle de la sûreté nucléaire

L'existence depuis 2006 de l'ASN (loi TSN), autorité administrative indépendante, n'a fait que renforcer dans les esprits et dans les faits la démission (volontaire ou non) du pouvoir politique sur la question de la sûreté nucléaire : les politiques s'accommodent tout à fait d'une ASN « indépendante » et se réfèrent à ses avis ou prescriptions pour ne pas prendre de décisions dans ces domaines.

Ce retrait est concrétisé sur le plan administratif par le fait que la sûreté nucléaire, au niveau du Gouvernement, est simplement confiée à une « Mission sûreté nucléaire et radioprotection » au sein du Service des risques technologiques de la Direction générale de la prévention des risques.

Cependant, dans la loi TSN, les responsabilités de l'ASN pour le contrôle de la sûreté nucléaire ne sont pas aussi étendues qu'on le croit :

- a) **Article 4** : « L'ASN, autorité administrative indépendante, **participe** au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et à l'information du public dans ces domaines ».
- b) **Article 3** : Toutes les décisions réglementaires relatives à l'autorisation d'une installation nucléaire ou à son arrêt ou à la suspension de son fonctionnement sont de la responsabilité du Gouvernement (décrets et arrêtés des ministres responsables de la sûreté nucléaire ou décrets en Conseil d'État). Dans la plupart des cas, « après avis » ou « en concertation » avec l'ASN.
- c) **Article 4 -1°** : L'ASN « peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection... Ces décisions sont soumises à l'homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire... ou des ministres chargés de la radioprotection... ».

La responsabilité du gouvernement est en particulier soulignée dans le cas d'une situation d'urgence :

Article 4-4° : « L'ASN est associée à la gestion des situations d'urgence radiologique résultant d'événements de nature à porter atteinte à la santé des personnes et à l'environnement par exposition aux rayonnements ionisants... ».

Et,

« Lorsque survient une telle situation d'urgence, elle (ASN) assiste le Gouvernement pour toutes les questions de sa compétence ».

On voit bien qu'il y a une « transmission de pouvoir » à ce moment-là qui exige une maîtrise de la situation par le Gouvernement²⁵.

La responsabilité du Gouvernement vis-à-vis des citoyens est bien confirmée par l'article suivant de la loi TSN :

Article 29-IV :

« S'il apparaît qu'une installation nucléaire de base présente des risques graves pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28²⁶, les ministres chargés de la sûreté nucléaire peuvent, par arrêté, prononcer la suspension de son fonctionnement pendant le délai nécessaire à la mise en œuvre des mesures propres à faire disparaître ces risques graves. Sauf cas d'urgence, l'exploitant est mis à même de présenter ses observations sur le projet de suspension et l'avis préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire est recueilli ».

Le même article précise le pouvoir de l'ASN de suspendre le fonctionnement d'un réacteur (précité en 1.2.2).

25 - On peut se référer à l'accident de Fukushima pour comprendre la complexité d'une telle situation.

26 - Loi TSN, Article 28-I : « Sont soumis aux dispositions du présent titre les installations nucléaires de base et les transports de matières radioactives en raison des risques ou inconvénients qu'ils peuvent présenter pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement ».

1.3.2 Arbitrage entre économie et sûreté

La situation exceptionnelle de la France avec environ 75 % de sa production d'électricité d'origine nucléaire²⁷ rend la responsabilité gouvernementale encore plus lourde, comme l'illustre la déclaration du président de l'ASN lors de son allocution du 3 avril 2003 devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques (OPECST) :

« Mais si vous cumulez ces deux points : 80 % de l'électricité nucléaire, 58 réacteurs de la même famille, cela nous conduit, nous, autorité de sûreté nucléaire, à quelque chose qui est une véritable obsession, et je prends le terme obsession au sens fort du terme : cela nous obsède. L'obsession est l'apparition d'un problème de sûreté générique et grave. Pour illustrer mon propos, en cas de problème générique et grave, je serais conduit à aller voir le Premier ministre et à lui dire : « Monsieur le Premier ministre, vous avez le choix entre deux décisions possibles : première version, on coupe l'électricité ; deuxième version, on continue à faire fonctionner le parc nucléaire d'EDF dans un mode dégradé ». Ce n'est pas le genre de circonstances dans lesquelles je souhaite que moi-même ou mon successeur, nous nous trouvions ».

Le président de l'ASN considère donc bien que la décision relève de la responsabilité du Premier ministre.

La primauté absolue maintes fois proclamée de la sûreté nucléaire sur toute autre considération (« la sûreté nucléaire n'a pas de prix ! ») est évidemment une illusion. Les considérations économiques sont naturellement prises en compte et la sûreté nucléaire effectuée en permanence un arbitrage entre des positions de rigueur sur l'application stricte de la réglementation et la position de l'exploitant pour qui tout arrêt de réacteur coûte beaucoup d'argent. On peut considérer que l'arbitrage ainsi réalisé par les responsables de la sûreté nucléaire ne va pas jusqu'à accepter une situation de prise de risque évidente mais on a de nombreux exemples de situations anormales qui n'ont pas entraîné l'arrêt des réacteurs jusqu'à la réparation du défaut détecté. Il existe indéniablement une « zone d'appréciation » dans l'exercice du contrôle de la sûreté nucléaire qui ne devrait pas échapper à l'analyse critique. Il est donc tout à fait important de ne pas accorder aux responsables de la sûreté une « *infaillibilité* » indiscutable. C'est pourquoi il est essentiel que leurs positions et décisions soient soumises à la critique et qu'ainsi le pouvoir politique puisse prendre en toute connaissance de cause les décisions qui lui reviennent.

2. Des exemples d'insuffisances dans la définition des responsabilités

Un certain nombre de questions se posent sur la pertinence de la réglementation en matière de responsabilité du contrôle de la sûreté nucléaire.

Donnons-en quelques exemples significatifs.

2.1 Pratique de la responsabilité du contrôle de la sûreté nucléaire

Nous avons vu (article 4-1° de la loi TSN) que les décisions réglementaires de caractère technique de l'ASN sont soumises à l'homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Cet accord des ministres prend la forme d'un arrêté intervenant après la décision de l'ASN. Toutefois, lorsque les textes le prévoient, l'homologation peut être tacite, c'est-à-dire qu'elle est acquise automatiquement au bout d'un délai fixé par ces mêmes textes si les ministres n'ont pas fait connaître leur opposition. Les arrêtés d'homologation et les décisions homologuées sont publiés au Journal officiel.

On constate en consultant la liste des arrêtés correspondant à ces homologations que des décisions qui peuvent être considérées comme importantes mais qui n'ont probablement pas de caractère « réglementaire » ne figurent pas dans cette catégorie : ce sont par exemple toutes les décisions de modifications à apporter aux réacteurs à la suite des visites décennales, ou bien, comme nous le verrons plus loin, les avis portant sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs nucléaires au-delà de ces visites.

2.2 Ambiguïté du transfert de responsabilités en situation d'urgence

Nous avons également signalé ci-dessus la difficulté posée en termes de responsabilité mais aussi d'efficacité dans les « situations d'urgence » (article 4.4 de la loi TSN). La situation d'urgence est en effet définie comme « résultant d'événements de nature à porter atteinte à la santé des personnes et à l'environnement par exposition aux rayonnements ionisants et survenant en France ou susceptibles d'affecter le territoire français ».

On voit bien qu'il y a dans cette affaire une responsabilité d'appréciation (à quel moment on passe d'une situation incidentelle ou accidentelle à une situation d'urgence) et d'anticipation (l'incident ou l'accident peut-il être « précurseur » d'une situation beaucoup plus grave et à quelle échéance ?) : **par qui** doit être prise la décision que l'on se trouve dans une situation d'urgence ?

²⁷ - Cette proportion est beaucoup plus élevée que dans les grands pays industrialisés utilisant cette énergie. En 2009 : 19 % aux États-Unis, 28 % au Japon, 16 % en Russie, 30 % en Corée du Sud, 22 % en Allemagne, 16 % au Royaume-Uni (et 2 % en Chine et en Inde). Cette production, en France, est entièrement assurée par le même type de réacteur de la filière à uranium légèrement enrichi et eau sous pression.

Il est d'autant plus difficile de se prononcer sur ce point qu'il y a une rupture dans la chaîne des responsabilités puisque, jusqu'à la situation d'urgence, c'est l'ASN qui est de fait considérée comme responsable du suivi des situations incidentelles ou accidentelles, alors que, « *lorsque survient une situation d'urgence, elle assiste le Gouvernement pour toutes les questions de sa compétence* ».

Cette question avait été soulevée par le Conseil d'État lors de la première présentation en 1999 de la loi créant l'autorité indépendante ASN (projet qui avait été alors rejeté par le Conseil d'État) et n'a pas trouvé de réponse depuis, notamment dans le décret du 2 novembre 2007, précité.

2.3 Modification des installations nucléaires de base

L'article 29-II de la loi TSN nous dit :

II. – Une nouvelle autorisation est requise en cas :

1° De changement d'exploitant de l'installation ;

2° De modification du périmètre de l'installation ;

3° De modification notable de l'installation.

A l'exception des demandes motivées par les cas visés au 1° et au 2° du présent II qui font l'objet d'une procédure allégée dans des conditions définies par décret en Conseil d'État, cette nouvelle autorisation est accordée selon les modalités prévues au I.

Nous nous intéressons ici à la troisième situation : modification notable.

Celle-ci est définie de la façon suivante par l'article 31 du décret du 2 novembre 2007 :

Constitue une modification notable d'une installation nucléaire de base au sens des dispositions du II de l'article 29 de la loi du 13 juin 2006 :

1° Un changement de sa nature ou un accroissement de sa capacité maximale ;

2° Une modification des éléments essentiels pour la protection des intérêts mentionnés au I de l'article 28 de la loi du 13 juin 2006, qui figurent dans le décret d'autorisation en application de l'article 16 ;

3° Un ajout, dans le périmètre de l'installation, d'une nouvelle installation nucléaire de base.

L'exploitant qui veut modifier de façon notable son installation adresse une demande d'autorisation aux ministres chargés de la sûreté nucléaire dans les conditions définies aux articles 7 et 8. Le dossier accompagnant la demande porte sur l'installation telle qu'elle résulterait de la modification envisagée et précise l'impact de cette modification sur les différents éléments de l'autorisation en cours.

La demande est instruite et fait l'objet d'une décision selon les modalités définies au chapitre II du titre III.

Dans le cas mentionné au 3° ci-dessus, la modification autorisée est soumise à une autorisation de mise en service délivrée selon les modalités définies à l'article 20.

Le 2° donne évidemment lieu à discussion, sachant – comme cité plus haut - que l'article 28-I de la loi du 13 juin 2006 dit :

I. – Sont soumis aux dispositions du présent titre les installations nucléaires de base et les transports de substances radioactives en raison des risques ou inconvénients qu'ils peuvent présenter pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

Il y a donc un problème d'appréciation de la modification notable : cette appréciation ne peut évidemment pas relever de l'exploitant (qui voudra éviter une nouvelle procédure d'autorisation) mais pas non plus, uniquement, de l'ASN. Il serait normal que celle-ci soit consultée, ainsi que l'IRSN, mais il nous semble que justement, en relation avec la question soulevée en 2.3.1, une telle décision devrait au moins relever de l'homologation du gouvernement, lorsque la modification est en relation avec les « intérêts mentionnés au I de l'article 28 de la loi du 13 juin 2006. ***Cela est typiquement le cas des travaux de construction du récupérateur de corium de la centrale de Fessenheim.***

2.4 Prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires

La création et l'arrêt définitif d'une installation nucléaire de base dépendent bien d'une décision du Gouvernement, comme le disent les deux premiers alinéas de l'article 3-2° de la loi TSN :

2° Des décrets, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire :

a) Autorisent la création d'une installation nucléaire de base dans les conditions définies à l'article 29 ;

b) Autorisent la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement ou l'arrêt définitif et le passage en phase de surveillance d'une installation nucléaire de base dans les conditions définies à l'article 29 ;

c) *Peuvent mettre fin à l'autorisation d'une installation nucléaire de base dans les conditions définies au X de l'article 29.*

Le paragraphe c) fait référence à l'article 29-X :

X. – Si une installation nucléaire de base n'est pas mise en service dans le délai fixé par le décret autorisant sa création, un décret, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, peut mettre fin à l'autorisation de l'installation. L'Autorité de sûreté nucléaire peut soumettre le titulaire de l'autorisation à des prescriptions particulières en vue de protéger les intérêts mentionnés au I de l'article 28 et d'assurer la remise en état du site.

Le contrôle et les mesures de police prévus par le présent titre restent applicables à cette installation.

Si une installation nucléaire de base cesse de fonctionner pendant une durée continue supérieure à deux ans, les ministres chargés de la sûreté nucléaire peuvent, par arrêté pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, interdire la reprise du fonctionnement de l'installation et demander à l'exploitant de déposer, dans un délai qu'ils fixent, une demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement de l'installation.

Et une installation nucléaire de base peut être également arrêtée pour des raisons de sûreté en application de l'article 29-IV :

IV. – S'il apparaît qu'une installation nucléaire de base présente des risques graves pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28, les ministres chargés de la sûreté nucléaire peuvent, par arrêté, prononcer la suspension de son fonctionnement pendant le délai nécessaire à la mise en œuvre des mesures propres à faire disparaître ces risques graves. Sauf cas d'urgence, l'exploitant est mis à même de présenter ses observations sur le projet de suspension et l'avis préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire est recueilli.

En cas de risques graves et imminents, l'Autorité de sûreté nucléaire suspend, si nécessaire, à titre provisoire et conservatoire, le fonctionnement de l'installation. Elle en informe sans délai les ministres chargés de la sûreté nucléaire.

Mais ce qui est tout à fait étonnant est que rien n'est dit sur la question de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires et que l'on voit apparaître des déclarations qui mettent en évidence à nouveau la confusion des responsabilités.

Sur cette question, il est intéressant de consulter le rapport de mai 2003 de l'OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques) sur « La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteur », par les députés Christian Bataille et Claude Birraux, rapporteurs²⁸.

p. 137 :

« C'est en 2002 que l'autorité de sûreté a pris la décision de principe que la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pourrait, sous réserve de résultats probants lors de leur 3^e visite décennale (VD3), être prolongés, au cas par cas, au-delà de 30 ans »

Et,

p.138 :

« Par ailleurs, s'agissant de la prolongation de la durée de vie pour 10 années supplémentaires, le processus de décision de l'autorité de sûreté comprend deux étapes, la première étant une décision de principe pour l'ensemble des réacteurs d'un palier et la deuxième étant liée aux visites décennales »

Il y a ici confusion des responsabilités et même erreur de jugement puisque, à l'époque, l'autorité de sûreté n'existait pas en tant que telle (bien que son président d'alors ait su habilement utiliser ce titre) : le contrôle de la sûreté était confié à une direction générale de l'administration dépendant des ministres chargés de l'environnement d'une part et de l'industrie d'autre part) et la décision dépendait de ce fait sans discussion possible du Gouvernement.

On retrouve la même erreur, preuve d'une démission du politique devant ses responsabilités, dans l'allocation de Mme Nicole Fontaine, ministre déléguée à l'industrie, le 3 avril 2003 (page 296 du rapport de l'OPECST), ici encore avant la création de l'ASN en 2006 :

« Je tiens toutefois à souligner qu'il n'existe aujourd'hui aucune certitude sur la durée de vie des centrales actuellement en exploitation. Nous ne disposons que de fortes probabilités et nous ne saurons pas avant 2010, 2015 si l'autorité de sûreté autorisera l'ensemble des centrales à fonctionner jusqu'à quarante ans, et logiquement pas avant 2020, 2025 pour un fonctionnement jusqu'à cinquante ans voire soixante ».

²⁸ - www.assemblee-nationale.fr/12/pdf/rap-oechst/i0832.pdf. Une grande partie du rapport est consacrée aux « réacteurs en projet » (à partir de la page 173), sujet qui n'est pas abordé dans cette note.

À l'inverse, le 15 décembre 2011, la ministre de l'écologie Nathalie Kosciusko-Morizet déclare à propos de Fessenheim que « *la fermeture n'est pas exclue* » et considère implicitement qu'il s'agit bien d'une décision du gouvernement.

C'est d'ailleurs ce qui apparaît nettement dans la conclusion du rapport de l'ASN du 4 juillet 2011 adressé aux ministres de l'écologie, de l'économie et de l'industrie, « Poursuite d'exploitation du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim après trente années de fonctionnement » qui, dans sa conclusion, **émet un avis** :

« *Sous réserve des conclusions à venir des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) engagées à la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN considère, au vu du bilan du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim, que le réacteur n° 1 est apte à être exploité pour une durée de dix années supplémentaires après ce troisième réexamen à condition de respecter les prescriptions de la décision de l'ASN n° 2011-DC-0231 du 4 juillet 2011 et notamment les deux prescriptions majeures suivantes :*

- *Renforcer le radier du réacteur avant le 30 juin 2013, afin d'augmenter sa résistance au corium en cas d'accident grave avec percement de la cuve ;*
- *Installer avant le 31 décembre 2012 des dispositions techniques de secours permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide. »*

Il apparaît clairement que la décision doit être prise par le Gouvernement (à qui s'adresse ce rapport). Mais cela ne figure dans aucun texte législatif et « tout le monde » considère, à tort, que cette prolongation est une décision de l'ASN.

La responsabilité politique de la décision de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs des centrales nucléaires est d'ailleurs confirmée par l'opinion émise par le directeur général de l'IRSN, Jacques Repussard, à la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le 16 février 2011, déjà citée :

« *Le premier²⁹ est celui de la prolongation de la durée d'exploitation des 58 réacteurs d'EDF, conçus à l'origine pour une exploitation de quarante ans. Nous devons nous donner les moyens d'expertise nécessaires pour les prolonger autant que possible, mais pas plus. C'est un point très sensible. Les technologies progressant, comme les moyens de prévenir les risques, il est possible et souhaitable de modifier ces réacteurs pour augmenter leur niveau de sûreté. Je rappelle que leur conception est antérieure à l'accident de Three Miles Island. Les mesures qui peuvent être prises à un coût raisonnable doivent donc l'être. **La nation devra se prononcer sur ces orientations** ».*

2.5 Durée de fonctionnement et visites décennales

En lien avec la question précédente, se pose celle de la définition claire de la durée de fonctionnement des centrales.

Les visites décennales

La loi TSN prévoit des « réexamens de sûreté » des installations nucléaires de base dans les conditions suivantes : Article 29-III :

L'exploitant d'une installation nucléaire de base procède périodiquement au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales. Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et aux ministres chargés de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de cet examen et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la sûreté de son installation.

Après analyse du rapport, l'Autorité de sûreté nucléaire peut imposer de nouvelles prescriptions techniques. Elle communique aux ministres chargés de la sûreté nucléaire son analyse du rapport.

Les réexamens de sûreté ont lieu tous les dix ans. Toutefois, le décret d'autorisation peut fixer une périodicité différente si les particularités de l'installation le justifient.

Ces réexamens de sûreté sont également appelés « visites décennales ». Chaque visite décennale entraîne l'arrêt du réacteur pendant environ cinq mois.

Dans le rapport de l'ASN au Gouvernement du 4 juillet 2011 cité plus haut, on lit au Chapitre 5 relatif au « réexamen de sûreté » :

S'agissant du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe ayant fonctionné pendant trente ans après leur première divergence, la standardisation des installations exploitées par EDF l'a conduit à adopter une approche

29 - Le premier des cinq enjeux de la sûreté nucléaire jugés très importants par J. Repussard.

comprenant une première phase générique, c'est-à-dire traitant des aspects communs à tous ces réacteurs, et une seconde propre à chaque installation.

Et,

Sous réserve du respect de certains engagements pris par EDF et de la prise en compte des demandes formulées par l'ASN dans le courrier cité en référence [8], l'ASN n'a pas identifié d'éléments mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté des réacteurs de 900 MWe jusqu'à quarante ans après leur première divergence.

On a bien dans ce document une définition précise de la « durée de fonctionnement » : celle-ci est comptée à partir de la première divergence.

Par exemple, les dates des premières divergences des deux réacteurs de Fessenheim sont respectivement le 7 mars (F1) et le 27 avril (F2) 1977.

Les trente ans de fonctionnement ont donc été atteints respectivement en mars et avril 2007 et les quarante ans le seraient en mars et avril 2017.

Les troisièmes réexamens de sûreté des deux réacteurs de Fessenheim se sont déroulés respectivement d'octobre 2009 à mars 2010 (F1) et d'avril 2011 à mars 2012 (F2).

On est par conséquent très surpris de lire que l'ASN donne un avis sur l'exploitation de Fessenheim 1 pour dix années supplémentaires après ce troisième examen. En prenant la date de fin de l'examen (précision qui n'est pas fournie par l'ASN), cela nous mènerait à mars 2020 pour Fessenheim 1 et mars 2022 pour Fessenheim 2.

Les glissements successifs des visites décennales et l'ambiguïté des formulations de l'ASN, sous ses apparences de rigueur, conduisent à des dérapages tout à fait inadmissibles.

Remarque :

On trouve la même ambiguïté dans l'avis de l'ASN n° 2011-AV-0120 du 4 juillet portant, dans son titre « Avis... sur la poursuite d'exploitation du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim après 30 ans de fonctionnement », tandis que la conclusion de l'avis nous dit : « L'ASN considère... que le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim est apte à être exploité pour une durée de dix années supplémentaires après ce troisième réexamen... ».

2.6 Arrêt et arrêt définitif d'un réacteur électronucléaire

Les conditions d'arrêt d'un réacteur et celles de son arrêt définitif donnent lieu à des interprétations variées, notamment en ce qui concerne la centrale de Fessenheim.

2.6.1 L'arrêt d'un réacteur

Du point de vue technique, l'arrêt d'un réacteur au sens de l'arrêt des fissions et de la réaction en chaîne, est une opération facile et fréquente réalisée par l'introduction d'eau borée. On a vu qu'il fallait cependant maintenir la circulation de l'eau de refroidissement du fait de la puissance résiduelle. On peut alors si nécessaire décharger le combustible, par fraction ou totalement, après environ une semaine de baisse de sa radioactivité.

Dans quelles circonstances et par quelle décision se produisent ou peuvent se produire les arrêts de réacteurs ?

Arrêt de réacteur par l'exploitant

a) Les arrêts programmés pour raisons techniques

- Arrêt des réacteurs de ses centrales nucléaires pendant les périodes annuelles de changement de combustible (par tiers du cœur) et de maintenance légère (de l'ordre de 2 mois).
- Arrêt des réacteurs pour des périodes de plusieurs mois pour des opérations de maintenance lourde (remplacement de générateurs de vapeur par exemple) et pour les « visites décennales ».

b) Les arrêts pour raison de sûreté

- Arrêt causé par un dysfonctionnement (éventuellement une cause extérieure) ou un incident qui réclame une intervention.
- Arrêt décidé du fait de la découverte d'une faiblesse ou défaillance d'un matériel (sans que celle-ci ait entraîné l'arrêt).

c) Les arrêts pour raison économique

EDF peut décider l'arrêt de certains réacteurs, du fait de la baisse attendue de la demande intérieure ou à l'exportation.

Arrêt de réacteur par l'ASN

D'après la loi TSN, article 29-IV :

« En cas de risques graves et imminents, l'Autorité de sûreté nucléaire suspend, si nécessaire, à titre provisoire et conservatoire, le fonctionnement de l'installation. Elle en informe sans délai les ministres chargés de la sûreté nucléaire ».

D'autre part, les décisions de l'ASN peuvent entraîner des réparations ou des modifications qui nécessitent pour les réaliser l'arrêt des réacteurs concernés, immédiatement ou dans un délai en général prescrit par l'ASN.

Arrêt de réacteur par décision du Gouvernement

a) Pour des raisons de sûreté : Loi TSN, article 29-IV, précité :

« S'il apparaît qu'une installation nucléaire de base présente des risques graves pour les intérêts mentionnés au I de l'article 2, les ministres chargés de la sûreté nucléaire peuvent, par arrêté, prononcer la suspension de son fonctionnement pendant le délai nécessaire à la mise en œuvre des mesures propres à faire disparaître ces risques graves. Sauf cas d'urgence, l'exploitant est mis à même de présenter ses observations sur le projet de suspension et l'avis préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire est recueilli ».

b) Pour des raisons économiques ou de politique énergétique

En tant qu'actionnaire majoritaire d'EDF, l'État a la possibilité de décider l'arrêt d'une centrale nucléaire, que ce soit pour des raisons de sécurité, des raisons économiques, des raisons de politique énergétique ou de politique étrangère (pour des centrales frontalières par exemple).

Cette responsabilité de l'État majoritaire est confirmée par le président de l'ASN, André-Claude Lacoste, dans son interview dans Le Figaro du 22 octobre 2012 : « EDF peut demander une fermeture. N'oubliez pas que l'État est son actionnaire majoritaire ».

2.6.2 L'arrêt définitif d'un réacteur

La mise à l'arrêt définitif d'un réacteur nucléaire est associée par précaution à son démantèlement, l'exploitant devant ainsi continuer à assurer la sûreté des installations au-delà de l'arrêt de la production d'énergie.

Deux textes régissent la mise à l'arrêt définitif d'un réacteur nucléaire.

a) **Loi TSN, article 29 :**

La mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'une installation nucléaire de base sont subordonnés à une autorisation préalable. La demande d'autorisation comporte les dispositions relatives aux conditions de mise à l'arrêt, aux modalités de démantèlement et de gestion des déchets, ainsi qu'à la surveillance et à l'entretien ultérieur du lieu d'implantation de l'installation permettant, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment et des prévisions d'utilisation ultérieure du site, de prévenir ou de limiter de manière suffisante les risques ou inconvénients pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28.

L'autorisation est délivrée par décret pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire. Ce décret fixe les caractéristiques du démantèlement, le délai de réalisation du démantèlement et les types d'opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

b) **Décret du 2 novembre 2007³⁰**

I. - L'exploitant d'une installation nucléaire de base qui veut arrêter définitivement le fonctionnement de son installation en informe les ministres chargés de la sûreté nucléaire et l'Autorité de sûreté nucléaire. Il transmet à cette Autorité, au moins trois ans avant la date envisagée pour la mise à l'arrêt définitif, une mise à jour du plan de démantèlement, mentionné au 10° du I de l'article 8, présentant notamment les opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif, les équipements qui seront nécessaires au démantèlement de l'installation et les filières de gestion des déchets envisagées.

II. - Au moins un an avant la date prévue pour la mise à l'arrêt définitif, l'exploitant dépose auprès des ministres chargés de la sûreté la demande d'autorisation. L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire un exemplaire de sa demande assortie du dossier et de la notice prévus ci-après.

La procédure d'autorisation de l'arrêt définitif est donc très semblable à celle de l'autorisation de création. Dans les deux cas, la demande émane de l'exploitant. Dans le cas de la création, il y a en amont une décision du Gouvernement en tant qu'actionnaire principal d'EDF de créer une nouvelle centrale nucléaire (ou même une nouvelle tranche nucléaire). Dans le cas de l'arrêt définitif et du démantèlement, la demande venant de l'exploitant EDF doit être approuvée par son conseil d'administration, donc par le gouvernement.

³⁰ - 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

Si celui-ci a décidé l'arrêt définitif d'un ou plusieurs réacteurs (d'une centrale particulière par exemple), il doit signifier cette décision à EDF afin que cet exploitant applique la procédure réglementaire dans les délais impartis par le décret.

Cette procédure n'empêche en rien l'arrêt du ou des réacteurs concernés à une date antérieure et même des dispositions techniques peuvent être prises afin que le redémarrage du réacteur ne soit pas possible.

L'arrêt effectif du réacteur et de la production d'électricité de façon définitive est une décision qui n'est pas directement attachée à la procédure de l'arrêt définitif et du démantèlement.

Partie II - Les accidents des centrales nucléaires

1. L'enjeu de la sûreté nucléaire

1.1 De quel point de vue on se place

La catastrophe de Fukushima, au cœur d'un des pays les plus développés de la planète et réputé pour son haut degré de culture technologique comme pour la qualité de son organisation industrielle, a créé un choc considérable. Après avoir un temps tenté d'expliquer que cet accident relevait de la catégorie des catastrophes naturelles plus que de défaillances de la technologie nucléaire, il a bien fallu se rendre à l'évidence : c'était bien un accident nucléaire. Et le président de l'Autorité de sûreté nucléaire de déclarer dans le journal le Monde du 30 mars 2011 que (comme il l'avait toujours dit !), « *on ne peut garantir qu'il n'y aura jamais d'accident grave en France* ». Le moins qu'on puisse dire cependant est qu'il ne l'affirmait pas, avant Fukushima, avec une vigueur particulière...

Mais, si l'on ne nie plus la possibilité d'un accident grave, tout au moins chez les responsables de la sûreté nucléaire, on continue à essayer de convaincre qu'un tel accident n'aurait pas de conséquences dramatiques parce que « toutes les précautions sont prises ». Quant à nos dirigeants, la plupart de leurs déclarations manifestent une totale ignorance du sujet.

Ainsi, dans le meilleur des cas, on peut entendre des phrases du genre : « *Tout le monde s'est trompé... Nous allons tirer tous les enseignements de cet accident... De toute façon, on ne peut se passer du nucléaire* ».

La dernière de ces allégations, très souvent entendue, signifie de fait que l'humanité devrait s'habituer à de telles catastrophes (assimilées de fait à des catastrophes naturelles), sans doute à peu près tous les dix ans, tantôt dans un pays, tantôt dans l'autre, le rythme d'occurrence s'accroissant certainement avec le nombre de pays qui choisiraient de construire des centrales nucléaires.

Les deux premières allégations, plaçant le caractère « inimaginable » de la catastrophe nucléaire, sont elles aussi communes. Et pourtant, les avertissements et les études critiques n'ont pas manqué : depuis les années 70 et pour ne citer que quelques exemples français : les travaux de la « Gazette nucléaire » du GSIEN³¹, les livres « Questions sur le nucléaire³² » et « L'électronucléaire en France³³ » publiés en 1975, le remarquable « Les jeux de l'atome et du hasard³⁴ » de 1988, ainsi que les publications de Global Chance³⁵ et de Wise-Paris³⁶.

1.2 De l'accident grave à l'accident majeur

Des dispositifs considérables sont nécessaires pour que, en toutes circonstances, les éléments radioactifs contenus dans les éléments combustibles du réacteur ne puissent s'en échapper et, par conséquent, irradier ou contaminer les travailleurs de la centrale et les populations environnantes. Dans les réacteurs à eau, cette protection est assurée par trois barrières : la gaine des combustibles, la cuve en acier contenant le réacteur et une enceinte de confinement en béton, simple ou double. En fonctionnement normal, la gaine constitue effectivement une barrière relativement étanche³⁷. Mais les deux autres barrières sont traversées par de nombreuses portes de sortie. Pour ce qui concerne la cuve, les entrées et sorties du circuit primaire de l'eau dans les réacteurs sous pression qui va dans les échangeurs de vapeur (multitude de tubes à fine paroi), circuit direct de vapeur jusqu'à la turbine dans les réacteurs à eau bouillante, passages pour les barres de contrôle nécessaires pour l'arrêt de la réaction en chaîne, quantité de vannes et de soupapes. Pour ce qui concerne les enceintes de confinement, les passages du circuit secondaire et le tunnel d'acheminement des combustibles neufs ou usés. Une situation particulière concerne les générateurs de vapeur

31 - GSIEN : Groupement des scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire (www.gazettenucleaire.org).

32 - « Questions sur le nucléaire – Des risques d'accidents dans les centrales nucléaires » - D. Pignon, P. Courrège, B. Drévilion, J-P Mandiburu, A.Roy – Editions Christian Bourgois.

33 - « L'électronucléaire en France », Syndicat CFDT de l'énergie atomique – Le Seuil, 1975 – Réédité en 1980 sous le titre « Le dossier électronucléaire ».

34 - « Les jeux de l'atome et du hasard », J-P Pharabod, JP Schapira – Calmann-Lévy, 1988.

35 - www.global-chance.org

36 - www.wise-paris.org

37 - Les gaines ne sont pas exemptes de fuites ou de ruptures locales (frottement de barres de contrôle, fatigue vibratoire...).

dans les réacteurs à eau sous pression (tous les réacteurs du parc électronucléaire français) dans lesquels la chaleur produite dans le réacteur est transmise du circuit primaire au circuit secondaire : ils servent de deuxième (ils sont à l'extérieur de la cuve et à l'intérieur de l'enceinte de confinement) et de troisième barrière, puisque la tuyauterie vapeur (circuit secondaire) traverse l'enceinte de confinement pour aller dans la turbine.

L'accident grave est un accident au cours duquel le combustible nucléaire est significativement dégradé par la détérioration des gaines du combustible et une fusion plus ou moins complète du cœur du réacteur. Dans une centrale nucléaire à eau, pressurisée ou bouillante, l'accident grave se produit du fait de la perte de refroidissement des éléments combustibles. Un tel accident peut résulter soit de la rupture de la cuve du réacteur ou d'une tuyauterie du circuit primaire, soit d'une défaillance totale du système de refroidissement, normal ou de secours. Cela peut donc se produire soit s'il y a effectivement perte de l'eau de refroidissement, soit que la circulation de cette eau soit interrompue (arrêt des pompes de circulation par exemple) et que la chaleur du combustible ne soit plus évacuée. Cette perte de refroidissement entraîne la dégradation des gaines du combustible, puis la fusion de celui-ci, même lorsque les fissions et la réaction en chaîne sont arrêtées (par l'action des barres de contrôle) du fait de la puissance résiduelle.

L'IRSN présente ainsi l'accident dans un réacteur nucléaire majeur* :

« Dans ce rapport, on appelle accident grave un accident au cours duquel le combustible est significativement dégradé par une fusion plus ou moins complète du cœur du réacteur. Compte tenu des mesures de prévention des accidents, mises en place par l'exploitant, ce type d'accident reste hautement hypothétique. Cependant, du fait des conséquences importantes qu'aurait le rejet de produits radioactifs dans l'environnement, et au titre de la défense en profondeur, des efforts significatifs sont consacrés à leur étude.

*Un accident grave a généralement pour origine un défaut de refroidissement du cœur dont la puissance résiduelle ne parvient plus à être évacuée. En une à quelques heures, suite à des défaillances multiples, humaines et/ou matérielles, incluant l'échec des procédures de sauvegarde, la structure des éléments combustibles se dégrade. Une suite de phénomènes nombreux et complexes se déroule alors, selon divers scénarios dépendant des conditions initiales de l'accident et des actions des opérateurs ; ces scénarios sont susceptibles, à terme, de conduire à la perte de l'intégrité du confinement et à des risques de relâchements importants de produits radioactifs à l'extérieur de l'enceinte de confinement.** »*

On notera le « hautement hypothétique », malgré Three Mile Island mais certes avant Fukushima.

* Introduction de : « R & D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives », IRSN et CEA, La Documentation française, Paris, janvier 2007.

** On passe alors à un accident majeur si les dégagements de matières radioactives sont importants (comme à Fukushima).

C'est un accident de perte de refroidissement qu'a connu le réacteur I de la centrale de Three Mile Island (TMI-I) aux États-Unis le 28 mars 1979 à partir d'une fuite sur le circuit primaire et un enchaînement de défaillances entraînant une fusion partielle du cœur. Mais il n'y a pas eu de dispersion importante d'éléments radioactifs dans l'environnement, ce qui a conduit à classer l'accident au niveau 5 de l'échelle I.N.E.S. (International Nuclear Event Scale ; voir encadré).

L'accident majeur est un accident grave non maîtrisé conduisant à d'importants relâchements de radioactivité dans l'environnement : dans ce cas, les deux barrières au-delà de la gaine sont également défaillantes et ne parviennent pas à contenir les éléments radioactifs à l'intérieur du réacteur. C'est ce qui s'est passé pour trois réacteurs de la centrale nucléaire de Fukushima-Daichi le 11 mars 2011. Cet accident nucléaire majeur est classé au niveau 7 (le plus élevé) de l'échelle internationale des événements nucléaires, ce qui le place au même degré de gravité que la catastrophe de Tchernobyl (1986), compte tenu du volume important des rejets

L'accident majeur peut donc se produire s'il y a une défaillance de la troisième barrière, l'enceinte de confinement.

Du point de vue des conséquences, la différence est considérable.

Dans le cas d'un accident grave de type Three Mile Island, le réacteur est entièrement détruit, plusieurs années sont nécessaires pour avoir accès au cœur fondu (le corium), le combustible non fondu ne sera extrait qu'en 1987 et des dizaines d'années pour effectuer le démantèlement de l'installation accidentée ; la remise en route de l'autre réacteur (TMI-I) de la centrale n'aura lieu qu'en 1985. Mais les rejets de matières radioactives dans l'environnement sont faibles³⁸ : même lorsqu'il y a eu évacuation des populations environnantes (environ 150 000 personnes),

38 - La quantité des rejets d'iode radioactif reste controversée. Il y a eu également rejet de krypton après l'accident, ainsi que des quantités d'eau tritiée qu'il a fallu stocker.

celles-ci ont pu revenir sur leur territoire dans un bref délai³⁹. Le coût d'un accident de ce type qui arriverait en France est estimé par l'IRSN à 120 milliards d'euros⁴⁰.

Les conséquences d'un accident majeur, avec émissions massives de matières radioactives dans l'environnement, du type Fukushima pour les réacteurs à eau, ou Tchernobyl, sont autrement considérables. Depuis l'accident de Tchernobyl en 1986, on sait qu'un accident majeur peut avoir des conséquences dramatiques, aussi bien sur la vie et la santé de centaines de milliers de personnes que sur l'environnement, et contaminer par des substances radioactives des zones très étendues. À Fukushima, au moins trois réacteurs ont subi un accident majeur, des populations nombreuses ont été évacuées, des territoires étendus terrestres et maritimes contaminés. C'est la perte de tous les moyens de refroidissement du cœur qui a été la cause directe de ces accidents. Les accidents de Tchernobyl et de Fukushima ont été classés au niveau 7 sur l'échelle I.N.E.S. et leurs conséquences s'étendent dans le temps et dans l'espace.

De tels accidents ont été longtemps réputés d'une probabilité tellement faible qu'ils étaient de fait considérés comme impossibles. Et pourtant les avertissements et les études critiques n'ont pas manqué.

Le coût d'un accident majeur sur un réacteur d'une centrale nucléaire en France est estimé par l'IRSN (même référence que ci-dessus) à 430 milliards d'euros. Cette somme serait certainement très supérieure dans le cas de conséquences graves dans des pays frontaliers et dans des zones fortement peuplées et économiquement prospères (Fessenheim et la vallée du Rhin par exemple).

L'échelle INES (International nuclear event scale)

À l'origine, cette échelle développée par le Conseil Supérieur de Sûreté et d'Information Nucléaire, était destinée au seul niveau national. Son rôle était d'être un outil informatif permettant aux médias d'appréhender l'importance d'une information.

Permettant le classement des incidents et des accidents nucléaires, l'échelle INES (International nuclear event scale), utilisée au plan international depuis 1991, s'appuie à la fois sur des critères objectifs et des critères qualitatifs. Elle a pour but de faciliter la perception par les médias et le public de l'importance des incidents et accidents nucléaires. L'ASN souligne que cette échelle ne constitue pas un outil d'évaluation ou de mesure de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.

L'échelle INES comprend huit niveaux, de 0 à 7. Elle permet à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) de classer, selon leur importance, tous les événements se produisant dans les installations nucléaires de base civiles, lors du transport des matières radioactives ainsi que lors de l'utilisation des sources radioactives dans les installations médicales (hors patients), industrielles ou de recherche.

L'application de l'échelle INES aux centrales nucléaires se fonde sur trois critères : les conséquences à l'extérieur du site (rejets radioactifs pouvant toucher le public et l'environnement), les conséquences à l'intérieur du site (pouvant toucher les travailleurs et les installations), la dégradation de la défense en profondeur de l'installation constituée des barrières successives visant à empêcher les accidents (systèmes de sûreté, procédures, contrôles techniques ou administratifs...).

Les niveaux 0 à 2, qualifiés respectivement d'écart, d'anomalie et d'incident, sont dénués de toute conséquence à l'extérieur du site. Le niveau 3, qualifié d'incident grave, désigne un accident évité de peu, impliquant une contamination grave des travailleurs du site mais un très faible rejet radioactif à l'extérieur du site. Le niveau 4, qualifié d'accident, est un accident avec endommagement important du cœur du réacteur mais un rejet mineur de matières radioactives à l'extérieur du site. Le niveau 5, également qualifié d'accident, est un accident avec endommagement grave du cœur du réacteur et un rejet limité de matières radioactives à l'extérieur du site susceptible d'exiger l'application partielle des contre-mesures prévues. Le niveau 6, qualifié d'accident grave, est un accident avec endommagement important du cœur du réacteur et un rejet important de matières radioactives à l'extérieur du site susceptible d'exiger l'application intégrale des contre-mesures prévues. Le niveau 7, qualifié d'accident majeur, est un accident avec endommagement grave du cœur du réacteur et un rejet majeur de matières radioactives ayant des effets considérables sur la santé et l'environnement.

Sur le parc mondial des réacteurs électronucléaires en fonctionnement depuis les années 1970, l'accident d'un réacteur de la centrale Three Mile Island en 1979 aux États-Unis a été classé au niveau 6 tandis que les accidents d'un réacteur de la centrale de Tchernobyl (Ukraine), en 1986, et de trois réacteurs de la centrale de Fukushima (Japon) en mars 2011 ont été classés au niveau 7.

39 - Source pour l'accident de Three Mile Island : « Les jeux de l'atome et du hasard » - Jean-Pierre Pharabod et Jean-Paul Schapira, éditions Calmann-Lévy, 1988.

40 - Source : « Massive radiological releases porfoundly differ from controlled releases » - Ludivine Pascucci-Cahen et Patrick Monal, IRSN, Eurosafe Forum, Bruxelles, 6 novembre 2012.

1.3 Ce qu'en disent l'IRSN et l'ASN

1.3.1 Les réacteurs sont-ils conçus pour parer l'accident grave ?

Dans le même rapport qui définit l'accident grave⁴¹, l'IRSN précise :

« La recherche concerne les réacteurs en fonctionnement et les réacteurs futurs. Les phénomènes de base sont les mêmes pour les réacteurs à eau sous pression actuels ou en projet. **Toutefois, dans le cas des centrales existantes, les accidents graves n'ont pas été considérés lors de leur conception.** Les modifications envisageables de l'installation sont donc restreintes et les recherches menées dans ce cadre ont essentiellement pour objectif de trouver des moyens de limiter les conséquences d'un éventuel accident grave ».

1.3.2 Mais alors, cela peut se produire ?

Le président d'alors de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), André-Claude Lacoste a déclaré lors de son audition parlementaire du 30 mars 2011 :

« La position constante de l'ASN a toujours été la suivante : personne ne peut garantir qu'il n'y aura jamais en France un accident nucléaire. Je dis ce que je dis, et je répète une position constante de l'ASN française ».

Le président actuel de l'ASN, Pierre-Franck Chevet a dit la même chose lors de son audition par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale du 6 novembre 2012.

Jacques Repussard, directeur général de l'IRSN, dans le Journal du Dimanche (JDD) du 1^{er} janvier 2012, répond aux questions d'un journaliste :

Qu'a révélé votre audit post-Fukushima sur la sûreté des centrales françaises ?

« Celles-ci ne prennent pas en compte des scénarios comme Fukushima avec une perte totale d'eau et d'électricité. EDF propose des moyens de secours sous vingt-quatre heures mais on ne peut pas attendre tant de temps. Un séisme pourrait provoquer des accidents sérieux sur certains sites comme à Fessenheim et au Bugey. Les sites des vallées du Rhône et de la Loire doivent surélever leurs digues pour se protéger de fortes inondations ».

La centrale de Fessenheim est pointée du doigt. La fermerez-vous ?

« Depuis plusieurs années, nous disons qu'il faut renforcer son radier [dalle sous le réacteur] pour éviter une fuite en cas d'accident. Si EDF ne réalise pas ces travaux, il faudra fermer la centrale. Il n'est plus admissible que ces sujets retombent dans l'oubli. Cela nécessite des arbitrages économiques en faveur de la sûreté. Mais il ne faut pas non plus « sacraliser » la fermeture d'un réacteur. La France choisit de rester dans le nucléaire, il faudra construire de nouvelles centrales et donc arrêter les anciennes au fur et à mesure »

2. Causes et enchaînements des accidents

Les possibilités de combinaison de différentes causes sont très nombreuses dans une dynamique d'accident : défaillances matérielles (cuves, enceintes, kilomètres de tuyauteries, milliers de systèmes électriques, électroniques et mécaniques); défaillances humaines (erreur de conception, incapacité à répondre à des événements imprévus, manque de transmission des compétences, carences dans le contrôle et la maintenance); agressions externes accidentelles (séisme, tempête, inondation, incendie, accident industriel extérieur à la centrale); actes de malveillance ou de sabotage (notamment informatique); conflits armés.

Les accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl ont été causés par des défaillances internes liées aux propriétés des réacteurs, à des dysfonctionnements techniques, à des erreurs dans la gestion de l'accident, sans aucune « agression extérieure. À Fukushima, par contre, la combinaison d'un séisme et de la vague destructrice d'un tsunami a entraîné la perte des sources électriques (principales et de secours) et de refroidissement. Puis la configuration des réacteurs, bien que s'étant mis en arrêt d'urgence, n'a pas permis d'assurer la sauvegarde des installations, conduisant à l'accident majeur avec projection massive de matières radioactives dans l'environnement.

2.1 Les types d'accident pouvant mener à la fusion du cœur

2.1.1 La rupture de la cuve :

« L'intégrité de la cuve du réacteur constitue un élément essentiel de la démonstration de sûreté des centrales nucléaires à eau sous pression. La rupture de cet équipement, dont les conséquences seraient très graves, n'est en effet **pas prise en compte dans les études de sûreté** et c'est la raison pour laquelle toutes les dispositions doivent

41 - « R & D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives », IRSN et CEA, La Documentation française, Paris, janvier 2007.

être prises dès la conception de l'équipement afin de garantir sa tenue pendant toute la durée d'exploitation du réacteur »⁴².

2.1.2 Les types d'accident envisagés

Le document « *R&D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives*⁴³ » présente les types d'accident pouvant mener à la fusion du cœur :

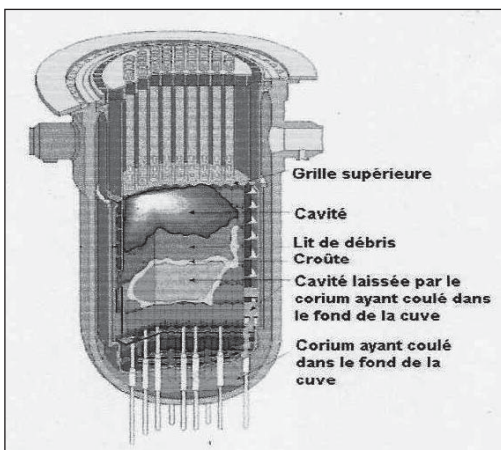
Différents types d'accident pouvant mener à la fusion du cœur sont étudiés dans ce rapport :

- Perte de réfrigérant primaire : brèche affectant le circuit primaire, ou un circuit qui lui est connecté, à l'exception de la rupture de la cuve.
- Perte de réfrigérant primaire à l'extérieur de l'enceinte de confinement.
- Rupture de tuyauterie secondaire.
- Rupture de tube de générateur de vapeur ou rupture d'une tuyauterie secondaire (eau ou vapeur) entraînant la rupture quasi-immédiate d'un ou plusieurs tubes de générateur de vapeur.
- Perte totale de la source froide terminale⁴⁴ ou des systèmes de refroidissement permettant l'évacuation de l'énergie vers la source froide terminale.
- Perte totale d'alimentation en eau des générateurs de vapeur.
- Perte totale des alimentations électriques⁴⁵.
- Perte des sources électriques internes.
- Transitoires avec échec de l'arrêt automatique : situations avec une défaillance de l'arrêt automatique du réacteur suite à un événement initiateur interne à l'installation. Tous les initiateurs précédemment décrits peuvent conduire à un accident de ce type.
- Transitoires sur les circuits primaires : situations accidentelles variées, telles que la chute ou l'insertion intempestive de grappes des barres de contrôle, ou le retrait incontrôlé de grappes.

Ce même rapport précise, dans son introduction :

- Dans le domaine des accidents graves, les phénomènes physiques mis en jeu sont extrêmement complexes et sortent généralement du cadre des connaissances acquises hors du domaine nucléaire.*
- Comme il est impossible d'effectuer, dans ce domaine, des essais à taille réelle et de reproduire toutes les situations envisageables, il est nécessaire de réaliser des essais élémentaires, permettant d'étudier séparément chaque phénomène physique, puis de confirmer sur des essais globaux les interactions entre ces phénomènes physiques. Le tout doit se faire à des échelles compatibles avec les capacités techniques et économiques des installations, tout en restant représentatives pour l'extrapolation à l'échelle du réacteur.*

La figure ci-dessous représente la coupe de la cuve du réacteur accidenté de Three Mile Island⁴⁶.



On comprend toute la difficulté du problème, avec d'une part la compréhension des phénomènes physiques et la capacité à les modéliser, d'autre part l'interprétation des expériences dont la représentativité des phénomènes réels est incertaine, enfin la question du changement d'échelle inévitable entre ces expériences et la réalité d'un accident grave.

Ces accidents initiateurs de l'accident grave peuvent se produire individuellement, chacun suffisant pour provoquer l'accident, ou bien même se conjuguer, ce qui rend encore plus problématique la possibilité d'empêcher l'accident majeur. Par exemple, à Fukushima, il y a eu à la fois perte totale de la source froide et perte totale des alimentations électriques.

Ce qui fit dire à J. Repussard, directeur général de l'IRSN : « *Il y a des enchaînements de circonstances aggravantes, des com-*

42 - ASN : Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaire - Tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe après leur troisième visite décennale - Séances des 16 et 30 juin 2010 - Synthèse du rapport.

43 - IRSN et CEA, La Documentation française, Paris, janvier 2007.

44 - Source froide terminale : eau de refroidissement de la vapeur du circuit secondaire dans le condenseur (rivière ou mer). Cette source froide permet également de refroidir la piscine d'entreposage des combustibles irradiés.

45 - La perte totale des alimentations électriques empêche le fonctionnement des pompes permettant la circulation de l'eau de refroidissement dans les différents circuits (normaux ou de secours).

46 - Source : Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

binaisons d'événements improbables que l'on estime a priori inimaginables mais qui finissent quand même par se produire. Comme je le dis parfois : « Il faut imaginer l'inimaginable ».

Cette dernière expression, très significative de l'état d'esprit du chercheur en sûreté nucléaire, ne manque pas d'inquiéter car, par la définition même des termes utilisés, elle n'a pas de sens ou, au mieux, signifie une impossibilité.

2.1.3 Déroulement de l'accident grave

Les étapes du déroulement, constaté (Three Mile Island et Fukushima) ou possible, sur un réacteur à eau sont alors les suivantes⁴⁷. On suppose dans ce déroulement que les fissions et la réaction en chaîne ont été arrêtées (donc que les barres de contrôle ont correctement fonctionné).

a) Dénoyage du cœur :

« Suivant l'état initial du réacteur, l'initiateur de l'accident, les défaillances des systèmes de sauvegarde ou d'éventuelles erreurs de conduite, le dénoyage du cœur peut être atteint en quelques minutes ou en plusieurs heures, voire plusieurs jours. Le dénoyage du cœur ne mène à sa fusion, et donc à l'accident grave, que s'il n'est plus possible d'injecter dans la cuve un débit d'eau suffisant pour refroidir le cœur intact.

À titre d'exemple, un orifice de 10 cm de diamètre dans le circuit primaire conduirait, en l'absence d'injection d'eau dans le circuit primaire, au dénoyage en 30 minutes des crayons combustibles composant le cœur ».

C'est ce qui s'est passé à Three Mile Island et Fukushima.

b) Dégradation du combustible :

« Au fur et à mesure que le niveau d'eau s'abaisse dans le cœur, la partie dénoyée s'échauffe sous l'effet de la puissance résiduelle⁴⁸.

Les gaines de zircaloy⁴⁹ contenant le combustible du cœur qui sont, en fonctionnement normal, à une température inférieure ou égale à 350 °C, se déforment à partir de 700° à 900° en raison de la dégradation de leurs propriétés mécaniques ».

Lorsque les gaines atteignent ces températures, s'amorce la réaction Zirconium – eau. Cette réaction très exothermique contribue à amplifier l'échauffement et transforme le métal en oxyde n'ayant aucune tenue mécanique. De plus, elle produit une importante quantité d'hydrogène.

Alors, les gaines gonflent puis se rompent ou bien s'écrasent contre les pastilles du combustible, en fonction des pressions relatives dans la cuve et dans les gaz formés dans le combustible.

« Dans tous les cas, les gaz de fission (Krypton, Xenon) et les produits de fission volatils (Iode, Césium, Brome, Rubidium, Tellure, Antimoine) accumulés à l'intérieur des crayons de combustible sont relâchés dans le circuit primaire dès la rupture de ces derniers ainsi qu'une partie des produits de fission dissous dans le combustible, notamment pour un combustible en fin de vie ».

S'il y a ouverture volontaire ou fuite ou rupture dans le confinement (voir 3.2.3), les rejets dans l'environnement dépendent des conditions du transfert des produits de fission dans l'installation.

C'est ce qui s'est passé à Fukushima (destruction de l'enceinte de confinement par explosion d'hydrogène (voir ci-dessous). Plus faiblement à TMI (grandes quantités de Xenon 133 et 135, peu dangereux, quantités limitées d'Iode 131 (très dangereux).

c) Relâchement et explosion d'hydrogène

« Lors du dénoyage et de la dégradation du combustible, le zirconium des gaines des crayons s'oxyde au contact de la vapeur d'eau surchauffée. La cinétique rapide de ce phénomène débute vers 1 200 °C et s'accélère considérablement vers 1 500 °C ».

Et :

« La réaction libère de l'hydrogène dans le circuit primaire qui sera transporté jusque dans l'enceinte de confinement. La combustion de l'hydrogène dans l'enceinte de confinement peut conduire à une déflagration qui peut elle-même, dans certaines conditions, se transformer en détonation ».

La transition déflagration - détonation (passage d'une vitesse de flamme subsonique à supersonique) est fonction, entre autres choses, de la concentration en hydrogène, donc du volume de l'enceinte. Elle peut aussi se produire dans une zone casematée où de l'hydrogène peut s'accumuler.

Il y a eu effectivement déflagration d'hydrogène dans l'enceinte de confinement du réacteur de TMI mais suffisamment faible pour que l'enceinte de confinement résiste (épaisseur de l'enceinte : 1,2 m).

d) Fusion du cœur

47 - Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

48 - Puissance thermique développée par le réacteur nucléaire à l'arrêt, provenant essentiellement de l'activité des produits de fission.

49 - Zircaloy-4 (Zy-4) : alliage de zirconium (98,23 % en masse), d'étain (1,45 %), fer (0,21 %), chrome (0,1 %) et hafnium (< 0,01 %).

« De manière schématique :

- entre 900 °C et 1 800 °C, les constituants métalliques du cœur fondent ou se vaporisent ;
- au-delà de 1 800 °C, les constituants « oxydes » du cœur fondent.

Il faut cependant atteindre 2 700 °C à 2 800 °C pour que se produise la fusion de l'oxyde d'uranium lui-même ; toutefois, l'existence d'eutectiques avec le zirconium et l'acier des barres de contrôle du cœur peut entraîner des coulées à des températures plus basses. Cette fusion conduit à un effondrement local puis général du cœur du réacteur avec formation d'un « corium », amas de combustible et de matériaux de structure (supportant le combustible dans la cuve en fonctionnement normal du réacteur) fondus et mélangés, maintenu en fusion par le dégagement de la puissance résiduelle due à la décroissance radioactive des produits de fission piégés dans le corium.

Les produits de fission les plus volatils sont alors sortis en quasi-totalité du combustible ».

e) Rupture induite de tubes des générateurs de vapeur

Lors de la dégradation du combustible, la vapeur chaude sortant du cœur et circulant par convection naturelle dans le circuit primaire provoque un échauffement important des structures de ce circuit qui, s'il est en pression lors de la fusion du cœur dans la cuve, peuvent fluer et se rompre ; lorsqu'il s'agit des tubes de générateurs de vapeur, leur rupture « induite » conduirait à des rejets directs de produits de fission dans l'atmosphère extérieure par les soupapes de sûreté du circuit secondaire (par exemple, ces dernières sont tarées à 76 bars pour les tranches de 900 MWe).

f) Rupture du fond de cuve

L'effondrement des éléments constitutifs du cœur dans le fond de la cuve provoque son **perçement** au bout de quelques dizaines de minutes à quelques heures, délai qui est fonction de la masse de corium dans le fond de la cuve et de la disponibilité d'eau pour évacuer, par vaporisation, une partie de la chaleur accumulée dans le corium.

S'il y a de l'eau dans le fond de la cuve ou bien du puits de cuve, de fortes interactions entre le corium et l'eau peuvent générer une vaporisation « quasi-instantanée » et massive de l'eau, phénomène appelé « **explosion de vapeur** ».

Par ailleurs, si le circuit primaire est en pression au moment du perçement de la cuve, il peut y avoir dispersion de corium dans l'enceinte de confinement au moment de sa sortie de la cuve, produisant une rapide montée en pression par transfert très rapide, vers l'atmosphère gazeuse de l'enceinte, de la chaleur contenue dans le corium fondu, phénomène appelé « **échauffement direct de l'enceinte** ».

Lorsque le corium vient au contact du radier en béton du puits de cuve, ce radier se décompose sous l'effet de la chaleur transmise par le corium, phénomène appelé « **interaction corium-béton** ».

À noter que les cuves des réacteurs actuels du parc français présentent des pénétrations en fond de cuve pour l'introduction de sondes de mesures (une cinquantaine). De ce fait, elles ont de nombreux points faibles vis-à-vis du corium.

On juge de la complexité des phénomènes mis en jeu, de leurs enchaînements et de leurs interactions.

2.2 La défaillance du confinement⁵⁰ : l'accident majeur

À Fukushima :

La production de vapeur d'eau par augmentation de la température liée à la perte de refroidissement entraîne la baisse du niveau d'eau et l'augmentation de la pression à l'intérieur de la cuve. Les dépressurisations entreprises volontairement par l'exploitant pour limiter la pression dans l'installation conduisent aux premiers rejets de produits radioactifs dans l'environnement. Des incendies suivis d'explosions vont contribuer à ruiner définitivement les installations et relâcher des quantités massives d'effluents radioactifs gazeux qui seront suivies par d'importantes masses d'effluents radioactifs liquides à la suite des lâchers d'eau entrepris par l'exploitant pour tenter de refroidir l'installation.

Selon l'IRSN⁵¹, on trouve cinq modes principaux de défaillance de l'enceinte de confinement :

- Explosion de vapeur dans la cuve ou le puits de cuve, provoquant la défaillance à court terme de l'enceinte de confinement.
- Défaut d'étanchéité de l'enceinte de confinement, initial ou rapidement induit.
- Explosion d'hydrogène dans l'enceinte de confinement conduisant à sa défaillance.
- Mise en surpression lente dans l'enceinte de confinement conduisant à sa défaillance.

50 - Il s'agit de la défaillance (rupture) de la troisième barrière, essentiellement constituée de l'enceinte de confinement en béton.

51 - Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

- Traversée du radier en béton par le corium conduisant à sa percée.

Modes auxquels s'ajoute le mode de bipasse du confinement par l'intermédiaire de tuyauteries sortant de l'enceinte, traité de manière séparée car il ne concerne pas directement le comportement de ce bâtiment.

Nous allons maintenant examiner les questions qui se posent sur un certain nombre de ces phénomènes accidentels.

En France, deux types d'enceinte sont actuellement en exploitation :

a) Les enceintes à paroi unique du palier 900 MWe

Elles sont constituées d'un bâtiment cylindrique en béton précontraint de 37 m de diamètre et d'environ 60 m de hauteur, surmonté d'un dôme. La paroi cylindrique a une épaisseur de 90 cm et le dôme une épaisseur de 80 cm. Ce bâtiment a pour fonction de résister aux accidents aussi bien qu'aux agressions externes. Sa surface intérieure est recouverte d'une peau métallique de 6 mm d'épaisseur dont la fonction est d'assurer l'étanchéité.

b) Les enceintes à double paroi des paliers 1 300 MWe et 1 450 MWe (N4)

La paroi interne (120 cm d'épaisseur pour le cylindre et 82 cm pour le dôme, pour les tranches N4) est en béton précontraint et n'est pas recouverte d'une peau d'étanchéité. Elle a pour fonction de résister aux conditions de pression et de température internes tout en assurant une « relative » étanchéité : son taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 1,5 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenus dans l'enceinte.

La plus grande partie des fuites est récupérée dans l'espace entre parois (également appelé espace annulaire, ou EEE), maintenu en dépression par un système de ventilation et filtration appelé EDE. La paroi externe en béton armé (55 cm d'épaisseur pour le cylindre et 40 cm pour le dôme, pour les tranches N4) a pour fonction de créer l'espace annulaire et d'apporter la protection nécessaire vis-à-vis des agressions externes. La « relative » étanchéité de la paroi interne est vérifiée lors des épreuves de l'enceinte. Dans ces conditions d'essai, le taux de fuite est normalement limité à 1 % par jour de la masse d'air contenue dans l'enceinte, sans que puisse être faite une corrélation précise entre la valeur réelle et la limite réglementaire mentionnée ci-dessus.

Source : <http://www.senat.fr/rap/o97-4841/o97-484121.html>

À noter que les caractéristiques de l'enceinte (volume, épaisseur, ferrailage) ont été calculées pour tenir la pression provoquée par la vaporisation de toute l'eau du circuit primaire.

3. Interrogations et commentaires sur des questions majeures

3.1 Tenue des cuves des réacteurs

Présentation⁵²

« Dans les 58 centrales électronucléaires à eau sous pression en exploitation du parc français, la cuve est un gros composant en acier qui contient le cœur nucléaire du réacteur. Le cœur du réacteur est refroidi par l'eau du circuit primaire dont la pression est égale à 155 fois la pression atmosphérique.

Cette eau entre dans la cuve à une température de l'ordre de 290 °C et en ressort à environ 325 °C en évacuant l'énergie thermique produite dans le cœur. La cuve d'un réacteur à eau sous pression (REP) est donc soumise aux conditions de pression et de température du circuit primaire, ainsi qu'à l'irradiation neutronique engendrée par les réactions nucléaires qui se produisent dans le cœur. Cette irradiation concerne principalement les parties cylindriques (viroles) de la cuve situées au droit du cœur.

La cuve constitue une partie de la deuxième barrière de confinement des éléments radioactifs (la première est la gaine des assemblages combustibles et la troisième l'enceinte de confinement) et son rôle pour la sûreté de l'installation est primordial. Son intégrité doit être assurée et justifiée dans toutes les situations de fonctionnement du réacteur et pour toute la durée de son exploitation. La cuve du réacteur constitue un élément essentiel du circuit primaire des centrales électronucléaires. **C'est un composant considéré comme « non ruptible »** et, en conséquence, sa conception, sa fabrication, sa réception et son suivi en service font l'objet de dispositions de contrôle particulièrement exigeantes.

⁵² - Note d'information IRSN du 24 septembre 2012.

Contrairement à d'autres appareils du circuit primaire, comme les générateurs de vapeur ou les couvercles de cuve, le remplacement d'une cuve n'est pas une opération envisagée par EDF. **La durée de vie de l'installation est en conséquence directement liée à la justification de l'aptitude à l'emploi de la cuve** ».

Avis de l'IRSN sur la tenue des cuves du 19 mai 2010

Avis de l'IRSN sur la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe – Réponses aux demandes de la section permanente nucléaire de décembre 2005 – Volet mécanique.

« L'IRSN en conclut qu'à VD3⁵³ + 5 ans, **le risque de rupture brutale n'est pas exclu pour les cuves des réacteurs de Dampierre 4, Cruas 1, Cruas 2, Saint-Laurent B1 et Chinon B2 en cas de situations incidentelles et accidentelles (transitoires de petite brèche primaire 2" et 3", RTE et accident de perte de réfrigérant primaire). Les marges à la rupture sont également insuffisantes à VD3 + 5 ans pour les cuves de Saint-Laurent B1 et de Bugey 5 qui sont affectées de défauts** ».

La question a été examinée par le Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaire (Séances des 16 et 30 juin 2010 - Synthèse du rapport - Tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe après leur troisième visite décennale).

La conclusion du rapporteur est la suivante :

« Au vu de ces résultats complémentaires, le rapporteur considère qu'EDF a transmis des éléments de justification suffisants pour démontrer la tenue en service de l'ensemble des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant l'intégralité de la période décennale suivant les VD3, sous réserve de la fourniture d'un nouveau dossier prenant en compte les recommandations proposées et de la mise en œuvre de disposition permettant le réchauffage de l'IS⁵⁴ à 20 °C sur certains réacteurs.

Dans ce cadre, le rapporteur note qu'EDF s'est engagé à compléter sa démonstration en quantifiant notamment les incertitudes liées aux codes de calculs, dont les résultats devront être transmis à l'ASN ».

L'arbitrage a donc été fait en faveur d'EDF. **Cette question reste cependant centrale dans le débat sur le prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs des centrales nucléaires.**

Sur la question de la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MW de puissance électrique, l'ASN a cependant adressé une demande à EDF⁵⁵ :

Demande n° 18 : L'ASN vous demande d'élaborer un programme de fourniture de données relatives à la fluence des cuves des réacteurs de 900 MWe permettant de garantir le caractère enveloppe de la fluence prise en compte à la conception jusqu'à l'échéance des VD4.

Commentaires du GSIEN

Les experts du GSIEN et leurs collègues ont effectué de nombreux travaux sur la question de la tenue des cuves des réacteurs. On citera en particulier :

- a) Le « Rapport sur la visite décennale n° 3 du réacteur 1 du CNPE de Fessenheim », expertise réalisée à la demande de la CLIS de Fessenheim⁵⁶.
- b) L'article de Bella Belbeoch : « La robustesse des cuves est-elle assurée en cas d'accident grave »⁵⁷.

3.2 Explosion d'hydrogène

Nous avons vu qu'en cas de dénoyage du cœur, de l'hydrogène se formait par oxydation du zircaloy et se retrouvait dans l'enceinte de confinement.

Le « risque hydrogène » pour les réacteurs français⁵⁸

« La concentration moyenne d'hydrogène atteinte dans l'atmosphère de l'enceinte de confinement d'un REP français en cas d'accident grave est largement suffisante pour permettre la déflagration de l'hydrogène dès lors que cette déflagration n'est pas rendue impossible par la présence de vapeur d'eau. Une telle déflagration se

53 - VD3 : troisième visite décennale.

54 - IS : injection de sécurité (eau). Il ne faudrait pas faire une injection de sécurité avec une eau trop froide qui amènerait l'acier de la cuve dans la zone « fragile » cassante et non plus ductile (déformations élastiques). Cela du fait de l'élévation de la température de transition ductile – fragile due à l'irradiation neutronique. Celle-ci est mesurée par la « fluence neutronique », nombre de neutrons par unité de surface.

55 - Référence ASN : DEP-PRES-0077-2009 du 1^{er} juillet 2009.

56 - Rapport réalisé par la GSIEN et l'ANCLLI (Association Nationale des Commissions et Comités Locaux d'Information). GSIEN : Jean-Marie Brom, Gérard Gary, Monique Sené, Raymond Sené ; ANCLLI : David Boilley). www.gazetenucleaire.org.

57 - Lettre d'information n°120/121 du Comité Stop Nogent-sur-Seine (www.dissident-media.org/stop_nogent) : « La robustesse des cuves est-elle assurée en cas d'accident grave ? » Bella Belbeoch, octobre-novembre 2011.

58 - « R & D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives », IRSN et CEA, La Documentation française, Paris, janvier 2007.

produirait vraisemblablement rapidement, lors de la dégradation du cœur dans la cuve, bien avant la production d'hydrogène et de monoxyde de carbone due à l'interaction corium-béton. De plus, si la concentration de la vapeur d'eau dans l'enceinte diminue (par exemple par suite de la mise en service du système d'aspersion qui va condenser en partie cette vapeur), la concentration d'hydrogène augmente en proportion et le risque d'une déflagration d'hydrogène également. Par conséquent, l'instant de mise en service du système d'aspersion lors d'un accident grave peut avoir un effet significatif sur le déroulement de l'accident (déclenchement d'une déflagration d'hydrogène).

Si l'on suppose une déflagration de la totalité de l'hydrogène produit par l'oxydation des gaines en zircaloy de la « partie active » du cœur, le pic de pression en résultant pourrait affecter l'étanchéité de l'enceinte de confinement des REP français ».

Comme nous l'avons vu précédemment (2.1.2 c), on ne peut écarter la possibilité d'une transition déflagration - détonation (passage d'une vitesse de flamme subsonique à supersonique) dans certaines conditions de concentration en hydrogène.

On a vu que des explosions d'hydrogène se sont produites à Three Mile Island (sans destruction du confinement) et à Fukushima (avec destruction du confinement). La seconde et plus puissante explosion de l'accident de Tchernobyl serait, d'après les scientifiques soviétiques, une explosion d'hydrogène⁵⁹.

Les recombineurs catalytiques⁶⁰

« Aussi, pour limiter l'accumulation d'hydrogène et le risque de combustion dans l'enceinte de confinement des réacteurs, différentes stratégies ont été envisagées. Elles consistent à utiliser une ou une combinaison des solutions suivantes :

- provoquer de manière délibérée l'inflammation des nuages inflammables au fur et à mesure de leur formation au moyen d'un système actif; pour ce faire, des igniteurs sont utilisés sur certains réacteurs,
- consommer l'hydrogène au fur et à mesure de son relâchement dans l'enceinte de confinement en utilisant un système passif: les recombineurs catalytiques,
- diluer la concentration d'hydrogène dans l'atmosphère de l'enceinte de confinement en utilisant des enceintes de confinement ayant un grand volume (système passif),
- injecter un gaz inerte tel que l'azote (système actif) de manière à limiter voire supprimer la présence d'oxygène et donc le risque de combustion.

La présence de vapeur d'eau joue également un rôle en abaissant la fraction relative d'hydrogène et d'oxygène et inertant ainsi l'atmosphère de l'enceinte de confinement.

Pour les réacteurs à eau sous pression français, la stratégie choisie combine l'existence d'enceintes de grand volume et l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs (RAPs). De tels recombineurs sont installés sur l'ensemble des réacteurs du parc électronucléaire français depuis 2007.

Le choix a été fait de ne pas utiliser d'igniteurs en raison de la possibilité qu'une inflammation survienne à un mauvais moment. En particulier, pour une situation accidentelle sans démarrage immédiat du système d'aspersion dans l'enceinte de confinement, l'hydrogène relâché depuis le circuit primaire pourrait s'accumuler progressivement dans l'enceinte de confinement si celle-ci était inertée par la vapeur d'eau relâchée depuis le circuit primaire (les igniteurs seraient alors inefficaces); dans un tel cas, le démarrage ultérieur de l'aspersion dans l'enceinte de confinement, opération normale pour la maîtrise de la pression, rendrait les gaz à nouveau inflammables et leur ignition dangereuse pour l'étanchéité du confinement.

Le principe de fonctionnement d'un recombineur catalytique passif d'hydrogène est le suivant: l'hydrogène, mélangé à l'oxygène, à l'azote et à la vapeur d'eau contenus dans l'atmosphère de l'enceinte, est recombinaison en vapeur d'eau au contact de plaques catalytiques ».

Bien que 2007 soit la date butoir pour l'équipement de tout le parc, cela paraît bien tard alors que le risque d'explosion d'hydrogène était connu au moins depuis l'accident de Three Mile Island.

Incertitudes ou confirmation de risque ?

Mais, selon la même référence :

« De manière générale, la cinétique de recombinaison est « lente » par rapport à la cinétique de la production d'hydrogène lors de l'oxydation des métaux dans la cuve (au tout début de la production d'hydrogène dans l'enceinte de confinement, la cinétique de la production d'hydrogène peut excéder celle de la recombinaison d'un facteur 10).

59 - « Les jeux de l'atome et du hasard » de Jean-Pierre Pharabod et Jean-Paul Schapira, publié en 1988 par Calmann-Levy.

60 - IRSN : note d'information technique de juillet 2011 : « Le risque associé à l'hydrogène dans les enceintes de confinement des réacteurs du parc nucléaire français ».

Ainsi, malgré les performances des recombineurs, les études réalisées, notamment dans le cadre des études probabilistes de sûreté de niveau 2 (EPS2), montrent que la formation d'un mélange hydrogène-oxygène susceptible de conduire à des phénomènes d'accélération locale de flamme ne peut pas être exclue en tout point de l'enceinte de confinement et à tout instant et quel que soit le scénario accidentel de fusion du cœur considéré.

Les scénarios pouvant conduire à un risque lié à l'hydrogène sont ceux qui présentent une cinétique de production d'hydrogène en cuve « très importante » en regard de la cinétique de recombinaison par les recombineurs. Pour ces scénarios, les recombineurs améliorent grandement la situation, mais la quantité d'hydrogène temporairement présente dans l'enceinte **pourrait constituer une menace pour l'étanchéité du confinement**. Des dispositions ont été retenues par EDF pour éviter certaines de ces situations, par exemple en arrêtant (pendant une durée limitée) des injections d'eau de faible débit dans la cuve au début de la fusion du cœur (l'eau injectée pouvant temporairement accélérer l'oxydation des gaines sans refroidir le combustible) ».

Le « fine tuning » des injections d'eau de faible débit dans la cuve paraît assez illusoire dans une situation d'accident grave pour laquelle, en général, on ne comprend pas ce qui se passe⁶¹.

Commentaires du GSIEN

Un rappel historique :

Lors de la première visite décennale de Fessenheim en 1989, les responsables de la sûreté ont prétendu que les recombineurs catalytiques ne servaient à rien. D'ailleurs, la France s'était retirée, dans le groupe de travail Phebus, de la section « risque d'hydrogène ». Il n'y avait en France qu'un recombineur de faible capacité, sous forme de kit, non déballé de ses caisses de transport, localisé à Fessenheim. La question a continué à être posée pendant près de dix ans et finalement, la pose des recombineurs sur les réacteurs du parc s'est faite par l'influence de Siemens qui les avait imposés pour l'EPR.

Les incertitudes :

- 1) Les positions des recombineurs sont déterminées suite à des calculs. A-t-on effectué une cartographie de la concentration d'hydrogène dans le bâtiment, et avec quels détecteurs ?
- 2) Quel est leur niveau (fréquence) de maintenance ?
- 3) Y a-t-il des détecteurs d'hydrogène (mesure de concentration) en permanence et quelle est leur efficacité en ambiance vapeur ?
- 4) Comment sont gérées les diverses zones casematées dans le bâtiment réacteur ? Ventilation, brassage, mesures ?

Autres questions :

Le filtre à sable est, en principe, destiné à faire chuter la pression dans l'enceinte si, d'aventure, une explosion hydrogène créait un dépassement de la limite de tenue de l'enceinte.

En cas d'ouverture de la vanne manuelle – non motorisée – d'accès à ce filtre, la charge radioactive de la zone rendrait son approche impossible. Donc il ne serait pas possible de la refermer, laissant ainsi ouverte une communication entre l'intérieur du bâtiment et l'extérieur.

Il nous a été acté que les procédures imposaient de n'ouvrir cette vanne que 24 à 48 heures après le début de l'accident pour permettre la condensation des iodes. Sachant qu'à Three Mile Island, l'explosion hydrogène a eu lieu au bout de 10 heures, il nous semble qu'il y ait des procédures inadaptées.

De toute façon, compte tenu du diamètre des canalisations de décharge dans le filtre, la chute de pression de l'enceinte serait trop lente, face au processus à cinétique rapide de production d'hydrogène.

Il y a, de plus, un risque d'explosion hydrogène dans le filtre lui-même, en raison de la production d'hydrogène par radiolyse de l'eau présente dans le sable.

3.3 Explosion de vapeur d'eau

Présentation par l'IRSN⁶²

Définition

« Le terme « explosion de vapeur » désigne un phénomène de vaporisation explosive engendré par un transfert de chaleur très rapide entre un matériau liquide surchauffé et de l'eau. La vaporisation intense de l'eau est alors si rapide que la pression locale conduit à une fragmentation fine du matériau liquide surchauffé ; cette fragmentation

61 - Le président de l'ASN, André-Claude Lacoste, déclarait dans « Paris Tech Review » du 31 octobre 2011 à propos de l'accident de Fukushima : « Le retour d'expérience, pour comprendre ce qui s'est passé et en tirer les leçons, peut prendre dix ans. À Three Mile Island, le réacteur avait fondu. Il a fallu six ans pour déterminer la proportion exacte du cœur qui avait fondu ».

62 - Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

augmente d'autant la surface d'échange avec l'eau, donc le transfert rapide d'énergie, et peut entraîner une explosion.

Paramètre clé d'une explosion de vapeur

En cas de contact entre du combustible fondu surchauffé et de l'eau, le paramètre clé qui détermine la violence de l'explosion est donc la surface d'échange initiale, donc le degré de fragmentation du combustible lors de son interaction avec l'eau.

Pour un réacteur à eau sous pression, si du combustible liquide tombe dans l'eau (coulée de combustible fondu dans un fond de cuve contenant de l'eau ou bien dans un puits de cuve noyé), la dispersion du combustible dans l'eau est très importante. La surface d'échange entre le combustible et l'eau peut alors devenir très grande (quelques milliers de m²), d'où un risque d'explosion de vapeur.

Application au cas d'un réacteur

Lors d'un accident grave avec fusion du cœur, en l'absence de possibilité de renoyage dans la cuve, le corium s'écoule d'abord dans le fond de la cuve puis, en cas de traversée de cette cuve, dans le puits de cuve.

Dans les deux cas, si le corium est surchauffé et suffisamment fragmenté, et s'il y a de l'eau dans le fond de la cuve ou dans le puits de cuve (résultant par exemple du fonctionnement du système d'aspersion), il peut se produire, au contact avec l'eau, une explosion de vapeur dont l'énergie, avec des hypothèses pessimistes, pourrait en théorie, être suffisante pour provoquer l'émission de projectiles pouvant affecter l'intégrité de l'enceinte de confinement. Le mode α^{63} correspond à ce phénomène.

Les experts considèrent cependant, malgré les incertitudes, qu'une perte de l'intégrité de l'enceinte de confinement par suite de l'impact de projectiles est peu plausible.

Concernant l'explosion de vapeur dans un puits de cuve noyé, des travaux de R&D en cours à l'IRSN visent à vérifier qu'une telle explosion de vapeur ne génère pas un ébranlement de la structure susceptible de générer une perte d'étanchéité du confinement.

Actuellement, le mode α de défaillance à court terme de l'enceinte de confinement suite à une éventuelle explosion de vapeur dans la cuve ou le puits de cuve noyé ne fait pas l'objet de procédures ou de dispositions particulières sur les tranches françaises en exploitation ».

Discussion

a) De nombreux accidents d'explosion de vapeur se sont produits dans les industries de la sidérurgie, de l'aluminium, des fonderies de cuivre, du papier, etc.

b) Dans le domaine nucléaire, le rapport Rasmussen⁶⁴ présente plusieurs exemples d'accidents d'explosions de vapeur résultant du contact eau-combustible fondu dans plusieurs réacteurs nucléaires (avant 1970).

Mais surtout, la première explosion de l'accident de Tchernobyl fut une explosion de vapeur (voir encadré). Certains experts considèrent que l'explosion d'un des réacteurs accidentés de Fukushima est une explosion de vapeur.

c) Le phénomène d'explosion de vapeur d'eau dans un réacteur nucléaire est modélisé via des logiciels de simulation numérique multiphasique, multidimensionnelle. Ces outils mettent en œuvre une modélisation très complexe devant gérer des conditions physiques très particulières (des milliers de degrés, des centaines de bars) avec des phénomènes multiples et très complexes. Le point le plus critique actuellement est sans doute la modélisation de la phase initiale de mélange entre les fluides. Ainsi, aussi sophistiqués que soient ces outils, il existe de nombreuses zones d'incertitudes tant en ce qui concerne la physique elle-même que la modélisation (la description numérique de la physique).

Ces incertitudes sont bien confirmées par la phrase de l'extrait présenté ci-dessus : « Les experts **considèrent cependant, malgré les incertitudes, qu'une perte de l'intégrité de l'enceinte de confinement par suite de l'impact de projectiles est peu plausible** ».

Le « considèrent » est prudent et le « peu plausible » particulièrement inquiétant, surtout lorsqu'on le met en regard de la dernière phrase qui confirme que la sûreté nucléaire n'a pas de parade à un tel accident.

63 - Mode « alpha » : Explosion de vapeur dans la cuve ou le puits de cuve, provoquant la défaillance à court terme de l'enceinte de confinement (le premier mode de défaillance cité en 3.2.3).

64 - « Rapport Rasmussen » : étude probabiliste de sûreté pour les réacteurs nucléaires de puissance à eau et uranium enrichi, réalisé par le Pr. Rasmussen et son équipe du MIT et publié en 1975 sous les références WASH 1400 et NUREG 75-014. La question des explosions de vapeur y est traitée en Annexe VIII-B.

Commentaires du GSIEN

A propos de l'accident de Tchernobyl :

Dans certains canaux, les combustibles sont devenus « surcritiques prompts » (augmentation très rapide de la réactivité, c'est-à-dire de la vitesse de la réaction en chaîne) qui conduit à un pic de puissance. On a une constante de temps de doublement de puissance de l'ordre de la milliseconde au lieu de quelques secondes en fonctionnement normal (la puissance thermique passe de 100 MW à 100 000 MW en quelques secondes).

Le combustible est immédiatement pulvérisé et une partie est propulsée hors du réacteur⁶⁵.

3.4 Traversée du radier en béton par le corium

Présentation par l'IRSN⁶⁶

« La défaillance de la cuve après fusion du cœur entraîne la chute du corium formé sur le béton au fond du puits de cuve. Ce béton se décompose alors sous l'effet de la chaleur transmise par le corium. Cette chaleur est due à la puissance résiduelle dégagée dans le corium, augmentée, dans une première phase, par celle due à l'oxydation des métaux présents dans le corium comme l'acier de la cuve ou le zirconium. Ce phénomène porte le nom d'« interaction corium-béton ».

...

Dans l'état actuel des installations et des connaissances, ce phénomène peut aboutir à la percée totale du radier, dans un délai variable selon les caractéristiques du radier (nature du béton, épaisseur du radier), supérieur à 24 h, sauf pour la centrale de Fessenheim⁶⁷. De plus, les différents gaz libérés par cette interaction entraînent une augmentation progressive de la pression de l'atmosphère de l'enceinte de confinement.

...

En cas de percée du radier par le corium, les gaz présents dans l'atmosphère de l'enceinte de confinement seraient poussés hors de l'enceinte par la pression interne régnant dans cette enceinte. Les rejets atmosphériques qui en résulteraient seraient cependant « filtrés » à travers le sol. Ces rejets atmosphériques entraîneraient alors des contaminations des cours d'eau par dépôt direct ou ruissellement.

En parallèle, le corium pénétrerait dans le sol et s'arrêterait après un trajet de quelques mètres, la diminution de la puissance résiduelle et l'augmentation du volume du corium par addition de terre permettant alors son refroidissement, puis sa solidification, par conduction thermique dans le sol.

La lixiviation⁶⁸ du corium pourrait alors polluer les nappes d'eau souterraines, à plus ou moins long terme. **De plus, l'eau contenue dans le fond de l'enceinte de confinement, très chargée en produits radioactifs, pourrait elle-même se déverser dans le sol à travers l'orifice créé dans le radier. Des produits radioactifs pourraient donc atteindre la nappe phréatique sous-jacente.**

La contamination serait alors entraînée par l'écoulement de la nappe jusqu'à un exutoire tel qu'un cours d'eau ou un puits de captage d'eau. L'importance et les délais de transfert dépendent, entre autres, de la configuration hydrogéologique du site ; ils sont donc très variables d'un site à un autre (délais de transfert généralement de l'ordre de plusieurs semaines).

Dans un tel cas, il serait possible de limiter la contamination en construisant une enceinte géotechnique s'opposant aux écoulements d'eau pour empêcher la migration des produits de fission. Il faudrait alors pomper l'eau contaminée contenue à l'intérieur du sol, dans l'enceinte géotechnique, et la stocker ».

Discussion

a) Nous avons vu que la fusion partielle du cœur du réacteur accidenté de Three Mile Island n'avait pas entraîné le percement de la cuve par le corium. Ce réacteur n'avait que trois mois de fonctionnement et n'avait donc pas une charge en produits de fission équivalente à celle obtenue en fonctionnement continu. La puissance résiduelle était donc beaucoup plus faible.

À Tchernobyl, sur un réacteur de type différent⁶⁹ qui comporte une « piscine » d'eau en dessous du réacteur, le réacteur détruit par les explosions risquait de s'enfoncer peu à peu, atteignant, après avoir traversé son enveloppe en acier, la piscine, puis les fondations. Pour éviter le pire, la piscine du réacteur est vidée de son eau et remplie

65 - La vaporisation brutale de l'eau au contact du combustible ainsi dispersé conduit alors à une explosion de vapeur. Voir pour une description détaillée de l'accident : « Les jeux de l'atome et du hasard » de Jean-Pierre Pharabod et Jean-Paul Schapira, publié en 1988 par Calmann-Levy.

66 - Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

67 - L'épaisseur du radier est de 4,20 m pour les tranches de 900 MW (sauf pour les centrales de Fessenheim et Bugey) et de 3 m environ pour les tranches de 1300 et 1400 MW. Pour Fessenheim (2 réacteurs), l'épaisseur du radier est de 1,50 m.

68 - Lixiviation : lavage des surfaces libres conduisant à l'extraction des produits solubles.

69 - Réacteur de type RBMK à uranium faiblement enrichi, modéré au graphite et refroidi à l'eau.

de béton. Une équipe de mineurs entreprendra finalement la construction sous le réacteur d'un tunnel, véritable cocon que l'on remplit de béton pour l'isoler de la nappe phréatique⁷⁰.

À Fukushima, d'après le rapport de l'IRSN, le réacteur n° 1 aurait connu une fusion totale du cœur, le percement de la cuve par le corium et la pénétration de celui-ci dans le radier (à une profondeur encore inconnue).

- b) Les différents modes possibles de défaillance de l'enceinte de confinement (y compris le radier) ont été présentés de façon individuelle pour comprendre comment chacun peut intervenir. Il faut bien être conscient que, une fois l'accident grave de dénoyage du cœur non maîtrisé, il peut y avoir une série et un enchaînement d'accidents induits qui amènent à la destruction totale du réacteur et à la destruction partielle de l'enceinte de confinement, entraînant le rejet dans l'environnement de quantités considérables de matières radioactives, comme à Fukushima.

En effet, peuvent se produire la production et l'explosion d'hydrogène, l'explosion de la vapeur d'eau, dans la cuve ou dans le puits de cuve, le percement de la cuve puis du radier par le corium.

- c) En dehors de ce risque de percement du radier par le corium, la question se pose sur le vieillissement du radier, de ses déformations éventuelles en fonction du sol sur lequel il repose, de sa tenue aux tremblements de terre, etc.

3.5 Le récupérateur de corium

Dans le réacteur EPR en construction à Flamanville, lui aussi du type REP, une innovation destinée à améliorer la sûreté est constituée d'un « récupérateur » de corium situé au fond de l'enceinte de confinement, permettant de recueillir et de refroidir le cœur fondu (corium) après la rupture éventuelle du fond de cuve du fait de la fusion du cœur.

L'IRSN décrit ainsi de façon très synthétique cette opération⁷¹ :

« Le « récupérateur » de combustible fondu est constitué d'une chambre d'étalement présentant une grande surface (environ 170 m²) avec un système d'injection d'eau permettant de refroidir le plancher métallique de cette chambre et de recouvrir d'eau le corium étalé. La chambre d'étalement n'est pas située directement sous la cuve pour éviter tout risque d'endommagement par les morceaux du fond de cuve et par le corium lors de la percée du fond de la cuve ; le puits de cuve communique avec la chambre d'étalement au moyen d'un canal de décharge dont les parois en zirconite facilitent l'écoulement du corium.

Avant de s'écouler dans le canal de décharge vers la chambre d'étalement, le corium est collecté dans le fond du puits de cuve qui comporte un système d'ouverture, appelé « porte fusible », donnant accès au canal de décharge. Une fois la porte fusible fondue par le corium, le mélange corium-béton s'écoule dans la chambre d'étalement. Pour éviter une explosion de vapeur lors de cette coulée, la conception du réacteur EPR comporte des dispositions empêchant l'entrée d'eau dans la chambre d'étalement avant l'arrivée des matériaux fondus. La coulée de corium s'étale en quelques dizaines de secondes après l'apparition d'une brèche dans la porte fusible et active l'injection d'eau qui recouvre le corium après plusieurs minutes ».

La précision avec laquelle les divers mouvements du corium, traversée de la cuve, déversement dans le puits de cuve, passage dans le canal de décharge, étalement dans la chambre d'étalement, puis phase de refroidissement, laisse le lecteur assez perplexe sur la capacité à prévoir tous ces comportements : l'écart entre les modèles de calcul et la réalité peut être considérable.

Mais nous nous intéressons ici, en lien avec les paragraphes précédents, au problème particulier posé par le risque d'explosion de vapeur dans le puits de cuve ou dans la « chambre d'étalement » du récupérateur de corium.

Sur cette question, le document de l'IRSN nous dit, sous le titre « Élimination pratique du risque d'explosion de vapeur » :

« Pour éviter une explosion de vapeur en cas de coulée de combustible fondu dans le puits de cuve, la conception du réacteur EPR comporte des dispositions telles qu'aucune arrivée d'eau dans le puits de cuve n'est possible avant la percée de la cuve, même en cas de rupture d'une tuyauterie primaire.

De plus, le récupérateur de combustible fondu étant constitué d'une chambre d'étalement, le réacteur EPR comporte des dispositions empêchant l'arrivée d'eau dans cette chambre d'étalement avant l'arrivée du corium, de façon à éviter une explosion de vapeur lors de la coulée de combustible fondu dans ce dispositif ».

On voit que le risque d'explosion de vapeur est pris très au sérieux dans l'EPR : il faut absolument empêcher la présence d'eau dans le puits de cuve comme dans la chambre d'étalement du récupérateur de corium.

On est alors assez surpris de constater que dans la modification prévue pour les réacteurs de Fessenheim d'installer des récupérateurs de corium sur le même principe (simplifié), le risque d'explosion de vapeur soit apparemment

70 - Source : « Les jeux de l'atome et du hasard » de Jean-Pierre Pharabod et Jean-Paul Schapira, publié en 1988 par Calmann-Lévy.

71 - Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

totallement exclu puisque la présence d'eau (plus que vraisemblable) dans le puits de cuve et la chambre d'étalement est considérée simplement par l'IRSN⁷² comme une gêne pour l'étalement du corium :

« Pour les situations de « corium en présence d'eau », l'IRSN estime, en tenant compte de l'état de l'art sur ce sujet, que la présence d'eau peut perturber sensiblement les différentes étapes menant à l'étalement complet du corium sur toute la surface allouée dans le local périphérique ».

Pas un mot dans cet avis de l'IRSN sur le risque d'explosion de vapeur : l'état de l'art sur le sujet est-il radicalement différent pour Fessenheim que pour l'EPR ?

Commentaires du GSIEN

- Installer un nouvel équipement qui modifie une protection sur un réacteur est quasi impossible si ce n'est pas prévu à la construction.
- Doit-on interpréter le commentaire de l'IRSN comme : serait-ce qu'une explosion de vapeur pourrait « perturber sensiblement les différentes étapes menant à l'étalement complet du corium » ?
- Le récupérateur de corium est comme le filtre à sable : cela permet de rassurer mais n'apporte rien : ils doivent servir au bon moment : mais c'est quoi le bon moment ?

Il faut donc un système passif qui opère quand il faut. Cela n'a pas de sens car les appareils ne fonctionneront pas, les détecteurs ne serviront pas et on n'a aucune idée de la séquence : en fait tout repose sur les opérateurs qui gèrent au mieux de leurs connaissances, mais sans refroidissement et sans alimentation ils sont aveugles et agissent pour reprendre la main sur l'eau et l'électricité. Si cela marche c'est un incident, sinon c'est un accident.

Un réacteur en folie est ingérable : il faut seulement parvenir à refroidir, mais comment injecter de l'eau si les canalisations sont cassées et si on n'a pas d'électricité en plus.

Ne pas oublier que Fukushima a montré que tous les réacteurs d'un site pouvaient avoir des pannes de mode commun (Blayais aussi) et que la théorie du secours par un autre réacteur du site s'est avérée fautive.

3.6 Une situation aggravante pour la sûreté : le combustible MOX

Sur les 58 réacteurs équipant les centrales nucléaires en France, 21 réacteurs sur 34 de puissance électrique de 900 MW fonctionnent avec un maximum de 30 % de combustible dit MOX (« mixed-oxide ») fabriqué à partir de plutonium issu du retraitement du combustible usé des réacteurs et d'uranium appauvri⁷³.

Une aiguille de combustible MOX neuve est composée d'environ 7 % à 9 % de plutonium et de 91 à 93 % d'uranium appauvri. L'activité « alpha et bêta » du MOX est complètement dominée par celle du plutonium. L'activité « alpha » est, elle, dominée par celle du plutonium 238, tandis que l'activité totale est essentiellement constituée par l'activité bêta du plutonium 241. L'activité de 1 kg de MOX avant irradiation est de l'ordre de 200 000 fois plus importante que celle d'un kg d'uranium naturel. Elle est bien entendu renforcée après irradiation par l'apparition de produits de fission. Il reste par ailleurs entre 3 % et 5 % de plutonium dans le MOX après utilisation, soit trois à cinq fois plus que dans le combustible UOX (oxyde d'uranium). Après irradiation, la radioactivité et le niveau de dégagement thermique du combustible MOX sont globalement jusqu'à quatre à cinq fois supérieurs à ceux du combustible équivalent à l'uranium irradié.

L'utilisation du combustible MOX, outre les dangers présentés au stade du transport de plutonium et des installations de production de ces combustibles, présente des risques accrus dans le fonctionnement des centrales et en cas d'accident :

- Du fait de sa plus grande radioactivité alpha, un élément neuf de combustible MOX a une température de surface (paroi de la gaine du combustible) de 80 degrés, alors qu'un combustible neuf à l'uranium est à la température ambiante. Le maniement des combustibles neufs MOX nécessite donc des équipements particuliers et rend la manipulation des combustibles plus difficile lors du chargement et du déchargement.
- La présence de combustibles MOX dans un réacteur qui contient déjà de l'uranium rend le contrôle plus délicat et réduit l'efficacité des barres de contrôle, d'où l'ajout de barres supplémentaires.
- La température de fusion de l'oxyde de plutonium est plus basse que celle de l'oxyde d'uranium.
- En cas de détérioration et de fusion des combustibles, le risque d'emballement de la réaction en chaîne, qu'on appelle le risque de « criticité », est plus grand car la masse critique du plutonium pouvant mener à une explosion atomique est le tiers de celle de l'uranium 235. Ce risque de criticité existe aussi dans les usines de fabrication du combustible MOX ou dans les usines de retraitement. Il est également présent dans les piscines de stockage des combustibles irradiés en cas de perte du refroidissement, de détérioration et de fusion de combustibles.

72 - Avis IRSN n° 2012-00519

73 - Il s'agit ici d'une faible fraction de l'uranium abandonné après l'étape d'enrichissement. L'uranium issu du retraitement du combustible, ou URT, contient environ 1 % d'uranium 235, un niveau trop élevé pour être utilisé en complément du plutonium dans le MOX. Cet URT peut être ré-enrichi et utilisé dans un combustible à l'uranium de retraitement, URE.

- La quantité de plutonium est beaucoup plus importante dans un combustible MOX « usé » que dans un combustible uranium « usé ». En cas de détérioration ou de fusion du cœur, ou d'explosion ou d'incendie dans le cœur ou dans les piscines de stockage, la quantité de plutonium pouvant être projetée dans l'environnement, qu'il s'agisse d'un combustible usé ou plus encore s'il est neuf, sera donc beaucoup plus importante.

Non seulement le MOX rend donc le réacteur plus difficile à piloter mais encore, en cas d'accident, sa présence facilite la mise à nu des combustibles (davantage de chaleur donc davantage d'évaporation de l'eau), la détérioration et la fusion des combustibles dans le réacteur lui-même et dans les piscines des combustibles irradiés. Enfin, dans certains cas d'émissions radioactives, des particules de plutonium peuvent être dispersées dans l'environnement. Du combustible MOX avait été chargé récemment dans des réacteurs japonais, dont le réacteur n° 3 de la centrale de Fukushima Daiichi au Japon⁷⁴.

4. Sur l'évaluation globale du risque d'accident nucléaire

4.1 Probabilités et occurrences de l'accident d'une centrale nucléaire

L'évaluation globale⁷⁵ de la sûreté des centrales nucléaires actuelles est fondée sur une approche probabiliste. L'objectif de la doctrine de sûreté française a toujours été affiché comme la recherche d'une conception et d'un contrôle permettant de garantir que la probabilité d'un accident grave, avec destruction importante et fusion du cœur, reste inférieure à 10^{-5} (1/100 000) par réacteur et par an (ou par année-réacteur), et que celle d'un accident majeur, accident grave non maîtrisé conduisant à d'importants relâchements de radioactivité, reste inférieure à 10^{-6} (1/1 000 000) par réacteur et par an.

Le risque d'accident majeur dans une centrale nucléaire a été généralement considéré comme la combinaison d'un événement d'une gravité extrême et d'une très faible probabilité d'occurrence. Les promoteurs du nucléaire, mettant en avant cette très faible probabilité, affirmaient "qu'il n'y avait aucun danger". Si la gravité des conséquences d'un tel accident a bien été confirmée par Tchernobyl et Fukushima, que peut-on dire aujourd'hui de la réalité de son occurrence ?

Dans son interview dans le journal Le Monde du 6 avril 2011, J. Repussard, directeur général de l'IRSN, déclare : « Dans le secteur nucléaire, on utilise des études probabilistes pour dimensionner les installations on prévoit des redondances, des systèmes de secours, avec l'objectif qu'il n'y ait pas plus d'un accident par réacteur tous les cent mille ans.

Or, sur le parc mondial, 14 000 années-réacteur sont déjà passées, et les statistiques montrent qu'on est à 0,0002 accident grave par an, soit vingt fois plus qu'attendu selon les études probabilistes, qui ne savent pas bien prendre en compte l'aléa naturel et le facteur humain ».

Explicitons cette déclaration :

a) 14 000 années-réacteurs correspondent à 450 réacteurs fonctionnant pendant 31 ans.

Une probabilité de 1 sur 100 000 par année-réacteur donne une occurrence attendue de 14 000 : $100\,000 = 0,14$ **accident grave** pour l'ensemble du parc et cette durée de 31 ans.

J. Repussard prend en compte trois accidents graves qui se sont produits : Three Mile Island (1979), Tchernobyl (1986) et Fukushima (2011). Cela signifie que l'occurrence réelle a été de 3, à comparer à 0,14, soit 21 fois plus. Ou bien de $3/14\,000 = 0,0002$ au lieu de 0,00001 (1 sur 100 000). On retrouve bien le facteur 20 de J. Repussard.

b) La probabilité affichée d'un accident majeur conduit à 0,014 accident majeur possible pour l'ensemble du parc ($14\,000/1\,000\,000 = 0,014$). Résultat très faible : l'accident majeur serait donc extrêmement improbable, voire impossible.

Mais on peut aussi faire le même calcul que celui de J. Repussard en notant qu'il y a eu quatre réacteurs de ce parc mondial qui ont connu un **accident majeur** : un à Tchernobyl et trois à Fukushima. L'occurrence observée nous indique donc que le nombre d'accidents majeurs, quatre, a été environ trois cent fois ($4/0,014 = 286$) supérieur à ce qui était attendu sur la foi du calcul théorique des probabilités.

Il est vrai que les trois accidents de réacteurs de la centrale de Fukushima ne sont pas indépendants mais, d'une part, le calcul repose sur un nombre de réacteurs accidentés (le résultat ne serait pas très différent si on prenait les centrales, mais ne serait pas correct) et, d'autre part, il serait normal que le calcul des probabilités tienne

74 - Il s'agit seulement de 32 assemblages MOX sur environ 700. Il y a eu certainement fusion du cœur dans ce réacteur n° 3.

75 - Voir en particulier le Titre III – article 3.9 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, qui traite de la « Démonstration de sûreté nucléaire » : « La démonstration de sûreté nucléaire doit justifier que les accidents susceptibles de conduire à des rejets importants de matières dangereuses ou à des effets dangereux hors du site avec une cinétique qui ne permettrait pas la mise en œuvre à temps des mesures nécessaires de protection des populations sont impossibles physiquement ou, si cette impossibilité physique ne peut être démontrée, que les dispositions mises en œuvre sur ou pour l'installation permettent de rendre ces accidents extrêmement improbables avec un haut degré de confiance ».

compte du fait qu'il y a en général plusieurs réacteurs sur un même site et que les causes initiatrices des accidents peuvent être communes (ce fut le cas à Fukushima mais pas à Three Mile Island ni à Tchernobyl).

Cet écart entre occurrence attendue et occurrence constatée est considérable. Il nous montre que le calcul de probabilités est incapable de prendre en compte tous les facteurs de risque, en particulier le facteur humain, les phénomènes climatiques exceptionnels, les actes de sabotage par des méthodes inconnues ou sous-estimées, voire les actes de guerre, et surtout la combinaison de différentes causes, ce qui arrive toujours dans un accident de ce type.

On est donc très loin de l'accident très improbable. Et cela sans prendre en compte les piscines de stockage des combustibles irradiés, les usines de production et d'utilisation du plutonium, les transports et stockages des déchets radioactifs. La réalité constatée remet profondément en cause l'approche probabiliste de la sûreté nucléaire.

Il y a eu quatre accidents majeurs dans le monde depuis trente ans : c'est un avertissement sérieux pour l'Union européenne (143 réacteurs au début de 2011) qui possède un tiers du parc mondial, et pour le parc français (58 réacteurs) qui en possède 13 %.

4.2 Accidents significatifs précurseurs sur des REP

En France, depuis le démarrage de la centrale de Fessenheim (Haut-Rhin), premier site électronucléaire mis en service en 1977, se sont produits de nombreux dysfonctionnements qui laissent imaginer l'occurrence d'un accident grave⁷⁶.

Ainsi, certains événements qui s'approchent d'un scénario d'accident grave sans toutefois que celui-ci ne se réalise à quelques éléments aléatoires près, ou certains événements qui apparaissent comme des avertissements ou des précurseurs d'accidents graves, peuvent être classés avec un niveau très faible sur l'échelle en comparaison avec des événements dont les implications sont moindres en termes de défaillance des lignes de défense, mais qui ont des conséquences immédiates. Dans cette logique, l'échelle INES peut induire un effet négatif en conduisant les exploitants à être davantage soulagés lorsqu'un incident s'achève sans conséquences immédiates que préoccupés lorsqu'une situation de « quasi-accident » a pu se développer.

Rappelons que l'échelle INES est une échelle de « communication » et non de « gravité » (voir 1.2).

Illustrons ce propos par quelques exemples⁷⁷.

- L'incident de Forsmark, survenu en Suède en juillet 2006, illustre l'importance potentielle d'un tel scénario de « quasi-accident » pourtant sans conséquences radiologiques immédiates. Après qu'un court-circuit dans un transformateur sur le réseau à proximité de la centrale ait provoqué un arrêt d'urgence du réacteur, une suite complexe d'événements a conduit à des défaillances en série. L'incident a clairement révélé une faiblesse de conception du réacteur qui, selon certains experts, n'est passé qu'à quelques minutes d'un scénario de type Tchernobyl.
- Un autre incident grave, survenu au Bugey le 14 avril 1984, serait probablement classé niveau 3 aujourd'hui mais ne l'a pas été à l'époque (l'échelle INES date de 1991) (voir annexe 2).
- L'erreur de conception du circuit de refroidissement à l'arrêt des réacteurs du palier N4 (quatre réacteurs de 1 450 MWe des centrales de Civaux et Chooz) constatée en 1998.
- Le blocage possible en cas d'accident des vannes des circuits de refroidissement de secours des réacteurs du palier P'4 (douze réacteurs de 1 300 MWe des centrales de Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent-sur-Seine et Penly) constaté en 2001.

Certains incidents illustrent la faiblesse inhérente à l'approche probabiliste, comme l'incident du Blayais-2 en 1999. La puissance inattendue de la tempête qui a frappé la France le 27 décembre 1999 était telle qu'elle a conduit à la combinaison de deux conditions critiques : une inondation centennale de la centrale et la perte de connexion au réseau électrique externe, entraînant un arrêt d'urgence alors même que certains équipements de sûreté clé (pompes des circuits d'injection d'eau, circuits d'aspersion) n'étaient pas en état de fonctionner, et que toute intervention humaine était périlleuse vu les conditions météorologiques. Chacune des conditions initiales avait été considérée comme suffisamment probable pour être prise en compte, mais pas leur réalisation simultanée.

De plus, cet incident a conduit à la révision des protections contre les inondations sur tous les sites, conduisant à la nécessité de renforcer le dimensionnement des dispositifs de protection des centrales nucléaires de Belleville, Bugey et Chooz (voir annexe 2).

On trouvera en Annexe 2 la présentation détaillée par le GSIEN de deux « incidents » graves et significatifs.

76 - Nous ne considérons ici que les incidents ou accidents des réacteurs du programme REP lancé à partir du début des années 1970. Il faut cependant se souvenir également de l'accident survenu au « petit » réacteur à eau pressurisée (305 MW de puissance électrique nette) de la centrale Chooz A en 1969, ainsi que ceux des réacteurs à uranium naturel graphite gaz des centrales EDF construites dans les années 1960 (à Chinon, Saint-Laurent, Bugey).

77 - Source : « La sûreté, une évolution à risque », dans « Nucléaire, la grande illusion », Cahier de Global Chance n° 25, septembre 2008.

On pourra également consulter sur ces questions le n° 25 des Cahiers de Global Chance, « Nucléaire : la grande illusion » et notamment l'article « 1986-2006 : Vingt ans d'incidents marquants en France ».

Les principales agressions internes et externes considérées dans les études de démonstration de sûreté sont : inondations internes ; explosions d'origine interne aux sites ; incendie ; séisme ; agressions d'origine climatique : vents forts, tornades, feux de forêt, neige, tarissement de la source froide, frasil, températures hautes et basses de la source froide, températures hautes et basses de l'air, foudre ; dérive des nappes d'hydrocarbures ; agressions externes capables d'entraîner simultanément la perte de la source froide et des alimentations électriques⁷⁸.

On trouvera en Annexe 3 un point d'information rapide sur les risques sismiques et d'inondation.

4.3 Une analyse prémonitoire

Voici ce qu'écrivait Yves Marignac dans le Cahier de Global n° 25 (« Nucléaire : la grande illusion »), en septembre 2009.

« Il n'y a pas eu d'autre relâchement catastrophique de radioactivité avec des conséquences telles que des évacuations massives et la contamination de territoires depuis Tchernobyl. Et il n'y a pas eu en France d'accident majeur, au sens d'un événement accidentel dans une installation nucléaire avec des conséquences graves immédiates pour les travailleurs ou les populations et l'environnement. Pour autant, faut-il considérer que le niveau de sûreté s'améliore dans le monde et qu'il est encore plus élevé qu'ailleurs en France ?

Un accident qui survient démontre une faille dans la sûreté, mais le contraire n'est pas vrai. L'absence d'accident indique seulement que, si des failles potentielles dans la sûreté des installations existent, pouvant conduire un arbre donné d'événements à l'accident majeur, la succession correspondante d'événements ne s'est jamais produite dans la réalité. La démonstration de la sûreté repose sur le double objectif d'atteindre des « risques acceptables » et des « conséquences tolérables ». Elle se base de plus en plus sur l'évaluation probabiliste de sûreté (EPS), qui consiste à calculer les arbres d'événements possibles et leurs conséquences dans une certaine gamme de probabilité. Cette approche offre l'apparence rassurante d'une évaluation très complète et systématique, mais elle se heurte en fait à une incertitude irréductible des modèles par rapport à la réalité.

En bref, il n'est pas possible de prendre en compte tous les événements ou combinaisons d'événements présentant un certain niveau de probabilité (par exemple une chance sur un million par an) de façon à exclure toute autre situation. C'est montrer trop de confiance que de se croire capable de considérer a priori l'intégralité des facteurs en jeu, tels que les erreurs de conception, les problèmes de construction et de fabrication, les matériels défectueux, les événements internes et externes, les défauts de documentation et les violations volontaires ou involontaires des règles et des procédures. Ceci est d'autant plus vrai lorsqu'on se projette à l'échelle des dizaines d'années de la vie d'une centrale, avec les changements non prévisibles d'organisation interne et d'environnement que cela peut induire, ainsi que l'évolution du comportement des équipements avec le vieillissement, qu'on ne peut pas totalement projeter.

De plus, l'évaluation des conséquences repose sur des hypothèses concernant la réponse de certains composants à certaines situations, qui restent purement théoriques tant que les événements correspondants ne se déroulent pas réellement. Ceci s'applique en particulier au problème des équipements de sûreté destinés à intervenir dans les scénarios les plus graves, comme, par exemple, le système de protection en cas de fusion du cœur constitué par le récupérateur de corium prévu dans le réacteur EPR.

C'est pourquoi il est important de tirer tous les enseignements possibles des événements existants. Les nombreux incidents qui se produisent au fil des ans dans les installations nucléaires sans provoquer d'accident majeur encouragent un sentiment d'autosatisfaction des opérateurs industriels, selon lequel les leçons tirées de Three Mile Island et de Tchernobyl ont porté le niveau de sûreté à des niveaux réellement acceptables. Il faut toutefois rappeler que l'avertissement constitué par Three Mile Island n'a pas empêché l'accident de Tchernobyl. Quant aux actions engagées après Tchernobyl, elles n'ont pu s'appliquer à la conception de centrales existantes, mais seulement au remplacement et à l'amélioration de certains équipements et au renforcement des procédures et de la formation ».

4.4 Sur la démonstration de sûreté nucléaire

Les faiblesses des calculs de probabilité sont reconnues aujourd'hui par la plupart des experts du domaine et pourtant, le calcul global de probabilité, dont nous avons commenté les résultats au début de ce chapitre, reste un exercice obligé pour la « démonstration de sûreté nucléaire » des installations nucléaires de base.

Le Titre III de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base⁷⁹ (INB) traite de la « Démonstration de sûreté nucléaire ».

78 - ASN – DEP-PRES-0077-2009 sur la poursuite de l'exploitation des réacteurs de 900 MW de puissance électrique.

79 - Legifrance.gouv.fr, JORF n° 0033 du 8 février 2012 page 2231, texte n° 12.

Le texte de l'arrêté détaille de façon très complète, toutes les obligations de l'exploitant afin de démontrer la sûreté de l'installation du point de vue de son fonctionnement mais aussi vis-à-vis des agressions internes et des agressions externes, cet ensemble étant présenté de façon très détaillée.

La démonstration de sûreté nucléaire doit être d'abord faite par une « démarche déterministe prudente » (on imagine toutes les situations accidentelles et agressions possibles et l'on montre les parades prévues), mais aussi par une approche probabiliste qui apparaît à deux reprises :

- Dans l'article 3.3 :

« La démonstration de sûreté nucléaire comporte en outre, sauf si l'exploitant démontre que ce n'est pas pertinent, des analyses probabilistes des accidents et de leurs conséquences ».

- Dans l'article 3.9 :

« La démonstration de sûreté nucléaire doit justifier que les accidents susceptibles de conduire à des rejets importants de matières dangereuses ou à des effets dangereux hors du site avec une cinétique qui ne permettrait pas la mise en œuvre à temps des mesures nécessaires de protection des populations sont impossibles physiquement ou, si cette impossibilité physique ne peut être démontrée, que les dispositions mises en œuvre sur ou pour l'installation **permettent de rendre ces accidents extrêmement improbables avec un haut degré de confiance** ».

Malgré l'ambiguïté de la première formulation (« sauf si l'exploitant démontre que ce n'est pas pertinent... »), on voit bien que, in fine, on a besoin de l'estimation d'une probabilité pour juger de la qualité d'une installation (ou d'un type ou modèle de réacteur) vis-à-vis du risque d'accident nucléaire. Estimation dont il faut bien reconnaître que plus grand monde ne lui accorde de la valeur.

4.5 Compter sur la chance ?⁸⁰

Rouge ! cria le croupier (Dostoïevsky, Le Joueur).

Dans « *Les jeux de l'atome et du hasard* » de Jean-Pierre Pharabod et Jean-Paul Schapira, publié en 1988 par Calmann-Levy⁸¹, meilleur livre français sur la description et l'analyse des grands accidents nucléaires, avant celui de Fukushima, les auteurs posaient déjà la question suivante en sous-titre : « *de tels accidents peuvent-ils survenir en France* » ? Ils écrivaient dans leur introduction : « *l'analyse de la succession des incidents qui jalonnent notre histoire nucléaire semble indiquer que nous avons eu de la chance – peut-être beaucoup de chance* ».

Three Mile Island (TMI) : « *s'il n'y a pas eu fusion totale et « syndrome chinois »⁸², c'est essentiellement grâce au chef de quart de TMI-1⁸³ venu, deux heures après le début de l'accident, assister ses collègues en difficulté, et qui a compris (en soulevant une étiquette qui masquait un voyant) que la vanne de décharge du pressuriseur ne s'était pas refermée... on peut dire sans trop s'avancer qu'en Pennsylvanie, le 28 mars 1979 au matin, on a eu de la chance...* ». Et de citer le rapport de l'IPSN (aujourd'hui IRSN) relatif à l'accident survenu sur le réacteur français Bugey 5 le 14 avril 1984 : « *L'incident est d'une gravité, en ce qui concerne les sources électriques de puissance de la tranche, encore jamais rencontrée jusqu'ici sur les réacteurs français à eau pressurisée... Une défaillance supplémentaire sur cette voie (refus de démarrage du diesel, refus de couplage sur le tableau LHB⁸⁴, etc.) aurait donc conduit à une perte complète des alimentations électriques de puissance, situation hors dimensionnement* ».

Après avoir rappelé que la filière RBMK des réacteurs de Tchernobyl, développée en URSS depuis le début des années 1950, était « une filière rodée, performante et jugée très sûre », les auteurs présentent et analysent de la même façon la catastrophe du 26 avril 1986. Le cœur étant détruit, la masse radioactive risquerait de contaminer la nappe phréatique : « *Une équipe de mineurs, que l'on fait venir spécialement, entreprend finalement la construction sous le réacteur d'un tunnel, véritable cocon que l'on remplit de béton pour l'isoler de la nappe phréatique* ».

Dans son ouvrage récent « *Maîtriser le nucléaire – Sortir du nucléaire après Fukushima* », le professeur Jean-Louis Basdevant cite le professeur biélorusse Vassili Nesterenko : « *Mon opinion est que nous avons frisé à Tchernobyl une explosion nucléaire. Si elle avait eu lieu, l'Europe serait devenue inhabitable* ». Et Basdevant de conclure : « *C'est pour cela que l'on peut avancer que si l'accident de Tchernobyl n'a pas été dramatiquement plus grave, c'est grâce au courage de quelques-uns, mais surtout grâce à la chance* ».

L'accident de Fukushima, qui est loin d'être terminé, est lui aussi causé par la perte totale du refroidissement des réacteurs. Les effets s'en feront sentir longtemps et loin. Mais les habitants de Tokyo ont eu de la chance car, lors de l'explosion et de l'envoi massif de matières radioactives dans l'atmosphère, le vent soufflait vers la mer.

80 - Article de Bernard Laponche, Publié dans « *Le Cercle des Echos* » le 26 novembre 2012 sous le titre : « *Jusqu'à maintenant le facteur chance a été favorable* ».

81 - La même année Calmann-Levy publiait un livre de fiction sur l'accident nucléaire « *Tchernobyl sur Seine* » d'Hélène Crié et Yves Lenouir, remarquablement documenté.

82 - Percement de la cuve et du béton du radier par le combustible fondu (corium) qui s'enfonce dans la terre.

83 - Le réacteur accidenté est TMI-2.

84 - Un des deux tableaux d'alimentation électrique de la centrale.

S'il avait soufflé dans l'autre sens, le « Japon était coupé en deux⁸⁵ » et il aurait fallu évacuer Tokyo. Jusqu'ici la chance, il n'y a pas d'autre mot, a permis que la piscine remplie de combustibles irradiés très radioactifs du réacteur 4, endommagée et située en hauteur, ne soit pas détruite par une secousse sismique ou un typhon.

Et la France ? Pharabod et Schapira concluait le chapitre sur Tchernobyl par un avertissement : « Il faudra bien, nous semble-t-il, revoir les décisions (et la politique qui les sous-tend) qui ont conduit à implanter un nombre de plus en plus grand de centrales nucléaires sur l'ensemble de l'Europe et tout particulièrement en France, notamment près de zones à très fortes densités de population ».

Centrale du Blayais, 27 décembre 1999 : tempête et inondation, perte du réseau, dix heures pour récupérer le refroidissement normal du réacteur n° 1. Le GSIEN écrit : « La crainte du bogue de l'an 2000 a heureusement aidé : les équipes avaient été entraînées et ont travaillé comme des chefs » (Monique Sené), et la marée était loin du niveau maximal (Bella Belbéoch). On a failli évacuer Bordeaux...

Qu'il s'agisse de l'occurrence d'un accident grave ou de l'ampleur de ses conséquences qui le transforme en catastrophe, le hasard apparaît toujours dans l'accumulation de défaillances ou d'agressions dans ces systèmes complexes que sont la machine elle-même et son environnement, humain et naturel.

Lorsque l'on sait que, pour les réacteurs nucléaires équipant toutes les centrales nucléaires françaises, les accidents graves n'ont pas été considérés lors de leur conception⁸⁶, on peut se convaincre de la nécessité et de l'urgence « d'aider la chance » en fermant le plus rapidement possible les réacteurs nucléaires (qui arrivent pour la plupart à la fin de la durée de fonctionnement initialement prévue) sur la base d'une analyse de risques multicritère, tenant compte notamment de la densité de la population environnante.

85 - Témoignage d'un représentant de l'IRSN.

86 - R&D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives, La Documentation française, janvier 2007. Rapport rédigé conjointement par l'IRSN et le CEA (Commissariat à l'énergie atomique).

Annexe 1 : Les centrales nucléaires en France

1. Les dix-neuf centrales et leurs réacteurs nucléaires

- Nombre de centrales : 19
- Nombre de réacteurs (1 tranche nucléaire par réacteur) : 58
- Puissance installée nette : 63 130 MWe

2. Les tranches nucléaires par âge et leur production

	Puissance nette	Année	Production Brute*		Puissance nette	Année	Production Brute*
	MW	Connexion réseau	TWh		MW	Connexion réseau	TWh
Fessenheim 1	880	1977	5,712	Gravelines 5	910	1984	5,906
Fessenheim 2	880	1977	5,712	Paluel 1	1330	1984	8,632
Bugey2	910	1978	5,906	Paluel 2	1330	1984	8,632
Bugey3	910	1978	5,906	Flamanville 1	1330	1985	8,632
Bugey 4	880	1979	5,712	Gravelines 6	910	1985	5,906
Bugey 5	880	1979	5,712	Paluel 3	1330	1985	8,632
Dampierre 1	890	1980	5,776	St Alban 1	1335	1985	8,665
Dampierre 2	890	1980	5,776	Cattenom 1	1300	1986	8,437
Gravelines 1	910	1980	5,906	Chinon B3	905	1986	5,874
Gravelines 2	910	1980	5,906	Flamanville 2	1330	1986	8,632
Gravelines 3	910	1980	5,906	Paluel 4	1330	1986	8,632
Tricastin 1	915	1980	5,939	St Alban 2	1335	1986	8,665
Tricastin 2	915	1980	5,939	Belleville 1	1310	1987	8,502
Blayais 1	910	1981	5,906	Cattenom 2	1300	1987	8,437
Dampierre 3	890	1981	5,776	Chinon B4	905	1987	5,874
Dampierre 4	890	1981	5,776	Nogent 1	1310	1987	8,502
Gravelines 4	910	1981	5,906	Belleville 2	1310	1988	8,502
St Laurent B1	915	1981	5,939	Nogent 2	1310	1988	8,502
St Laurent B2	915	1981	5,939	Cattenom 3	1300	1990	8,437
Tricastin 3	915	1981	5,939	Golfech 1	1310	1990	8,502
Tricastin 4	915	1981	5,939	Penly 1	1330	1990	8,632
Blayais 2	910	1982	5,906	Cattenom 4	1300	1991	8,437
Chinon B1	905	1982	5,874	Penly 2	1330	1992	8,632
Blayais 3	910	1983	5,906	Golfech 2	1310	1993	8,502
Blayais 4	910	1983	5,906	Chooz B1	1500	1996	9,736
Chinon B2	905	1983	5,874	Chooz B2	1500	1997	9,736
Cruas 1	915	1983	5,939	Civaux 1	1495	1997	9,703
Cruas 2	915	1984	5,939	Civaux 2	1495	1999	9,703
Cruas 3	915	1984	5,939				
Cruas 4	915	1984	5,939				

* Production brute : la production brute annuelle d'électricité de chaque tranche (réacteur + turboalternateur) est ici une valeur théorique proportionnelle à la puissance de chaque tranche et calculée à partir de la production totale d'électricité d'origine nucléaire en 2009.

La production totale d'électricité d'origine nucléaire en 2009 a été de 410 TWh.

Annexe 2 : Les « incidents » de Bugey (1984) et du Blayais (1999)

(GSIEN)

1984 bugéy. un air d'accident majeur

C'est la nuit où l'on a frisé l'accident majeur. Même les autorités le reconnaissent à l'époque, dans leurs documents internes : « *C'est sans aucun doute [l'incident] pour lequel on a approché le plus près d'un accident grave depuis le démarrage de la première tranche du parc REP français. Et d'expliquer - attention, jargon : « Une défaillance unique supplémentaire sur l'autre voie électrique aurait en effet conduit à une perte complète des alimentations électriques, situation hors dimensionnement pour laquelle les dispositions palliatives prévues (procédure H3) n'étaient pas encore opérationnelles sur le site »*, écrit alors le service d'analyse de sûreté des installations nucléaires de base.

En clair, toute la tranche 5, pendant trois à quatre heures, a été sur le fil du rasoir : plus d'alimentation électrique donc plus aucune commande qui fonctionne. Malgré l'arrêt d'urgence, qui a bien eu lieu, l'opérateur ne peut pas être assuré que le cœur du réacteur va continuer à être convenablement refroidi (rappelons qu'un cœur arrêté n'est pas immédiatement « froid »). Incroyable mais vrai : la porte d'entrée même de la centrale, par laquelle veulent pénétrer les ingénieurs d'astreinte, alimentée par le réseau défaillant, ne peut même pas s'ouvrir ! Que s'est-il donc passé cette nuit du 13 avril 1984, sur les bords du Rhône, non loin des coteaux où poussent de grands arpentés de vignes, dans la tranche 5 à 900 MW de puissance électrique, l'un des quatre REP de cette centrale qui compte cinq réacteurs ?

La séquence des événements

Peu avant minuit, une alarme clignote dans la salle de contrôle. Problème : le panneau d'alarme est commun à deux tranches, la 4 et la 5. Pire, le voyant qui clignote regroupe six alarmes, ce qui ne simplifie pas la tâche d'interprétation des opérateurs. Ces derniers ne sont d'ailleurs pas très inquiets, parce que ce voyant clignote souvent pour signaler des défauts mineurs, bien identifiés. Cette fois, en revanche, ce signal traduit un vrai problème, auquel ils ne prêtent pas attention : des batteries 48 volts, qui alimentent tous les relais (actionneurs, commutateurs...), avec lesquels est bâti le contrôle-commande, sont en train de se décharger progressivement, leur chargeur central étant en panne. Cette baisse progressive de tension, qui dure environ trois heures, finit par avoir un effet très particulier : les relais, parce qu'il s'agit de dispositifs électro-mécaniques, réagissent tous différemment. Certains sont fermés, d'autres sont

ouverts, de façon aléatoire. Le plus grand désordre règne alors dans le contrôle-commande. Va s'en suivre une séquence horrible de trois minutes, le pic du problème, appelé dans le jargon « alimentation en électricité dégradée ».

La turbine (entraînée par la vapeur d'eau produite par le réacteur) ne reçoit en effet plus l'ordre de fonctionner. Cette énorme machine, de 59 m de long, dont 700 tonnes tournent à 1 500 tours-minute, commence à ralentir. Le courant délivré par l'alternateur, courant qui lui-même alimente nombre d'appareillages sur le réacteur, n'est plus alors ni aux bonnes fréquences ni à la bonne tension. Nouveau problème : le passage sur une source auxiliaire de courant, via un câble relié à un réacteur voisin, échoue – un petit relais électromécanique a encore fait des siennes. Comme si cela ne suffisait pas, un premier diesel de secours échoue, lui aussi ! Ce n'est qu'un deuxième diesel qui finit par démarrer, alimentant cette fois-ci une partie des appareillages. Ouf !

Reste que, pendant ces 180 secondes, des fusibles ont fondu, ce qui prive des appareils cruciaux de moyens de les contrôler : en l'occurrence, on ne peut plus régler l'ouverture ou la fermeture de vannes sur le circuit primaire, et de l'eau y pénètre de façon inconsidérée.

L'équipe a une seule obsession : le refroidissement du cœur et la réalimentation électrique de tous les appareillages. Les pompes primaires, chargées de faire circuler l'eau sont toujours à l'arrêt. La pression ne cesse d'augmenter dans le circuit primaire, et des machines de première importance risquent d'être détériorées : en particulier le pressuriseur chargé de contrôler pression et température, n'est plus aspergé. S'il ne parvient plus à assurer son travail de régulation de la pression (155 bars, 155 fois la pression atmosphérique), et si une vanne reste bloquée en position ouverte, l'eau du circuit primaire peut se mettre à bouillir puis s'échapper dans l'enceinte de confinement. Et le cœur se retrouver dénoyé. Et avec cela, les assemblages de combustible risquent d'entrer en fusion.

Les 45 minutes qui vont suivre seront les plus longues de la nuit. C'est le temps qu'il faut aux opérateurs pour rétablir l'alimentation électrique suffisante au bon fonctionnement du pressuriseur et des pompes primaires. Il leur faudra encore une heure pour tout dépanner – notamment les détecteurs de radioactivité !

Blayais. lundi 27- mardi 28 décembre 1999

C'est la nuit de l'inondation. Celle où une chance insigne a permis d'éviter l'accident majeur sur une centrale française. C'est l'événement qui rappelle avec insistance - après le séisme suivi du tsunami à Fukushima - qu'ici aussi, les catastrophes naturelles ont leur façon à elles de frapper. Il serait grave d'oublier que la crue... centennale ou millénaire, ça existe. Les tempêtes aussi. Et que les deux, par malchance, peuvent combiner leurs effets dévastateurs.

En cette fin de journée du 27 décembre, des vents d'ouest de 150 km/h et plus commencent de s'engouffrer en Aquitaine. Une première tempête a déjà traversé le nord de la France, un peu moins de 48 h auparavant, dans la nuit du 26 décembre, et jeté à bas arbres, cheminées et pylônes. Sur les bords de la Gironde, le vent pousse les vagues. L'eau monte vers la centrale du Blayais, sur la rive droite de l'estuaire de la Garonne, et ses quatre réacteurs de 900 MWe, dont trois seulement sont en fonctionnement (le n° 3 est à l'arrêt). Très vite, les effets de la tempête se font sentir. Des pylônes de lignes à haute tension sont renversés.

À 18h00 (chute d'un arbre), l'alimentation auxiliaire de 225 000 volts s'arrête, sans conséquence immédiate.

Vers 19h30, les vagues déferlent de plus belle, et deux heures avant la pleine mer, des paquets d'eau franchissent la digue de protection, de 5,20 mètres de haut et l'eau se répand sur le site.

Et à 20h50, au plus fort de la tempête, survient une surtension sur la liaison 400 000 volts des tranches 2 et 4, qui provoque leur arrêt d'urgence. Les deux groupes électrogènes (moteurs diesel) dont dispose chaque tranche démarrent automatiquement pour fournir l'alimentation de secours. Mais déjà des voyants clignotent : équipements victimes de la tempête et locaux inondés. Les opérateurs parviennent à déconnecter les appareils défectueux.

L'eau continue à envahir le site par différents endroits. Par le marais, l'eau a contourné le site et la route d'accès est rendue inaccessible. Vers 21 h la relève de l'équipe de conduite ne peut pas se faire et les équipes d'astreinte ne peuvent pas non plus accéder au site.

Donc à 20h50 il reste sur le réseau la tranche 1 qui continue de fonctionner.

Il y a de quoi s'inquiéter, car le coefficient de marée ne sera à son maximum que deux heures plus tard. L'angle nord-ouest du site du Blayais où se situent les tranches 1 et 2 est déjà sous 30 cm d'eau. Elle s'infiltré partout, en particulier par certains « trous de manutention » simplement protégés par des grilles, avec un débit formidable : 20 000 à 40 000

m³ /heure. C'est une nuit cauchemardesque qui s'annonce, avec plusieurs heures critiques.

Vers 22 h, l'eau envahit les sous-sols des bâtiments combustible des tranches 1 et 2.

À 22h40, la direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE), alors en charge de la sûreté des installations nucléaires, est avertie et en rapporte au préfet. Mais les équipes de secours, pas plus que la relève, ne peuvent toujours parvenir au site.

Vers 22h20 le réseau 400 kV est de nouveau de retour pour les tranches 2 et 4.

A partir de 23 h, le franchissement de la digue par les eaux de la Gironde s'arrête.

Mais les sous-sols et les bâtiments auxiliaires des tranches 1 et 2 demeurent noyés. On constatera ultérieurement la violence des eaux, qui a déformé une porte coupe-feu dans une des galeries.

On constate également l'inondation des pompes d'injection de sécurité et d'aspersion de l'enceinte de confinement de la tranche 2.

À 0h30, problème majeur : les tambours filtrants de la prise d'eau sont tellement encrassés que la dernière tranche en service, la n° 1, ne peut plus être alimentée normalement en eau. Elle s'arrête automatiquement. Deux de ses circuits ne sont plus disponibles : ni le RIS (Injection de sécurité), ni l'EAS (Aspersion dans l'enceinte de confinement). Le premier est le circuit d'injection de sécurité, il a pour rôle de contrôler le niveau du circuit primaire – au cas où une brèche affecterait ce dernier – circuit fondamental, puisqu'il est chargé de refroidir le cœur du réacteur. Le second, lui, doit permettre d'asperger l'enceinte en cas de montée de pression et/ou de température dans l'enceinte. Les responsables du site détectent l'eau et s'occupent de moyens de pompage.

À 1h40, des alarmes signalent que les puisards du bâtiment combustible sont noyés eux aussi, ainsi que les galeries d'accès aux pompes.

À 2h50, le plan d'urgence interne est déclenché, au niveau 1 soit le niveau local. En effet, il est toujours impossible de parvenir au site.

A 3 h du matin, Le niveau national d'EDF est mobilisé.

Mais il faut attendre encore plusieurs heures, avant qu'une cellule de crise ne soit mise en place, à 6h30 du matin, par l'autorité de sûreté de l'époque (DSIN), aidée de ses experts de l'IPSN (Institut de protection et de sûreté nucléaire). Une mise en place tardive, faute d'alerte rapide de l'exploitant EDF. La cellule est là pour conseiller les opérateurs, qui se battent depuis des heures dans la centrale pour conserver l'alimentation en eau de refroidissement.

A 8 h 30, la tension monte encore d'un cran. Car ce sont deux pompes cruciales (sur quatre installées) qui ne fonctionnent plus. Celles-ci sont chargées d'assurer le pompage de l'eau pour un circuit au nom paradoxal, circuit SEC (eau brute secourue), qui doit fonctionner en permanence. Ce circuit (via un deuxième, dit de refroidissement intermédiaire) assure rien moins que le refroidissement de tous les circuits et matériels importants pour la sûreté du réacteur !

A 9 h du matin, le plan d'urgence interne passe alors au niveau 2 (niveau national). Les équipes redoutent de perdre toutes les pompes du circuit SEC sur la tranche. Le gros danger, dans ce cas, serait en particulier la perte de refroidissement des joints des pompes primaires – autrement dit des pompes qui assurent directement le fonctionnement du circuit de refroidissement du cœur du réacteur ! Là, l'incident virerait à l'accident (voir scénario plus loin). Heureusement, les deux pompes tiennent.

Les heures et les jours suivants consisteront essentiellement à évacuer les 90 000 m³ d'eau (comme dit au moment de l'accident) qui ont envahi le site et à les rejeter dans la Garonne. Dans la nuit du 29 au 30 décembre, la pompe SEC est rétablie sur la tranche 1, et la quatrième sera disponible seulement le 4 janvier 2000.

La tranche 3 a été maintenue en arrêt froid normal pour terminer sa maintenance. La tranche 4 a été recouplée au réseau électrique le 3 décembre 1999 dès la récupération de sa source 225 kV.

Mais la tranche 1 n'est pas pour autant prête à redémarrer. Car il faut éliminer les dégâts causés par l'eau saumâtre qui a tout envahi, puis vérifier tous les équipements. Il faudra attendre pas moins de 18 mois avant que ce soit chose faite et reprendre la production d'électricité.

Le redémarrage des tranches 1 et 2 a été suspendu à la réalisation du rehaussement des digues. La décision d'engager les travaux a été prise le 2 février 2000 : les travaux ont commencé début mars.

Ces travaux seront complétés par l'équipement de la digue côté Gironde d'un dispositif anti-houle et la mise en place d'un batardeau au niveau de la canalisation de rejet. Ils seront également repris lors de la visite décennale de 2002-2003.

Cet incident a conduit à la révision des protections contre les inondations sur dix-sept sites, conduisant à la nécessité de renforcer le dimensionnement des dispositifs de protection des centrales nucléaires de Belleville, Bugey et Chooz.

En fait les révisions suite à l'incident Blayais ont été programmées pour les Visites Décennales n° 3 pour les 900, les VD2 pour les 1300 : elles ne sont donc pas terminées.

Et les ECS (Évaluations complémentaires de sûreté – Post-Fukushima) ont remis une couche sur les besoins de travaux (au moins cinq sites sur dix-sept ne sont même pas aux normes demandées suite au Blayais).

Annexe 3 : Séismes et inondations

Risque sismique¹



Au Tricastin, le séisme de référence est celui de Châteauneuf-du-Rhône de 1873 qui était de magnitude 4,7 sur l'échelle de Richter. La centrale est donc conçue pour résister à un séisme majoré de sécurité de 5,2, placé juste sous le site pour être le plus pénalisant possible, conformément à la réglementation. Dans son avis du 4 novembre 2010 autorisant la poursuite d'exploitation du réacteur n° 1 du Tricastin, l'ASN juge néanmoins nécessaire des études complémentaires « concernant le génie civil et la tenue au séisme de certains équipements sans toutefois remettre en cause l'aptitude à la poursuite d'exploitation du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin ». Quant aux installations nouvelles d'Areva au Tricastin (George Besse II et Comurhex II), elles sont dimensionnées pour résister à un séisme de 5,5, mais ce n'est pas le cas des installations anciennes encore en exploitation notamment Comurhex I. Sur le Rhône, les centrales du Bugey et de St Alban sont dimensionnées respectivement pour des séismes de magnitudes 6 et 5,5.

Jacques Repussard, directeur général de l'IRSN, déclarait dans son interview publié par le Journal du Dimanche du 1er janvier 2012 :

« Depuis 2003, nous mettons en garde sur les risques liés aux séismes, sans être vraiment écoutés. J'espère que nous le serons cette fois. Sinon, ils devront s'en expliquer (EDF et AREVA). Il ne faut plus laisser croire que le nucléaire est une technologie parfaite ».

1 - OPECST, document provisoire sur la sécurité nucléaire (2011).

Risque d'inondation²

Centrales et grands barrages

Toutes les centrales proches des fleuves sont concernées par un grand barrage en amont.

On peut citer, en particulier : Le barrage du Vieux Pré pour Cattenom, les barrages Suisses pour Fessenheim, le barrage de Vouglans pour Bugey, St-Alban, Cruas, Tricastin, le barrage Aube pour Nogent-sur-Seine, les barrages de Villerest et Naussac pour Dampierre, Belleville, St Laurent des Eaux, Chinon.

Tricastin : La centrale nucléaire du Tricastin est protégée contre une crue correspondant au débit de dimensionnement de l'aménagement hydraulique du canal de Donzère-Mondragon, canal de dérivation du Rhône. Toutefois, dans le cadre de son avis sur la poursuite d'exploitation du réacteur n° 1, l'ASN prescrit des travaux afin d'assurer une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénaire majorée, dont le niveau a été réévalué. Ces travaux portent sur l'aménagement hydraulique de Donzère-Mondragon et ont suscité de nombreuses discussions entre son concessionnaire (la Compagnie nationale du Rhône) et EDF. Si une issue semble avoir été récemment trouvée, l'ASN considère néanmoins qu'à ce stade la protection de la centrale nucléaire du Tricastin en cas de crue millénaire majorée n'est pas assurée et prescrit la réalisation de cette protection avant le 31 décembre 2014. Pour la centrale du Tricastin, comme d'ailleurs pour celle du Bugey, le scénario envisagé comme le plus pénalisant est celui d'une rupture du barrage de Vouglans.

2 - Ibidem.

Les combustibles MOX d'EDF, production et stockages, bilans 2011

André Guillemette, Jean-Claude Zerbib

L'introduction progressive du combustible à oxyde mixte d'uranium et de plutonium (appelé « MOX », pour Mixed OXYde) dans les réacteurs REP d'EDF, qui utilisaient jusqu'en 1987 exclusivement du combustible à oxyde d'uranium enrichi « UO₂ », est souvent présentée comme une substitution « positive » qui permet d'une part de faire des économies en uranium naturel et en unités de séparation et d'autre part de recycler le plutonium extrait lors du retraitement des combustibles UO₂ « usés ».

Nous allons examiner, suivant plusieurs critères (activités totales des radionucléides produits, émission neutronique, toxicité, thermique des piscines de stockage en fonction du temps de refroidissement) les implications de ce choix, par référence à celles de la filière classique des combustibles à uranium enrichi, afin de quantifier les différences.

Résumé

Pour un taux de combustion identique de 45 GWj par tonne d'uranium initial¹ (t_{MLi}), et après trois ans de refroidissement en sortie de réacteur, nous pouvons comparer les deux types de combustibles usés UO₂ et MOX, en prenant en compte plusieurs paramètres :

Les masses et les activités des transuraniens

Le combustible MOX, utilisé dans 21 des réacteurs de 900 MWe, parmi les plus anciens du parc de 58 réacteurs nucléaires d'EDF, est en masse, 6 fois plus chargé en plutonium (notamment ²³⁸Pu et en ²⁴⁰Pu) et en terme d'activité 8 fois plus radioactif qu'un combustible UO₂ usé enrichi à 3,7 % en ²³⁵U. Le MOX « usé », a une masse de curium² (notamment ²⁴⁴Cm) douze fois plus grande que celle du combustible UO₂ usé.

La masse de plutonium total décroît de 23 %, passant de 86,5 kg/t_{MLi} dans le Mox neuf à 66,6 kg/t_{MLi} dans le combustible MOX usé tandis qu'il s'est formé 6 kg/t_{MLi} d'actinides mineurs³ contre 1,24 kg/t_{MLi} dans un combustible UO₂ usé, soit une augmentation d'un facteur 4,9 de la masse des actinides. En termes d'activité, celle des actinides mineurs est 10,8 fois plus importante dans le MOX usé que dans le combustible UO₂ usé.

La somme des activités du plutonium et des actinides mineurs, dans le combustible MOX usé, est multipliée par 8,1 par rapport à celle d'un combustible UO₂ usé. C'est cet indicateur qui conditionne l'énergie thermique dégagée par les différents combustibles.

1 - Les tonnages de combustibles habituellement considérés, concernent les seuls matériaux combustibles nucléaires, dénommés « métal lourd initial » (MLi).

2 - Le combustible usé renferme cinq isotopes radioactifs du curium (²⁴²Cm, ²⁴³Cm, ²⁴⁴Cm, ²⁴⁵Cm et ²⁴⁶Cm). Ces cinq radionucléides, émetteurs alpha, sont le siège de fissions spontanées. Le ²⁴⁴Cm (T_{1/2} = 18,1 ans) est l'isotope dont l'activité, largement dominante, est environ 100 fois supérieure à celle des isotopes 242 et 243. Ses fissions spontanées entraînent la production de radionucléides comme l'iode 131 par exemple alors même que, l'activité de l'¹³¹I produite par la fission de l'uranium 235 et des plutoniums 239 et 241, a totalement disparu après 3 années de refroidissement.

3 - De manière usuelle, les isotopes créés par activation neutronique des isotopes de l'uranium, sont qualifiés de « mineurs » s'ils ne sont pas « fissiles ». Comme ces isotopes se trouvent, dans la classification périodique des éléments, placés dans la famille des actinides, ils sont désignés comme étant des actinides mineurs.

L'émission neutronique

Pour un même taux de combustion, 27 ans après (10^4 jours) le déchargement du cœur, les combustibles MOX usés ont une activité neutronique *10 fois plus importante que celle des combustibles usés UO₂* [AEN OCDE 2006].

La toxicité radiologique potentielle

La toxicité principale des radionucléides formés dans le combustible usé est présentée par les radionucléides émetteurs alpha (plutoniums et actinides mineurs), qu'ils soient fissiles ou non.

Nous pouvons évaluer les toxicités potentielles de deux types de combustibles en comparant, dans l'hypothèse de l'incorporation dans l'organisme, par inhalation ou par ingestion d'une même quantité de matière, les doses respectives engagées.

En prenant pour indicateur l'activité de l'ensemble des émetteurs alpha présents dans les deux types de combustibles, à taux de combustion et à temps de refroidissement égaux, nous constatons que :

Dans le cas du MOX usé, la toxicité des plutoniums et des actinides mineurs est multipliée par un facteur 8,8 (inhalation comme ingestion) par référence à la toxicité de ces mêmes radionucléides dans les combustibles UO₂ usés.

Si l'on considère les activités respectives des actinides des MOX neuf et MOX usé, il résulte que la toxicité du MOX usé augmente de 84 % (ingestion) à 92 % (inhalation) par référence à la toxicité du MOX neuf.

Ces données contredisent l'affirmation d'AREVA selon laquelle « *Le recyclage diminue jusqu'à 10 fois la toxicité intrinsèque des déchets grâce au recyclage du plutonium* »⁴.

Le pouvoir calorifique

Les particules émises par les radionucléides abandonnent tout ou partie de l'énergie dans le combustible. Compte tenu de leur faible parcours dans la matière, les rayonnements alpha, bêta et les électrons sont totalement absorbés dans le combustible. Ainsi, les teneurs très élevées en plutonium et curium, principalement les ²³⁸Pu, ²⁴⁰Pu, ²⁴¹Pu et ²⁴⁴Cm, se traduisent par un pouvoir calorifique deux fois supérieur à celui des combustibles à uranium enrichi après 3 années de refroidissement, Mox : 9,6 kW/t_{M.Li} et UO₂ 4,7 kW/t_{M.Li}.

Dans la période 10 à 50 ans de refroidissement, le pouvoir calorifique des MOX usés baisse d'un facteur 1,6, passant de 7,8 à 4,8 kW/t_{M.Li}, celui des combustibles UO₂ usés baisse d'un facteur 2,3, passant de 2,7 à 1,2 kW/t_{M.Li}.

Dans la période 100 à 300 ans de refroidissement ce pouvoir calorifique est encore 7 fois *supérieur* à celui des combustibles UO₂.

Cette caractéristique thermique pénalisante rend l'entreposage des combustibles MOX en piscines de refroidissement beaucoup plus contraignant que celui des combustibles UO₂ (notamment en cas d'incident ou d'accident affectant les circuits de refroidissement).

Comme EDF n'envisage pas de retraiter la majorité du tonnage des MOX usés, le stockage définitif en profondeur est pénalisé par ce pouvoir calorifique résiduel.

La période d'entreposage des MOX usés, avant enfouissement définitif, sera plusieurs fois supérieure à celle des UO₂ usés (après 60 ans de refroidissement), ce qui entraîne une forte incidence sur le coût.

Notons que le report de l'enfouissement, avec un délai de plusieurs siècles, constituerait un legs aux générations futures qui pose un incontournable problème d'éthique.

Bilan 2011 du combustible MOX et du plutonium

Fin 2011 de l'ordre de 1 100 tonnes de combustibles MOX usés étaient entreposées en stockage de longue durée dans les piscines de l'usine AREVA NC de la Hague.

Aux 1 100 tonnes de combustibles MOX usés viennent s'ajouter 390 tonnes entreposées dans les piscines du bâtiment combustibles des réacteurs d'EDF, en attente de refroidissement intermédiaire (plus de 2,5 ans) avant d'être envoyées vers la Hague au rythme moyen actuel de 100 t/an. Enfin, dans 21 des réacteurs d'EDF, 300 tonnes sont en chargement.

Au tonnage des combustibles MOX usés⁵, il faut ajouter l'entreposage de l'ordre de 100 tonnes de rebuts de combustibles MOX non irradiés⁶ (provenant de l'usine Mélox d'AREVA), entreposés dans les installations de la Hague.

4 - Traitement des combustibles usés provenant de l'étranger dans les installations d'AREVA NC la Hague. Rapport 2010, page 11/48.

5 - EDF et AREVA ont convenu de ne pas retraiter le combustible Mox de 2007 à 2017.

6 - [WISE 2011] Yves Marignac, Le « cycle du combustible nucléaire français : analyse critique du bilan actuel. Notes du 15 juillet 2011.

Fin 2011 il y avait donc, à La Hague et dans les réacteurs EDF, un total de 1 490 t de MOX usés, 300 t partiellement usées et 100 t de MOX neuf rebutées⁷.

Entre 1998 et 2008, les usines de La Hague ont procédé à des campagnes de retraitement de combustibles MOX (de 5 à 31 t/an), mais la totalité des 68,5 tonnes de MOX retraitées sont des combustibles étrangers (Allemagne). *Aucun combustible MOX d'EDF n'a encore été retraité dans les usines de La Hague.*

Depuis 2007 et jusqu'en 2017, EDF est convenu avec AREVA de ne pas procéder au retraitement des combustibles MOX. Le flux de combustibles MOX usés étant maintenu, le tonnage entreposé à La Hague ira croissant (+110 t/an).

En dépit de l'affichage d'ouverture des études complémentaires de sûreté des principaux sites nucléaires après l'accident de Fukushima (mars 2011), nos recherches pour recueillir les données exploitants de cette étude et les croiser avec les données publiques accessibles, se sont heurtées à des fins de non recevoir des exploitants. Nous avons dû attendre fin 2011 pour accéder à des données partielles EDF... quant à AREVA, nous attendons toujours le bilan officiel des combustibles MOX entreposés⁸ dans ses piscines de la Hague.

Comparaisons des caractéristiques des combustibles UO₂ et Mox irradiés

Caractéristique	UO ₂ « usés »	MOX « usés »	Rapport MOX/UO ₂
Masse d'actinides	1,24 kg/t	6,04 kg/t	4,87
Activité des actinides	328 TBq/t	3 549 TBq/t	10,82
Masse de plutonium	11,21 kg/t	66,61 kg/t	5,94
Activité du plutonium	4 842 TBq/t	38 433 TBq/t	7,94
Masses (Pu + actinides)	12,45 kg/t	72,65 kg/t	5,84
Activités (Pu + actinides)	5 170 TBq/t	41 982 TBq/t	8,12
Dose par µg de métal lourd (ingestion)	0,12 mSv/µg	1,05 mSv/µg	8,75
Puissance thermique des produits de fission et d'activation	4,22 kW/t	4,58 kW/t	1,09
Puissance thermique des PF + PA + Pu + actinides	4,74 kW/t	9,64 kW/t	2,03
Puissance thermique des Pu + actinides	0,53 kW/t	5,06 kW/t	9,6

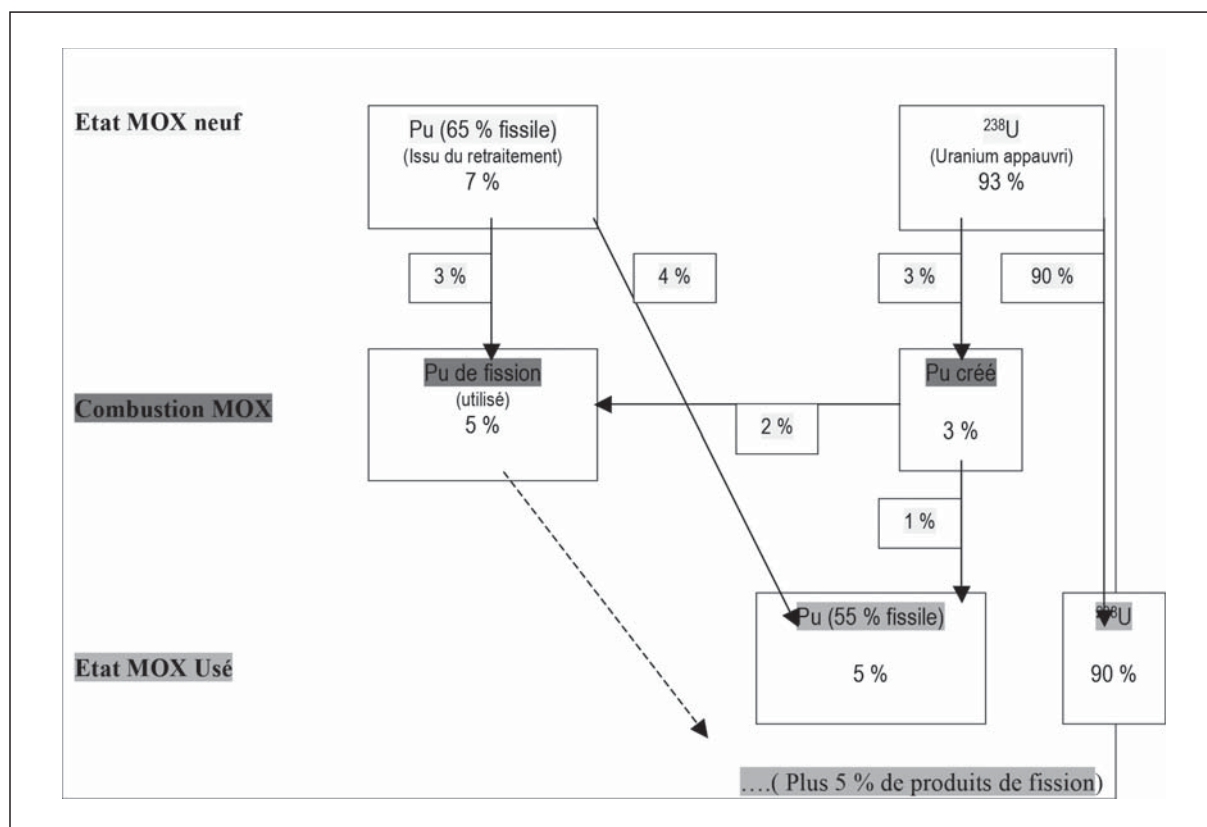
T = tonne de métal lourd, Taux de combustion = 45GW/t, Temps de refroidissement = 3 ans

Ce tableau récapitulatif montre que la pénalisation en termes de toxicité potentielle (facteur 8,8) ou d'énergie thermique (facteur 9,6) est liée à l'activité du plutonium résiduel (facteur 7,9) et aux actinides mineurs produits dans le combustible Mox usé (facteur 10,8).

7 - Ce bilan ne concerne que les usines de La Hague. Il ne prend pas en compte le plutonium présent à Mélox, aux diverses étapes de la fabrication (poudre, pastille, crayons, assemblages).

8 - AREVA La Hague publie tous les mois, depuis 30 ans, dans la presse locale, le chiffre détaillé de sa production en conteneurs de verres de produits vitrifiés et de produits solides compactés à vie longue, déchets ultimes du retraitement d'une partie des combustibles UO₂ usés. Cependant, les tonnages de combustibles retraités ou entreposés n'ont pas le même statut.

1 - Données génériques du combustible MOX



Le plutonium du combustible irradié est généralement transféré dans un combustible Mox « dès que possible » afin d'éviter le problème posé par le ^{241}Pu (demi-vie $T = 14,4$ ans), un émetteur bêta de faible énergie, qui se désintègre en ^{241}Am , un émetteur alpha de période longue ($T = 433$ ans). À la perte de cet isotope fissile du plutonium (^{241}Pu) s'ajoute donc la pénalité d'un isotope neutrophage (^{241}Am). La masse d' ^{241}Am générée dans le plutonium stocké augmente d'environ 0,5 % par an, avec une diminution correspondante de celle du plutonium fissile (^{241}Pu).

Un problème d'une autre nature est posé par le plutonium 238. Le ^{238}Pu ($T = 87,7$ ans) dans le plutonium stocké a une activité spécifique très élevée (276 fois supérieure à celle du ^{239}Pu) et constitue une source de neutrons spontanés. L'activité du ^{238}Pu produit dans le combustible UO_2 utilisé augmente linéairement avec le taux de combustion⁹.

Taux moyen de Pu dans les combustibles MOX,

La teneur moyenne en plutonium des combustibles MOX neufs a varié de 5,3 % à 7,08 %. Depuis 2007, le taux moyen est passé à 8,65 % de Pu pour équilibrer les taux de combustion UO_2 et MOX, et obtenir ainsi une gestion identique des deux types de combustible par $\frac{1}{4}$ de cœur.

La moyenne du taux de plutonium dans les combustibles MOX de 1987 à 2010 a été de 5,88 %.

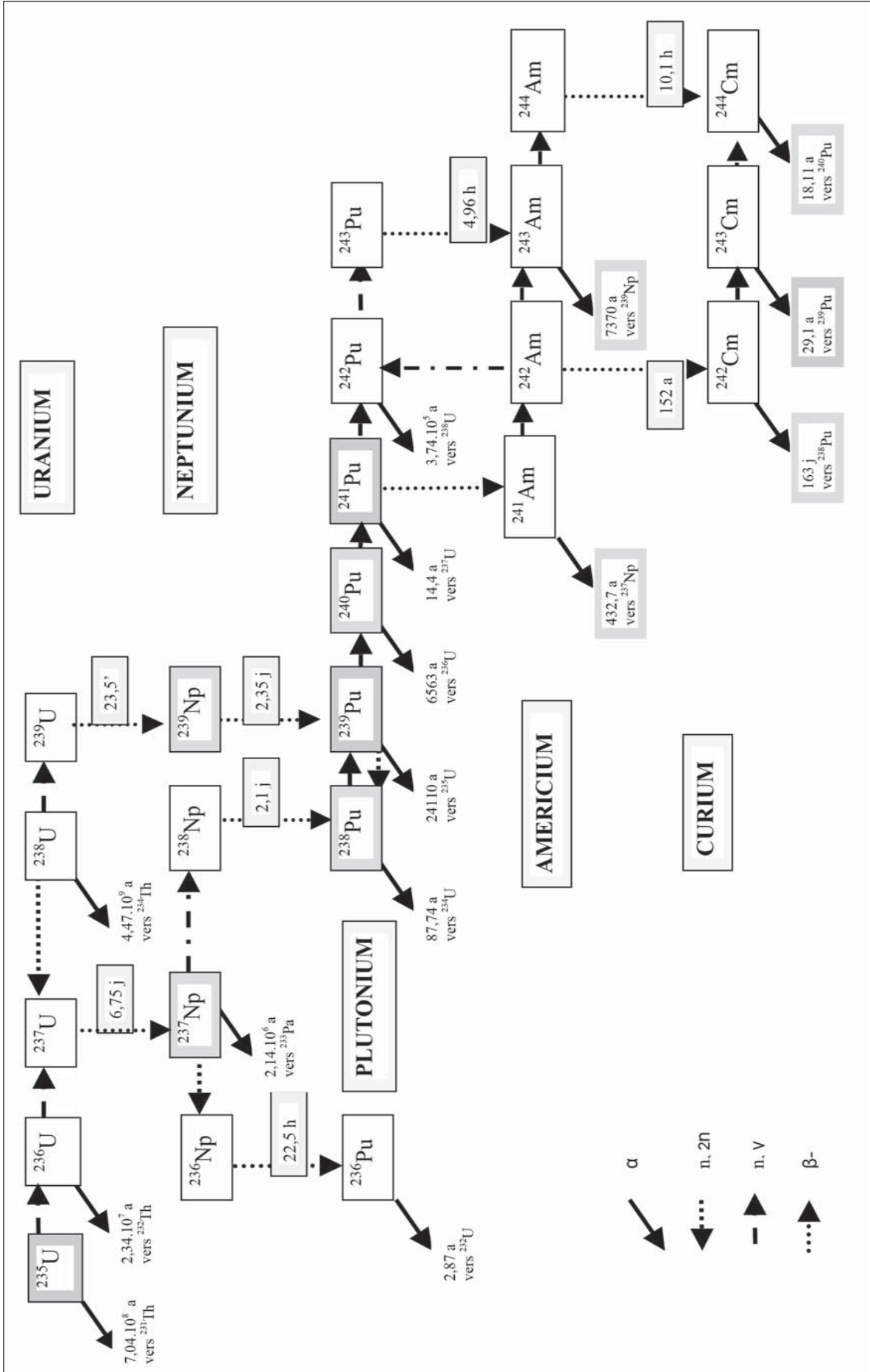
(3 500 assemblages pour 95 t de Pu recyclées, [EDF 2011])

2 - Comparaison des combustibles MOX et UO_2

2.1 - Rappel sur la chaîne des actinides issus de l'U et du Pu

Le schéma suivant décrit les chaînes radioactives des radionucléides, formés par activation dans les réacteurs, à partir des isotopes de l'uranium naturel. Les filiations en cascades de ces radionucléides, produisent par décroissance d'autres actinides émetteurs alpha de longues périodes. À ces activités, qui évoluent peu pendant plusieurs siècles, voire des millénaires, va correspondre la dissipation d'une énergie thermique persistante et faiblement décroissante.

⁹ - Source : site WNA (World Nuclear Association), août 2011.



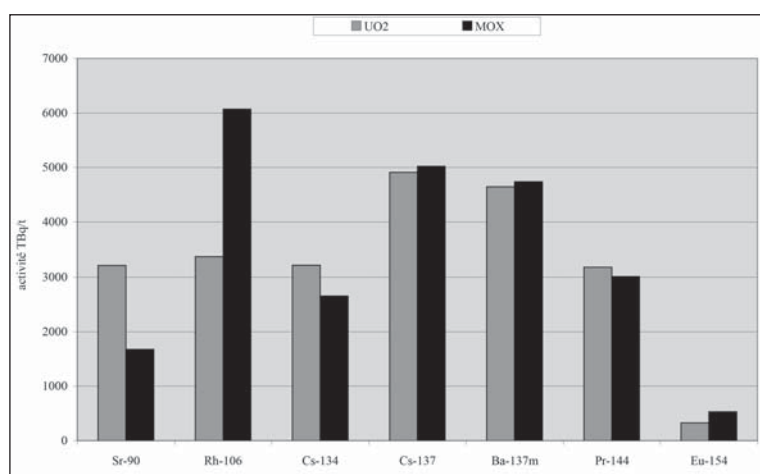
Sources : IN2P3 (CNRS) Institut national de physique nucléaire et de physique des particules et AREVA

Les actinides mineurs produisent par décroissance des isotopes du plutonium. Ainsi le ^{242}Cm (période 163 jours) devient par décroissance ^{238}Pu (période 87,74 ans), tandis que l'isotope le plus radioactif du curium produit dans le combustible, le ^{244}Cm (période 18,11 ans) devient par décroissance ^{240}Pu (période 6 563 ans). Ces deux filiations, citées pour exemple, montrent bien que par le jeu des décroissances, les substances résultantes vont rester hautement radioactives des milliers d'années. Il faut donc tenir compte de ces actinides dans tout bilan de masse, d'activité, de chaleur dégagée ou de radiotoxicité.

Les spectres des principaux produits de fission des combustibles UO_2 et MOX (majeurs par leur activité et leur chaleur résiduelle), usés au même taux de combustion et avec trois ans de refroidissement en sortie de réacteur sont à peu près identiques, voir figure n° 1.

Tenant compte de cette similitude des produits de fission, et de la forte réduction de l'activité des produits de fission (facteur voisin de 1000) trois cents ans après leur création, les bilans proposés dans cette note technique concernent les plutoniums et les actinides mineurs pour la radiotoxicité, et tous les radionucléides dans les bilans thermiques.

Figure n° 1 : Combustibles UO_2 et MOX usés à $45 \text{ GWj/t}_{\text{MLi}}$, activité des principaux produits de fission après trois ans de refroidissement



Sources : IRSN 2000 et IRSN 2012

2.2 - Caractéristiques radiologiques des combustibles UO_2 et MOX

Afin de comparer les masses et activités des substances radioactives présentes dans les deux types de combustibles usés, nous retenons les caractéristiques suivantes :

Taux de combustion $45 \text{ GWj/t}_{\text{MLi}}$, temps de refroidissement 3 ans ; UO_2 enrichissement initial en ^{235}U : 3,7 % ; MOX neuf taux de plutonium : 8,65 %

Pour ces caractéristiques de combustibles, nous pouvons faire les comparaisons suivantes :

2.2.1 - Masse et activité massique des plutoniums et des actinides mineurs présents dans les combustibles UO_2 et MOX usés

Tableau n° 1 : Teneurs comparées en plutonium, neptunium, américium et curium des combustibles UO_2 et MOX usés, après 3 ans de vieillissement

radionucléide	période (années)	UO_2 (3,7 % d' ^{235}U)		MOX (8,65 % de Pu)	
		masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})	masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})
^{236}Pu	2,87	$1,12 \cdot 10^{-3}$	0,022	$1,06 \cdot 10^{-4}$	0,021
^{238}Pu	87,7	335	208,8	2 741	1 710
^{239}Pu	24 065	5 914	13,4	26 063	59,1
^{240}Pu	6 537	2 885	23,5	19 995	163
^{241}Pu	14,4	1221	4196	9 702	36 500
^{242}Pu	$3,76 \cdot 10^5$	857	0,13	8 105	1,17
^{237}Np	$2,14 \cdot 10^6$	610	0,016	174	0,004
^{241}Am	432,7	284	36	2 620	332
^{242m}Am	152	1,3	0,46	42	15
^{243}Am	7 380	251	1,81	2041	14,7
^{242}Cm	0,45	0,26	31,33	2	275
^{243}Cm	28,5	0,77	1,33	13	21,5
^{244}Cm	18,1	86	256,5	964	2 890
Pu total		11 214	4 842	66 607	38 433
Pu total + actinides mineurs		12 452	5 170	72 647	41 982

Sources : Cogéma 1979, GRNC 2002, IRSN 2000 et IRSN 2012

Nous observons que les activités des isotopes du curium, qui sont le siège de fissions spontanées accompagnées d'émissions de neutrons, sont pour le MOX usé, 11 fois supérieures à celles produites dans le combustible UO_2 usé.

Le débit de fluence neutronique sera donc, à masse de combustible égale, 11 fois plus intense.

2.2.2 – Les isotopes du plutonium dans le MOX neuf fabriqué à partir des combustibles UO_2 45 GWj/t_{MLi} avec un refroidissement moyen de trois ans

Le temps de refroidissement moyen des combustibles retraités à la Hague est compris entre 6 et 10 ans.

Tableau n° 2 : Teneurs en masse et en activité des plutoniums dans les combustibles UO_2 usés, après 8 années de vieillissement, et dans les combustibles MOX neuf

radionucléide	période (années)	UO_2 « 3 ans »		UO_2 « 8 ans »			MOX neuf	
		masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})	K (décroissance)	masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})	masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})
^{236}Pu	2,85	$1,1 \cdot 10^{-3}$	0,022	0,296	$3,3 \cdot 10^{-4}$	0,0065	$2,64 \cdot 10^{-3}$	0,051
^{238}Pu	87,7	335	209	0,96	322	207	2543	1 586
^{239}Pu	24 065	5 914	13,4	1	5 914	13,4	46 671	106
^{240}Pu	6 537	2 885	23,5	1	2 885	23,5	22 811	186
^{241}Pu	14,4	1 221	4596	0,786	960	3 612	7 594	28 563
^{242}Pu	$3,76 \cdot 10^5$	859	0,12	1	859	0,12	6 792	0,95
Pu total		11 214	7704		10 940	6 712	86 500	30 442

Sources : Cogéma 1979, GRNC 2002, IRSN 2000 et IRSN 2012

2.2.3 - Les isotopes du plutonium et ceux des actinides mineurs dans les combustibles MOX neufs et dans les combustibles MOX usés

Le tableau N° 3 compare les masses et activités des combustibles MOX neuf et usés.

Tableau n° 3 : MOX neuf et MOX usé, 3 ans de vieillissement

radionucléide	période (années)	MOX neuf		MOX usé	
		masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})	masse (g/t _{MLi})	activité (TBq/t _{MLi})
	²³⁹ Pu	2,87	3,30.10 ⁻⁴	0,0065	1,06.10 ⁻⁴
²³⁸ Pu	87,7	2 543	1 586	2 741	1 710
²³⁹Pu	24 065	46 671	106	26 063	59,1
²⁴⁰ Pu	6 537	22 811	186	19 995	163
²⁴¹Pu	14,4	7 594	28 563	9 702	36 500
²⁴² Pu	3,76.10 ⁵	6 792	0,95	8 105	1,17
²³⁷ Np	2,14.10 ⁶			174	0,004
²⁴¹ Am	432,7			2 620	332
^{242m} Am	152			42	15
²⁴³ Am	7 380			2 041	14,7
²⁴² Cm	0,45			2	275
²⁴³ Cm	28,5			13	21,5
²⁴⁴ Cm	18,1			964	2 890
Pu total		86 500	30442	66 607	38 433

Sources : Cogéma 1979, GRNC 2002, IRSN 2000 et IRSN 2012

La masse des isotopes fissiles du plutonium (²³⁹Pu et ²⁴¹Pu), présents dans le combustible MOX usé, a décliné de plus d'un tiers par rapport au MOX neuf :

- ²³⁹Pu dans le MOX usé : 56 % du ²³⁹Pu initial (26,1 kg/t_{MLi} contre 46,7 kg/t_{MLi} dans le MOX neuf)
- ²³⁹ + ²⁴¹Pu dans le MOX usé : 65,9 % de ²³⁹ + ²⁴¹Pu initial (35,8 kg/t_{MLi} contre 54,3 kg/t_{MLi} dans le MOX neuf)

3 - Toxicité potentielle des plutoniums et des actinides mineurs dans les combustibles UO₂ et MOX

En supposant qu'un microgramme de métal lourd (1 µg) a été incorporé dans l'organisme, il est possible de calculer la dose engagée que chacun des radionucléides qu'il renferme délivreront en se répartissant dans les différents organes.

Pour chaque isotope présent dans ce µg de matière, qu'il s'agisse d'une incorporation par inhalation¹⁰ ou par ingestion, la fraction de dose engagée qu'il va occasionner est égale à :

Facteur de dose (Sv/Bq) x Activité du Pu dans le µg de métal lourd initial (Bq/µg) =

Fraction de dose engagée exprimée en Sv/µg

Les activités des produits de fission et des produits d'activation étant similaires, elles se traduisent, dans les calculs de dose potentielle, par des valeurs quasiment identiques en matière de radiotoxicité (voir tableau n° 5 en annexe).

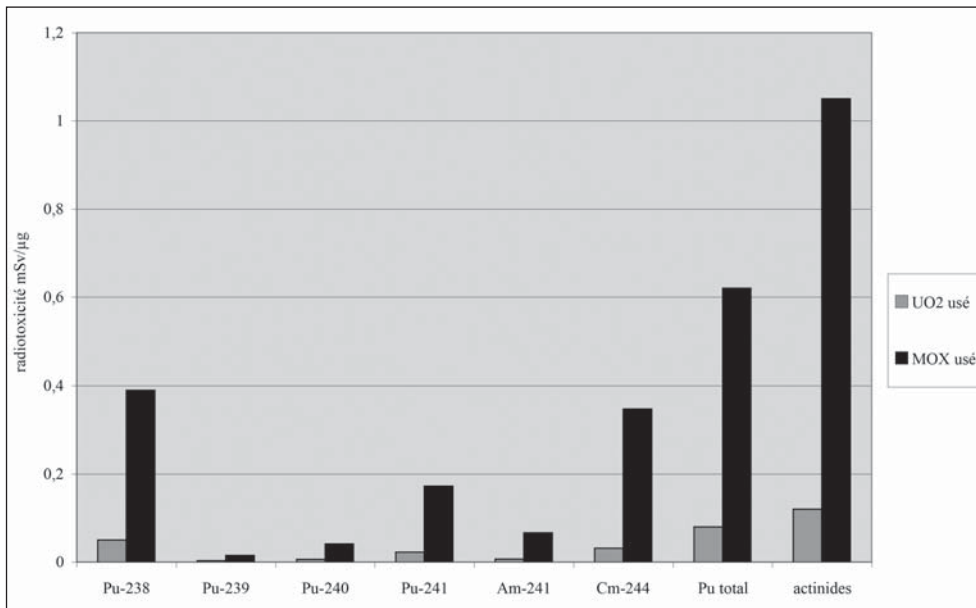
Dans la famille des actinides (période longue à très longue), cette radiotoxicité déjà prépondérante dans l'UO₂ usé initial est près de 9 fois plus élevée dans le combustible MOX usé.

Les résultats détaillés de calculs de radiotoxicité sont regroupés, en annexe, dans les tableaux 6 (inhalation) et 7 (ingestion). Les figures ci-dessous en reprennent les principaux contributeurs toxiques, ainsi que la toxicité totale des plutoniums et des plutoniums + actinides mineurs.

Les radiotoxicités des plutoniums dans le MOX neuf et dans le MOX usé sont très proches, par contre la création des actinides mineurs dans le MOX usé augmente la radiotoxicité de l'ensemble plutonium + actinides mineurs de plus de 80 % la radiotoxicité initiale du MOX.

10 - En matière d'inhalation, le facteur de dose que nous considérons concerne les personnes adultes du public (17 ans et plus), exposées à l'inhalation d'aérosols de type M. Les types d'absorption pulmonaire sont, suivant la forme chimique du plutonium et des actinides mineurs, de type rapide, moyen ou lent (Fast, Medium, Slow). Plus la vitesse d'élimination est lente, plus la dose engagée est importante. Dans le cas de l'ingestion, un seul facteur de dose couvre toutes les formes chimiques de l'isotope du plutonium ou de celui de chacun des autres actinides considérés.

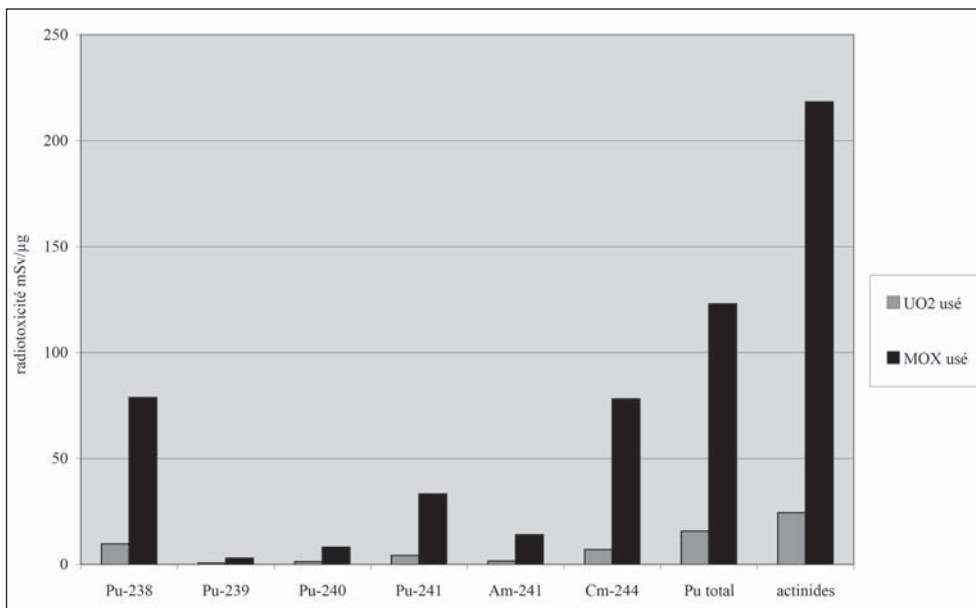
Figure n° 2 : Comparaison des toxicités consécutives à l'ingestion d'un μg de métal lourd issu d'un combustible UO_2 et d'un combustible MOX usé (taux de combustion $45 \text{ GWj/t}_{\text{MLi}}$)



Sources : Directive 1996, IRSN 2000 et IRSN 2012

La radiotoxicité du plutonium et des actinides mineurs consécutifs à l'ingestion d'un μg de combustible MOX usé est multipliée par 8,75 par rapport à celle de l'ensemble des actinides d'un combustible UO_2 usé.

Figure n° 3 : Combustibles UO_2 et MOX usés à $45 \text{ GWj/t}_{\text{MLi}}$, toxicité par inhalation d'un μg de combustible initial

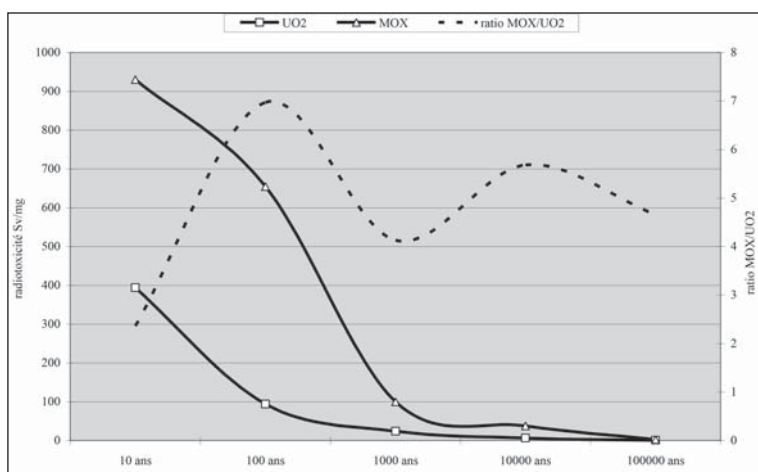


Sources : Directive 1996, IRSN 2000 et IRSN 2012

La radiotoxicité du plutonium et des actinides consécutifs à l'inhalation d'un μg de combustible MOX usé est multipliée par 8,95 par rapport à celle des actinides dans un combustible UO_2 usé.

La prépondérance de la radiotoxicité à moyen et long terme des plutoniums et actinides mineurs était observée dans une étude de l'AEN OCDE de 2006¹¹. Le rapport des toxicités rapportées à l'unité de masse de métal lourd initial MOX/ UO_2 à 10 ans de refroidissement est de 2,4. Il passe à 7 à 100 ans avec la disparition progressive de la radiotoxicité des produits de fission ($T_{1/2}$ maximum ≈ 30 ans), pour s'établir à 5 pour le million d'années suivantes.

11 - AEN OCDE, Very high burn-ups in light water reactors. 2006, n° 6224, pages 57-58.

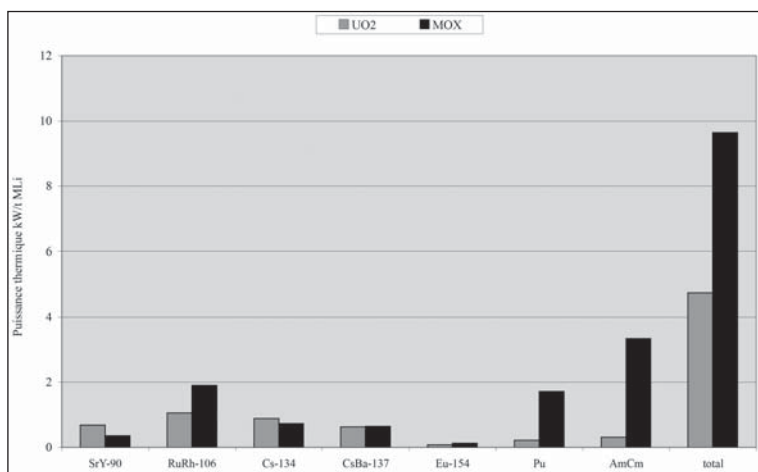
Figure n° 4 : Combustibles UO₂ et MOX usés à 45 GWj/t, évolution de la toxicité

Source : AEN OCDE 2006

4 - Thermique des combustibles UO₂ et MOX usés

4.1 Données thermiques après trois ans de refroidissement

À partir des données thermiques associées à l'activité résiduelle des combustibles UO₂ (33 GWj/t)¹² et connaissant l'activité des principaux radionucléides dans les combustibles UO₂ (45 GWj/t)¹³ et MOX (45 GWj/t)¹⁴ usés, nous pouvons reconstituer les caractéristiques thermiques de ces deux derniers types de combustibles après trois ans de refroidissement. Les résultats détaillés sont donnés en annexe dans les tableaux 8 et 9.

Figure n° 5 : Principaux contributeurs thermiques des combustibles UO₂ et MOX usés, après trois années de refroidissement

Sources : Cogéma 1979, IRSN 2000 et IRSN 2012

Malgré un spectre de produits de fission¹⁵ un peu différent, le potentiel thermique global de l'UO₂ et du MOX est sensiblement le même (respectivement 4,13 kW/t et 4,52 kW/t). L'activité des radionucléides produits par activation, ne représente qu'environ 1,2 % de l'activité des produits de fission produits dans les deux types de combustible.

Ce sont les plutoniums et les actinides qui font la différence entre les deux combustibles.

12 - Rapport public de sûreté usine UP2-800. Cogéma, Établissement de la Hague. Édition de novembre 1979.

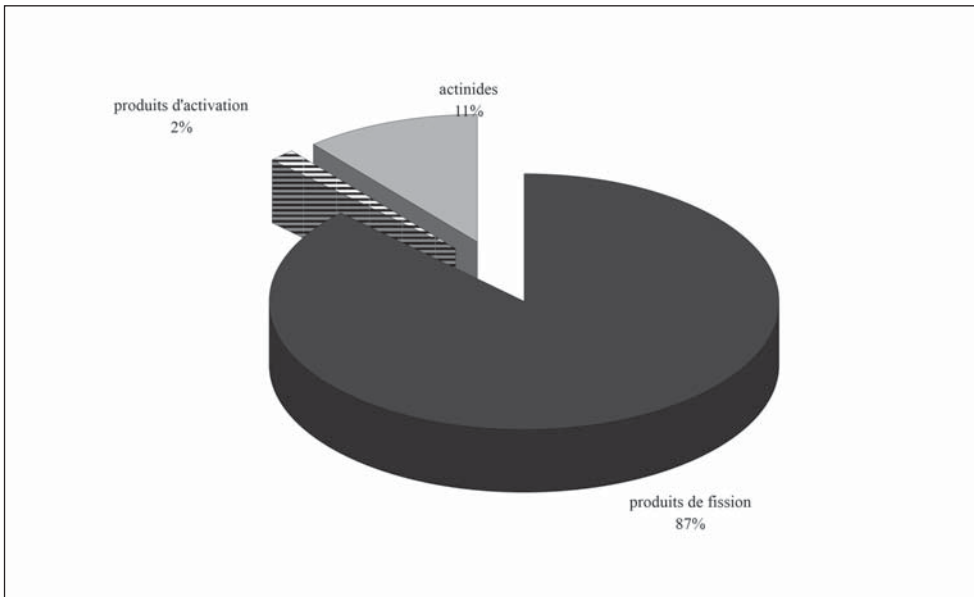
13 - Tables de composition et d'activité des combustibles de type REP calculées par l'IRSN avec le code CESAR 4. Document de travail GRNC, 27 juin 2000.

14 - Référentiel de connaissance et modèle d'inventaire des colis de déchets à haute activité et à vie longue. Dossier 2005 ANDRA. Juin 2005.

15 - Environ 2 fois plus de 90Sr90Y dans l'UO₂ (0,68 kW/t) que dans le MOX (0,36 kW/t) et environ 1,8 fois moins de 106Ru106Rh dans l'UO₂ (1,06 kW/t) que dans le MOX (1,90 kW/t).

Après trois ans de refroidissement, les produits de fission représentent 87 % du potentiel thermique d'un combustible UO_2 (figure n° 6).

Figure n° 6 : Contributions thermiques dans un combustible UO_2 ($4,74 \text{ kW/t}_{MLi}$)

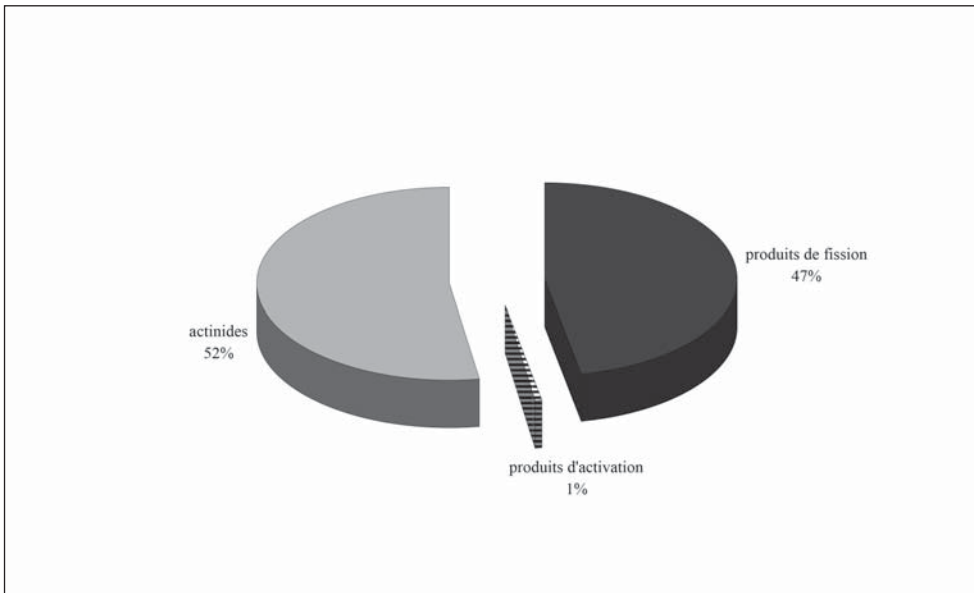


Sources : Cogéma 1979, IRSN 2000 et IRSN 2012

Dans le combustible MOX, cette contribution thermique des produits de fission, à peu près équivalente en valeur absolue, ne représente plus que 47 % du potentiel thermique (figure n° 7) car le potentiel thermique d'un combustible MOX est deux fois supérieur à celui d'un combustible UO_2 ($9,64 \text{ kW/t}$ contre $4,74 \text{ kW/t}$).

Les plutoniums et actinides mineurs qui ne représentent que 11 % du potentiel thermique du combustible UO_2 , constituent 52 % de celui du combustible MOX (respectivement $0,53 \text{ kW/t}$ et $5,06 \text{ kW/t}$, soit un rapport 9,5).

Figure n° 7 : Contributions thermiques dans un combustible MOX ($9,64 \text{ kW/t}_{MLi}$)

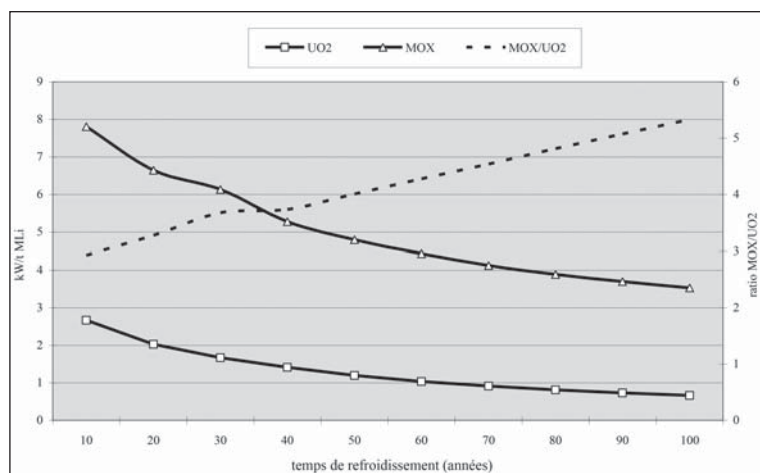


Sources : Cogéma 1979, IRSN 2000 et IRSN 2012

4.2 Données thermiques, jusqu'à 300 ans de refroidissement

La courbe de refroidissement du combustible MOX usé se distingue significativement de celle de l' UO_2 usé. Après 10 ans, l'énergie thermique dissipée par le MOX correspond à celle de l' UO_2 après 2,5 années de refroidissement (figure n° 8).

Figure n° 8 : Combustibles UO_2 (60 GWj/t) et MOX (65 GWj/t) usés, évolution du potentiel thermique de 6 mois à 10 ans après sortie de réacteur (en kW/t)

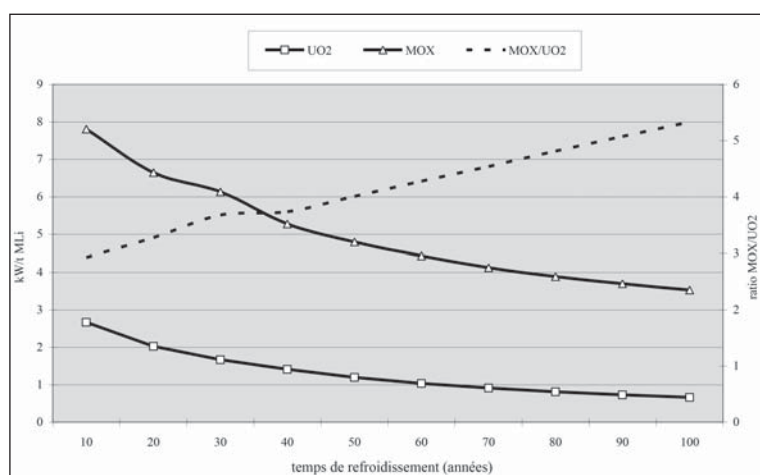


Sources : IRSN 2012 et AREVA 2012¹⁶

Soixante dix ans après la sortie de réacteur, le potentiel thermique du MOX usé est encore équivalent à celui d'un combustible UO_2 refroidi 5 ans : environ 4 kW/t pour des combustibles usés à 65 GWj/t (figure n° 9).

Les évolutions comparées des énergies thermiques dissipées par les différents combustibles montrent que le rapport entre le MOX et l' UO_2 usés vont en augmentant de façon continue. Égal à 2,8 à 10 ans, le rapport des potentiels thermiques est de 5,3 à 100 ans (figures n° 9 et n° 10).

Figure n° 9 : Combustibles UO_2 (60 GWj/t) et MOX (65 GWj/t) usés, évolution du potentiel thermique de 10 à 100 ans après sortie de réacteur¹⁷ (en kW/t)



Source : IRSN 2012

Si l'ANDRA a défini une période minimale de 100 ans pour la réversibilité du stockage géologique, le temps de refroidissement des déchets de haute activité à vie longue (HAVL) avant de procéder à l'enfouissement géologique est d'environ 60 ans¹⁸.

Dans l'hypothèse où le stockage géologique des déchets vitrifiés ou des combustibles¹⁹ UO_2 ne peut survenir qu'après un délai de 60 ans (potentiel thermique < 1 kW/t) les figures n° 9 et n° 10 montrent, qu'à conditions égales de conditionnement, même après 3 siècles, les combustibles MOX usés ne pourront pas être enfouis dans un site de stockage géologique.

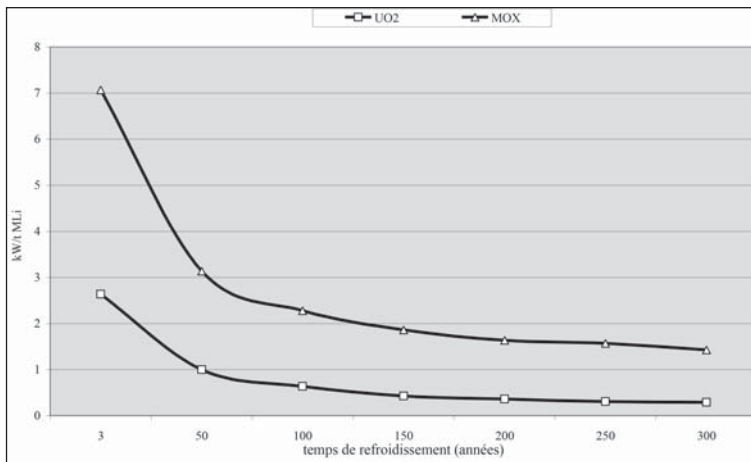
16 - AREVA 2012. Puissance thermique des combustibles MOX et UOX, Lettre HAG 0 0000 12 2021 du 12 octobre 2012.

17 - Ces données calculées prennent en compte la décroissance des principaux actinides, et leur transformation en actinide de rang inférieur : ^{244}Pu , ^{242}Pu , ^{242}Am , ^{238}Pu et notamment les transformations $^{241}Pu \rightarrow ^{241}Am$, puis $^{241}Am \rightarrow ^{237}Np$, contributrices majeures du potentiel thermique à 100 ans de refroidissement (environ + 1,6 kW/t_{MLI} pour des combustibles usés à 65 GWj/t, soit de l'ordre de la moitié du potentiel thermique à cette échéance).

18 - Dans son inventaire 2012, l'ANDRA précise (page 151/212) que l'entreposage des PF et actinides mineurs vitrifiés, dans les puits ventilés de La Hague, sera maintenu 60 ans environ.

19 - En France, les combustibles ne sont pas considérés comme des déchets, mais l'ANDRA a inclus les combustibles usés dans ses analyses, afin de prendre en compte d'éventuels changements concernant la politique actuelle sur le cycle du combustible.

Figure n° 10 : Combustibles 45 GW/t_{MLI}, UO₂ et MOX usés, évolution du potentiel thermique après 3 ans de refroidissement en piscine réacteur (en kW/t)



Source : Coeytaux X. et Marignac Y. 2004, d'après EDF, Gestion du combustible MOX usé et des déchets associés, janvier 2000

Ce pouvoir calorifique élevé et persistant des MOX est dû principalement au fait que :

1. Les isotopes du plutonium et du curium sont des émetteurs alpha (hormis le ²⁴¹Pu, émetteur β de faible énergie mais dont le « fils », l'²⁴¹Am est un émetteur α) qui délivrent la totalité de leur énergie élevée dans le combustible.
2. Par décroissance les plutoniums donnent des américiums ou des uraniums, les américiums donnent à leur tour des curiums ou des neptuniums tandis que les descendants des curiums redonnent des plutoniums.

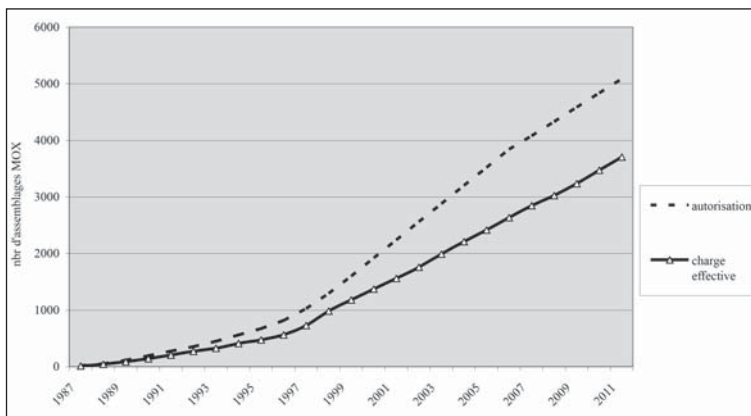
Cette énergie thermique élevée est aussi persistante, du fait de cette longue filiation d'émetteur α et de la lente décroissance des isotopes du plutonium (²³⁸Pu, T_{1/2} = 87,7 ans et ²⁴⁰Pu, T_{1/2} = 6 560 ans), de l'américium, notamment de l'²⁴¹Am (T_{1/2} = 432,7 ans) descendant du ²⁴¹Pu et du curium, notamment du ²⁴⁴Cm (T_{1/2} = 18,1 ans) qui se transforme en ²⁴⁰Pu par décroissance.

5 - Historique du combustible MOX dans les réacteurs d'EDF

C'est en 1987 que EDF a chargé son premier réacteur de 900 MWe (St Laurent – B1, suivi par Gravelines 3 et 4) avec du combustibles à oxyde mixte UO₂ + PuO₂ (MOX).

Depuis, sur les 34 réacteurs de 900 MWe du parc EDF, 28 ont une technologie qui leur permet de recevoir du combustible MOX. Sur les 22 réacteurs autorisés à fonctionner avec du combustible MOX (deux autres sont dans l'attente d'une autorisation) 21 en sont actuellement chargés.

Figure n° 11 : Reconstitution des chargements autorisés en combustibles MOX, comparés aux chargements réels dans les réacteurs EDF



Sources : OPECST, EDF

Hypothèse : Cœurs chargés à 30 % en MOX, avec une première charge de 16 assemblages de MOX, puis déchargement de 16 assemblages de combustible MOX par réacteur, quatre ans après la première charge, pour chacun des cœurs chargés en combustibles MOX jusqu'en 2006.

À partir de 2007, la gestion du MOX est faite par ¼ de cœur, comme pour le combustible UO₂ : soit un déchargement/chargement de 12 assemblages MOX.

Comparaison de ces dispositions avec les chargements effectifs (EDF 2011)²⁰.

Fin 2011, ce sont environ 3700 assemblages de combustibles Mox (1700 t de MOX, ou l'équivalent de 23,6 cœurs de réacteurs à 100 % MOX, soit environ 100 t de plutonium) qui ont été chargés dans les réacteurs EDF, voir Figure n° 11.

6 - Entreposages des combustibles MOX et du plutonium à La Hague, données publiées par les exploitants et données reconstituées

Le bilan des stockages de combustibles MOX EDF en piscines à La Hague et du plutonium extrait des combustibles UO₂ et entreposé, peut être estimé à partir de données partielles d'AREVA NC, de l'ANDRA, d'EDF.

En l'absence de données publiées par AREVA NC, nous avons été conduits à évaluer les quantités de MOX entreposées dans les piscines et dans les bâtiments de La Hague.

De 2006 à 2011, les tonnages de combustibles MOX ont été reconstitués (italique) à partir du déchargement de 100 t/an pour les années 2008 à 2011 (reconstitution d'après données EDF), et du nombre de réacteurs de 900 MWe utilisant du combustible MOX, ou complétées par des données de l'ANDRA pour les années 2007 et 2011 (tableau n° 4 et figure n° 11).

Fin 2011, le bilan des combustibles MOX, présents dans les piscines de la Hague s'établirait à 1140 t. À cette date, il faut ajouter à ce bilan du MOX usé, de l'ordre de 100 t de rebuts de combustibles MOX neufs.

Tableau n° 4 : Site de La Hague, évolution du stockage dans les piscines et du stock de Pu entreposé, données en tonnes d'uranium ou de plutonium

Tonnages de combustibles	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Combustible UO₂ usé		7156	7410						
Combustible URT usé		155	172						
Combustible MOX usé Hague		479	543	<i>640</i>	<i>740</i>	<i>840</i>	<i>940</i>	1040	1140
Rebuts MOX neufs²²	<i>86 à 91</i>	<i>88 à 95</i>	<i>89 à 98</i>	<i>90 à 102</i>	<i>91 à 106</i>	<i>92 à 109</i>	<i>94 à 113</i>	<i>95 à 116</i>	<i>96 à 120</i>
Combustibles MOX usés EDF	450	550	600	700	800	900	1000	1100	1200
Total combustibles REP		7790	8125		8831	9170	9421	9539	
PuO₂ EDF²³	25,8	26			29			27	
Total PuO₂ (EDF+étranger)		50,7			61	62	60	60	

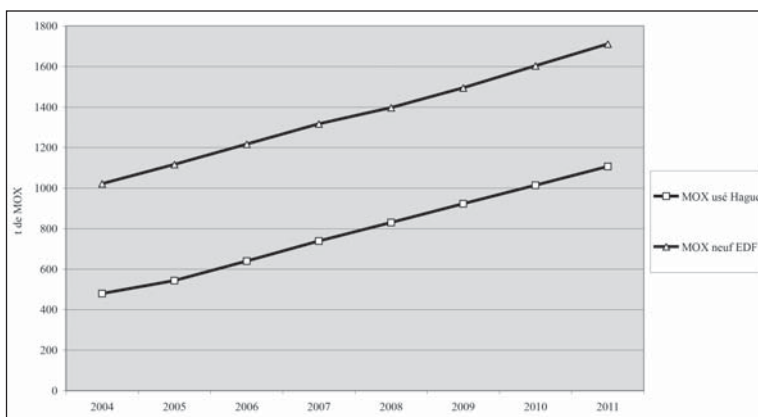
Sources : AREVA NC, EDF 2009 et ANDRA 2009 et 2012, tonne = tonne de métal lourd initial.

20 - Utilisation du MOX dans les réacteurs EDF. Recyclage – EDF/DCN – SFEN 5 octobre 2011.

21 - Aux 84 t de rebuts MOX entreposées en 2001, s'ajoutent 12 à 36 t/an de rebuts pour la période 2001 – 2011 (1 à 3 % de la fabrication de 120 t/an de combustibles MOX pendant 10 ans).

22 - 18,8 t de plutonium étaient entreposées à la Hague au 31/12/98. Au 31 décembre 2000, le stock atteignait 22,4 tonnes (rapport OPECST mai 2001, page 109).

Figure n° 12 : Évolution du stockage des combustibles MOX dans les piscines de la Hague



Sources : AREVA NC, EDF et ANDRA

Les MOX neufs représentent les assemblages reçus par EDF en provenance de l'usine Mélox.

6.1 Bilan national des combustibles MOX neufs et usés

Nous pouvons également esquisser un bilan national des MOX dont la majorité du tonnage est entreposée à La Hague.

A cet entreposage de longue durée, des combustibles « usés » (1 140 t) et des rebuts MOX (environ 100 t), réalisé à la Hague s'ajoute le bilan des MOX présents dans les centrales d'EDF : 390 tonnes de MOX usés entreposées en piscines réacteur auxquels s'ajoutent les 300 tonnes chargées dans les réacteurs, soit environ 1 930 t de MOX fabriqué, estimé en fin 2011.

Fin 2011, le tonnage total de combustible MOX fabriqué (neuf, usé ou rebuté) est d'environ 1 930 tonnes. A cette date, le tonnage de plutonium entreposé dans les usines de La Hague, sous forme de PuO_2 , est environ égal à 57 tonnes. Ce plutonium se répartit en deux fractions approximativement égales : l'EDF et les clients étrangers d'AREVA (majoritairement Japon). Contractuellement, ces clients peuvent récupérer leur plutonium, sous réserve d'en justifier l'usage.

7- Conclusions

L'introduction progressive du combustible MOX dans les réacteurs d'EDF depuis 1987, est souvent présentée comme une substitution positive. Les critères retenus pour porter ce jugement sont l'économie de matière première (uranium naturel) et d'énergie, celle nécessaire pour l'enrichissement de l'uranium en son seul isotope fissile, l'uranium 235.

Si le retraitement vise à séparer en trois parties les constituants du combustible usé (uranium, plutonium et le reste des radionucléides formés), il ne modifie aucunement les caractéristiques nucléaires de ces substances. Recycler le plutonium, extrait lors du retraitement des combustibles UO_2 , revient donc à réduire l'activité du déchet que constituerait le combustible « usé » laissé en l'état. Ces éléments constituent la face positive du recyclage, mais nous avons voulu explorer les problèmes induits par la fermeture du cycle.

Nous avons pour cela examiné le bilan des radionucléides produits par le recyclage du plutonium, notamment leur toxicité et la charge thermique associée au combustible MOX usé. Pour ces évaluations, nous avons pris pour référence la filière classique des combustibles à uranium enrichi.

Les paramètres pris en compte, pour des combustibles présentant les mêmes taux de combustion et refroidis 3 ans, se sont tous révélés en défaveur du MOX : l'activité totale des transuraniens (facteur 8,1), le débit de fluence neutronique ($f = 10$), la toxicité radioactive ($f = 8,8$) et l'énergie thermique dissipée ($f = 2$ à 7). Seule la production de produits de fission est très voisine ($f = 1,09$) pour les deux types de combustibles.

Au fur et à mesure du refroidissement, la décroissance des produits de fission et d'activation fait apparaître une différence des énergies thermiques des deux types de combustibles, qui va croissant. Après 60 ans de refroidissement, délai permettant l'enfouissement géologique des combustibles UO_2 (énergie < 1 kW/t), les combustibles MOX dissipent encore 4,3 fois plus d'énergie thermique que les UO_2 .

Avec 150 ans de refroidissement, les MOX dissipent encore 2,9 fois plus d'énergie que les UO_2 à 60 ans. Après trois cents ans de refroidissement, les combustibles MOX ont toujours un potentiel thermique 2,3 fois supérieur à celui qui autoriserait le stockage géologique des combustibles UO_2 .

La masse du colis prévu pour les combustibles UO_2 est égale à 8 fois la masse des éléments combustibles. Pour réaliser l'enfouissement des MOX il sera nécessaire d'augmenter significativement la masse du conteneur afin que la dissipation de l'énergie réduise suffisamment la température en surface du colis. Le maximum autorisé est voisin de 90 °C, afin de ne pas détériorer les performances de la roche d'accueil.

Ainsi, aux différents surcoûts dus à la fabrication du MOX, à sa gestion spécifique dans le réacteur et à la durée de son entreposage va s'ajouter le surcoût du stockage géologique. Des données qui invitent à s'interroger sur l'avantage économique présenté par le recyclage du plutonium.

8 - Bibliographie

- AEN OCDE 2006. Very high burn ups water reactors. 2006, n° 6224.
- ANDRA 2005. Référentiel de connaissance et modèle d'inventaire des colis de déchets à haute activité et à vie longue. Dossier 2005, ANDRA, juin 2005.
- ANDRA 2009. Inventaire national des déchets radioactifs. Rapport de synthèse 2009.
- ANDRA 2012. Inventaire national des déchets radioactifs. Rapport de synthèse 2012.
- AREVA NC 2011. Traitement des combustibles usés provenant de l'étranger dans les installations d'AREVA NC La Hague. Rapport 2010.
- AREVA NC 2012. Puissance thermique des combustibles MOX et UOX, lettre HAG 0 000 12 2021 du 12 octobre 2012.
- CEA 2005. Le traitement des combustibles usés : une filière bien maîtrisée, Clefs CEA n° 53, hiver 2005 – 2006.
- Coeytaux X, Marignac Y. 2004, MOX fuel and high burn-ups struggling with antagonist aims, Report commissioned by Greenpeace International, 29 July 2004
- Cogéma 1979. Rapport public de sûreté usine UP2-800. Cogéma, Établissement de la Hague. Édition de novembre 1979.
- Directive 1996. Directive 96/29 Euratom du 13 mai 1996, JO des communautés européennes, 29 juin 1996.
- EDF 2009. Le cycle du combustible nucléaire d'EDF. Rapport pour la réunion du HCTSIN du 30 novembre 2009.
- EDF 2011. Le recyclage des matières issues du traitement des combustibles usés d'EDF. Exposé SFEN, 5 octobre 2011.
- Goldsmith P. 1997. Document législatif n° 1 – 684/1. Sénat de Belgique, session de 1996 – 1997, 17 juin 1997.
- GRNC 2002. Activité massique des actinides, document de travail du GRNC. Notes personnelles 2002.
- IRSN 2000. Tables de composition et d'activité pour un combustible REP de 17 x 17. Note NT SPRC LCPA 90-212, juin 2000.
- IRSN 2012. Table de composition et d'activité pour un combustible MOX 45 GWj/t refroidi trois ans. Communication personnelle, 29 mars 2012.
- Laponche B, Zerbib J.C, 2011. Plutonium et combustible MOX, Gros plan n° 3. Les cahiers de Global Chance, n° 29, avril 2011.
- Marignac Y. 2003. Le problème de la thermique des piscines à La Hague. Note de synthèse. WISE-Paris, 27 février 2003.
- Marignac Y. 2011. Le « cycle » du combustible nucléaire français : analyse critique du bilan actuel. Notes du 15 juillet 2011.
- OPECST 2001. Rapport sur les possibilités d'entreposage à long terme de combustibles nucléaires irradiés. Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques. N° 3101, 30 mai 2001.
- Schapira J.P. 1990. Une nouvelle stratégie pour le plutonium. La Recherche n° 226, novembre 1990.

Annexe

Tableau n° 5 : Risques toxiques comparés des ensembles produits de fission et produits d'activation et ensemble des actinides dans les combustibles UO₂ et MOX, usés à 45 GWj/t, après trois ans de refroidissement

risque (mSv/μg)	inhalation		ingestion	
	UO ₂	MOX	UO ₂	MOX
combustible usé				
PF + PA	0,45	0,47	0,27	0,23
actinides	24,37	218,30	0,12	1,05
total	24,82	218,77	0,39	1,28

Sources : Directive 1996, IRSN 2000 et IRSN 2012

Tableau n° 6 : Doses engagées par les isotopes du plutonium et des principaux actinides mineurs dans le cas d'inhalation d'aérosols de combustibles par une personne du public

Radionucléide	Période (ans)	Facteur de « modéré » (Sv/Bq)	dose par μg d'U initial (mSv/μg)		
			UO ₂ usé	MOX neuf	MOX usé
²³⁶ Pu	2,87	2,0.10 ⁻⁵	4,40.10 ⁻⁵	1,30.10 ⁻⁴	8,20.10 ⁻⁵
²³⁸ Pu	87,7	4,6.10 ⁻⁵	9,6	72,96	70
²³⁹ Pu	24 065	5,0.10 ⁻⁵	0,67	5,3	2,83
²⁴⁰ Pu	6 537	5,0.10 ⁻⁵	1,18	9,3	7,95
²⁴¹ Pu	14,4	9,0.10 ⁻⁷	4,1	25,79	31,7
²⁴² Pu	376 300	4,8.10 ⁻⁵	5,95.10 ⁻³	0,05	0,05
²³⁷ Np	2,14. 10 ⁶	2,3.10 ⁻⁵	3,66.10 ⁻⁴		9,50.10 ⁻⁵
²⁴¹ Am	432,7	4,2.10 ⁻⁵	1,51		12,8
²⁴² Am	152	1,7.10 ⁻⁸	2,11.10 ⁻⁶		1,22.10 ⁻⁴
²⁴³ Am	7380	4,1.10 ⁻⁵	7,42.10 ⁻²		0,56
²⁴² Cm	0,45	5,2.10 ⁻⁶	0,16		1,43
²⁴³ Cm	28,5	3,1.10 ⁻⁵	4,12.10 ⁻²		0,63
²⁴⁴ Cm	18,1	2,7.10 ⁻⁵	6,92		82,22
Pu total			15,64	113,59	123,04
Pu total + actinides mineurs			24,37		218,3

Sources : Directive 1996, IRSN 2000 et IRSN 20

Tableau n° 7 : Doses engagées par les isotopes du plutonium et des principaux actinides mineurs dans le cas d'ingestion de particules de combustibles par une personne du public

Radionucléide	Période (ans)	Facteur de dose « modéré » (Sv/Bq)	dose par µg d'U initial (mSv/µg)		
			UO ₂ utilisé	MOX neuf	MOX utilisé
²³⁸ Pu	2,87	8,7.10 ⁻⁸	1,91.10 ⁻⁶	5,5*9.10 ⁻⁷	3,55.10 ⁻⁷
²³⁹ Pu	87,7	2,3.10 ⁻⁷	0,048	0,36	0,355
²⁴⁰ Pu	24 065	2,5.10 ⁻⁷	0,003	0,03	0,14
²⁴¹ Pu	6537	2,5.10 ⁻⁷	0,006	0,05	0,04
²⁴² Pu	14,4	4,8.10 ⁻⁹	0,022	0,13	0,163
²⁴³ Pu	376 300	2,4.10 ⁻⁷	2,98.10 ⁻⁵	2,28.10 ⁻⁴	2,54.10 ⁻⁴
²³⁷ Np	2,14. 10 ⁶	1,1.10 ⁻⁷	1,75.10 ⁻⁶		4,54.10 ⁻⁷
²⁴¹ Am	432,7	2,0.10 ⁻⁷	0,007		0,061
²⁴² Am	152	1,9.10 ⁻⁷	3,72.10 ⁻⁸		2,15.10 ⁻⁶
²⁴³ Am	7 380	2,0.10 ⁻⁷	2,62.10 ⁻⁴		0,003
²⁴⁴ Cm	0,45	1,2.10 ⁻⁸	3,76.10 ⁻⁴		0,003
²⁴⁵ Cm	28,5	1,5.10 ⁻⁷	2,00.10 ⁻⁴		0,003
²⁴⁶ Cm	18,1	1,2.10 ⁻⁷	0,031		0,365
Pu total			0,08	0,611	0,62
Pu total + actinides mineurs			0,12		1,05

Sources : Directive 1996, IRSN 2000 et

Effluents liquides et gazeux, principaux radionucléides artificiels

Caractéristiques radioactives et thermiques des combustibles UO₂ et MOX

Taux de combustion : UO₂ 45 GWj/t, MOX 45 GWj/t, Refroidissement = trois années

Tableau N° 8 : Produits de fission et produits d'activation, activité et puissance thermique

Elément	Groupe de radiotoxicité	Emission	Période	UO ₂ 3 ans (45 GWj/t)		MOX 3 ans (45 GWj/t)	
				Activité (TBq/t)	Puissance (W/t)	Activité (TBq/t)	Puissance (W/t)
³ H	4	β	12,3a	30,18	0,04	22,2	0,027
¹⁴ C	3	β	5 730 a	0,038		0,028	
³⁶ Cl	3	β	3,0.10 ⁵ a			3,5.10 ⁻⁴	
⁵⁵ Fe	3	x	2,68 a	45,26	1,60	126	4,44
⁶⁰ Co	2	β, γ	5,3 a	219	68	87	37
⁶³ Ni	3	β	100 a			10,8	
⁹⁰ Sr	2	β	28,2 a	3 213	102	1 674	53
⁹⁰ Y	2	β	58,5 j	3 213	581	1 674	303
⁹⁵ Zr/Nb	4	β, γ	10,7 a	370	15	239	
⁹⁹ Tc	4	β, γ	2,1.10 ⁵ a	0,72	0,013	0,647	0,01
¹⁰⁶ Ru	2	β, γ	373 j	3 374	5,40	6 070	9,71
¹⁰⁶ Rh	2	β, γ	373 j	3 374	1050	6 070	1889
¹⁰⁷ Pd	4	β	6,5.10 ⁶ a			0,133	
¹¹⁰ Ag	2	β, γ	24,7 s	250	49	245	48
¹²⁶ Sn	2	β	1,0.10 ⁵ a			0,0434	
¹²⁵ Sb/ ^{125m} Te	3	β, γ, x	2,76 a	176	15	254	22
¹²⁹ I	4	β, γ, x	1,6.10 ⁷ a	1,53.10 ⁻³	2,50.10 ⁻⁵	1,94.10 ⁻³	3,17.10 ⁻⁵
¹³⁴ Cs	2	β, γ	2,07 a	3217	887	2 650	731
¹³⁵ Cs	4	β	2,3.10 ⁶ a	0,076		0,052	
¹³⁷ Cs	3	β, γ	30,15 a	4 910	137	5020	140
^{137m} Ba	3	β, γ	30,15 a	4 647	493	4740	503
¹⁴⁴ Ce	2	β, γ, x	285 j	3 180	57	3 010	54
¹⁴⁴ Pr	2	β, γ, x	285 j	3 180	658	3 010	623
¹⁴⁷ Pm	3	β, γ	2,62 a	3 186	32	3 600	33
¹⁵¹ Sm	2	β, γ, x	90 a	18,25	0,06	55,7	0,18
¹⁵⁴ Eu	2	β, γ, x	8,6 a	325,7	78	529	127
¹⁵⁵ Eu	2	β, γ, x	4,73 a	380	0,86	130	0,30
Total produits de fission				36 501	4 130	38 503	4 516
Total produits d'activation				440	85	467	63

Sources : Cogéma 1976, IRSN 2000 et IRSN 2012 Nota : t = tonnes de métal lourd initial

Tableau N° 9 : Actinides, activité et puissance thermique

Elément	Groupe de radiotoxicité	Emission	Période	UO ₂ 3 ans (45 GWj/t)		MOX 3 ans (45 GWj/t)	
				Activité (TBq/t)	Puissance (W/t)	Activité (TBq/t)	Puissance (W/t)
²³² U	1	α	69,8 a	1,88.10 ⁻³	1,63.10 ⁻³	1,45.10 ⁻³	1,26.10 ⁻³
²³⁴ U	1	α	2,44.10 ⁵ a	0,05	0,036	0,0253	0,02
²³⁵ U	4	α, γ, x	7,04.10 ⁸ a	5,49.10 ⁻⁴	4,14.10 ⁻⁴	8,94.10 ⁻⁵	6,75.10 ⁻⁵
²³⁶ U	2	α, γ, n	2,34.10 ⁷ a	1,15.10 ⁻²	8,46.10 ⁻³	5,43.10 ⁻⁴	4,00.10 ⁻⁴
²³⁸ U	4	α γ, n	4,47.10 ⁹ a	1,15.10 ⁻²	7,87.10 ⁻³	1,10.10 ⁻²	7,53.10 ⁻³
²³⁷ Np	1	α, γ, x	2,14.10 ⁶ a	1,59.10 ⁻²	0,013	4,55.10 ⁻³	3,61.10 ⁻³
²³⁶ Pu	1	α	2,86 a	2,22.10 ⁻²	0,021	2,09.10 ⁻²	1,96.10 ⁻³
²³⁸ Pu	1	α, γ, n, x	87,7 a	208,75	187	1710	1 530
²³⁹ Pu	1	α, γ, x	2,41.10 ⁴ a	13,41	11	59,1	49
²⁴⁰ Pu	1	α, γ, n, x	6 563 a	23,52	20	163	137
²⁴¹ Pu	1	α, β, γ	14,4 a	4596	0,05	36500	0,41
²⁴² Pu	1	α, γ, n, x	3,7.10 ⁵ a	0,124	0,10	1,17	0,94
²⁴¹ Am	1	α, γ, x	432,7 a	35,97	32	332	299
^{242m} Am	1	β	152 a	0,45		15	
²⁴³ Am	1	α, γ, x	7 370 a	1,81	1,76	14,7	14
²⁴² Cm	1	α, γ, n, x	162,9 j	31,33	31	2750	275
²⁴³ Cm	1	α, γ, n	28,5 a	1,33	1,31	21,5	21
²⁴⁴ Cm	1	α, γ, n, x	18,1 a	256,5	242	2890	2730
²⁴⁵ Cm	1	α	8 500 a	0,03	0,03	0,771	0,64
²⁴⁶ Cm	1	α, γ, n, x	4 730 a	3,49.10 ⁻⁴	3,06.10 ⁻⁴	0,0789	0,69
Total actinides				5 170	527	41 982	5 060

Sources : Cogéma 1976, IRSN 2000 et IRSN 2012, Nota : t = tonnes de métal lourd initial

Un Noël de bure

Conte de Noël. Benjamin Dessus (Global chance)

Le père Anselme était épuisé. Depuis des nuits, il retournait dans sa tête les éléments d'un dilemme qui le minait insidieusement depuis quelques années déjà, mais dont il n'avait pris conscience que tout récemment: la communauté dont il était le prieur régulièrement réélu depuis 20 ans, malgré l'arrivée récente de quelques nouvelles vocations, végétait dangereusement dans la nostalgie d'un passé révolu. Un passé où le corset temporel d'une vie monacale réglée apportait à ses frères, à défaut d'un renouveau mystique, une sérénité quotidienne appréciable, l'estime un peu goguenarde de la hiérarchie ecclésiastique et le respect curieux de la masse des croyants. Le mystère de la messe en latin, le chant grégorien et la culture des herbes ne suffisaient plus aux jeunes générations: le siècle, son rythme infernal, le monde, les faits divers planétaires et le smartphone s'introduisaient insidieusement dans le silence du cloître. Les quelques seniors qui venaient les rejoindre, après avoir fait le tour des honneurs d'une vie professionnelle harassante, et choisi la retraite monacale plutôt que les compromis d'une campagne électorale à l'académie des sciences morales et politiques, n'en exigeaient pas moins la reconnaissance du monde, c'est-à-dire de leurs pairs encore « aux affaires ».

Seul un projet mobilisateur, ancré dans les angoisses du siècle, mais à forte vocation de cette éternité dont ils restaient les spécialistes reconnus, pouvait les sortir de l'impasse.

Les balbutiements du développement durable avaient un instant, au début de ce siècle, paru à notre abbé comme une opportunité à saisir. Le temps y prenait une certaine consistance et la notion de développement pouvait sans doute servir de prétexte à l'épanouissement de l'homme. Mais dix ans de séminaires et de forums planétaires avaient fini par le convaincre de la supercherie. Il devenait dangereux d'associer le nom et l'image de sa communauté à cet oxymore manifestement sans lendemain.

Et puis, il y quelques jours, brutalement, le politique était venu bousculer sa réflexion morose.

Une jeune ministre, aux griffes encore adolescentes, avait décidé d'interpeller la plus vénérable des institutions nationales, l'église de France, et là où cela faisait le plus mal, son patrimoine! Une menace de réquisition planait sur ses plus beaux joyaux, sous le prétexte d'accueillir la part de misère du monde que Michel Rocard avait dû se résoudre à tolérer dans notre beau pays.

Son évêque avait aussitôt réagi en lançant sur les routes de campagne son chanoine chargé des affaires immobilières, pour dénicher les lieux qu'il pourrait mettre en pâture ministérielle sans effaroucher ses ouailles, certes solidaires, mais souvent d'une solidarité délocalisée. Et la grande bâtisse du 19^e siècle, perdue dans la campagne, inconmode, un peu austère, mais manifestement sous occupée par les frères, avait bien plu au grand inquisiteur immobilier. On devrait pouvoir y loger 7 ou 8 familles au grand air, de quoi fermer d'un seul coup le bec aux média et redorer l'image de l'église locale injustement écornée!

Comment refuser cette épreuve pour une communauté façonnée depuis des siècles par l'obéissance et l'esprit de charité? Mais aussi comment supporter l'intrusion brutale du monde, dans cet univers clos qui ne connaissait depuis des décennies que le chuchotement des confessions, le benedictité et la lecture des Saintes écritures du réfectoire comme débordements sonores? Sans compter la télé, les match de football, les femmes, et les voitures.

Alors depuis trois jours et trois nuits, seul dans sa cellule devant le regard un peu penché du Christ en croix qui lui faisait face, il envisageait le pire, l'exil de sa communauté.

D'autres avant lui, avides de silence et de sens, avaient opté pour les fins fonds du Hoggar ou les hauteurs de l'Atlas. Il lui fallait quant à lui trouver un lieu de repli

qui soit à la fois définitivement à l'abri d'appétits immobiliers, porteur de sens pour sa communauté, mais aussi pour les citoyens de son pays.

En cette veille de Noël, après une longue nuit de doute et de prière, le père Anselme, pour se détendre un peu, avait décidé de sacrifier à son péché mignon du mot croisé hebdomadaire. Il se grattait distraitement le mollet, agacé par la bure de sa robe, en cherchant le mot horizontal qui devait conclure la grille « cherche son gardien durable » en quatre lettres.

Il ne partait pas les mains vides puisqu'il disposait déjà du « e » d'une « éternité » verticale qui venait croiser son mot de quatre lettres.

Tout à coup ce fut l'illumination. Le concept qu'il cherchait, la fin de sa quête du Graal étaient devant lui : Bure, non pas celle de sa robe, mais bien cet obscur village des marches de l'est de la France profonde où l'on allait cacher pour les siècles des siècles ces déchets nucléaires que l'on ne saurait voir.

Les débats publics, les prises de position des populations locales et un récent rapport de la Cour des comptes avaient en effet bien mis en évidence de grandes inquiétudes sur la pertinence et le coût des solutions de stockage géologique profond retenues par la loi pour se débarrasser définitivement de cette question lancinante des déchets nucléaires les plus dangereux aux confins du bassin parisien.

Fallait-il, comme le proposaient des ingénieurs omniscients, oublier dans les profondeurs de la terre ces vestiges funestes et compter sur la mère nature pour maintenir fermé le couvercle de cette boîte empoisonnée ?

L'éthique la plus élémentaire ne devait-elle pas au contraire conduire à préférer la mémoire des hommes aux caprices de la nature pour maintenir le diable dans sa boîte ? Et si oui, comment s'y prendre pour éviter l'amnésie qui guette insidieusement les civilisations les plus brillantes ?

À l'évidence, c'est à un ordre monastique qu'il fallait confier la mémoire et l'intégrité de ce haut lieu du génie humain, charge à lui d'en faire la grotte sacrée et reconnue de notre civilisation ! C'est à ceux qui tutoyaient l'éternité que revenait de droit l'entretien d'une mémoire que les plus optimistes estimaient indispensable au moins pour dix mille ans.

Côté pratique, personne ne leur disputerait probablement, dans un avenir prévisible, l'implantation dans ce lieu a priori suspect. Certes, pour une centaine d'années, le calme du lieu serait troublé par la noria des camions venant alimenter le minotaure enterré. Mais la régulation monastique de ce trafic assurerait à la communauté le financement indispensable à son implantation.

Mais ensuite, dès 2125, quel calme, quel environnement pour théoriser la folie des hommes et sonder les mystères de l'éternité !

Et puis, qui sait si ce gardiennage ne s'étendrait pas dans quelques décennies aux sites des centrales nucléaires qu'il faudrait bien un jour fermer. De bons esprits ne prétendaient-ils pas que leur démantèlement allait coûter si cher qu'il vaudrait bien mieux les laisser en l'état, sous bonne garde pérenne ? De quoi assurer un essaimage quasi cistercien de son ordre dont les communautés ne se comptaient plus en Europe aujourd'hui que sur les doigts d'une main.

L'œil brillant, le mollet raffermi, le père Anselme se leva. Il fallait de ce pas, engager les démarches, convaincre sa hiérarchie, préparer les bons frères, alerter les médias.

Le christ en croix, dont il croisa le regard en quittant sa cellule à grands pas conquérants, curieusement, gardait son air penché...

Gaz de schiste, méthane et climat

L'exploitation potentielle des gaz de schistes en France fait l'objet d'un intense débat. Global Chance qui depuis 6 ans tente sans grand succès de faire prendre conscience de l'importance des risques climatiques associés aux émissions de méthane, est évidemment très concernée par ce débat. Les particularités physiques et environnementales de ce type d'exploitation sont très différentes de celles des puits conventionnels et entraînent des conséquences économiques et environnementales que nous soulignons. Nous rappelons d'autre part l'importance qui s'attache à une mobilisation internationale sur la question du méthane

Global Chance

Que penser de l'affaire des gaz de schiste

Benjamin Dessus (Global Chance)

Depuis quelques années un vif débat s'est engagé en France sur la question des gaz de schiste dont des gisements exploitables importants pourraient exister.

Les partisans de leur développement en France se fondent principalement sur les arguments suivants :

- un argument d'indépendance énergétique et de relance de l'activité industrielle sur le modèle que semble connaître les États – Unis,
- un argument de faible nocivité climatique du gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles,
- un argument de faible coût de production
- des réponses potentiellement positives aux questions d'environnement local soulevées par les techniques actuelles, en particulier la fracture hydraulique.

Les tenants de cette thèse tentent de convaincre de la nécessité d'engager a minima des campagnes d'exploration qui permettraient de vérifier la réalité de la ressource, quitte (disent-ils) à surseoir à l'exploitation des gisements jusqu'à ce que les technologies plus respectueuses de l'environnement qu'ils appellent de leurs vœux (et qu'ils souhaitent voir financées) arrivent à maturité. Ils ajoutent que cette exploitation sur le sol français se justifie par les économies de devises et les créations d'emplois que provoquerait une telle activité pendant le temps où le recours au gaz naturel restera nécessaire à la transition énergétique.

Les partisans d'une interdiction totale d'exploration et a fortiori d'exploitation des gaz de schiste se fondent sur les arguments principaux suivants :

- la contradiction notoire entre les objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2020 (-20 %) et à l'horizon 2050 (- 80 %) et le lancement d'une politique de production massive d'énergie fossile émettrice de méthane.

- la contradiction entre un discours de mise à disposition d'une énergie nationale abondante et relativement bon marché grâce au gaz de schiste, et celui d'une forte incitation à des mesures d'économie d'énergie en France alors qu'elle s'y est engagée à hauteur de 20 % en 2020.
- la soustraction de fonds financiers aux énergies renouvelables que constituerait le financement massif de forages de gaz de schiste, alors que la France s'est engagée sur un objectif de 23 % d'énergies renouvelables en 2020.
- la gravité des nuisances locales qu'entraînerait l'exploitation des gaz de schiste (paysages, ressources en eau, pollution des nappes etc.).
- et, plus récemment, l'importance des émissions de gaz à effet de serre induites par les fuites de méthane.

Par contre, ni les défenseurs ni les détracteurs des gaz de schiste ne semblent s'être sérieusement penchés sur les spécificités économiques et industrielles d'une exploitation en France de cette ressource éventuelle.

Pour aborder ce débat en toute connaissance de cause, il est important d'aborder les différentes questions de nature physique et technique qui caractérisent le domaine des gaz de schiste et d'en connaître les spécificités.

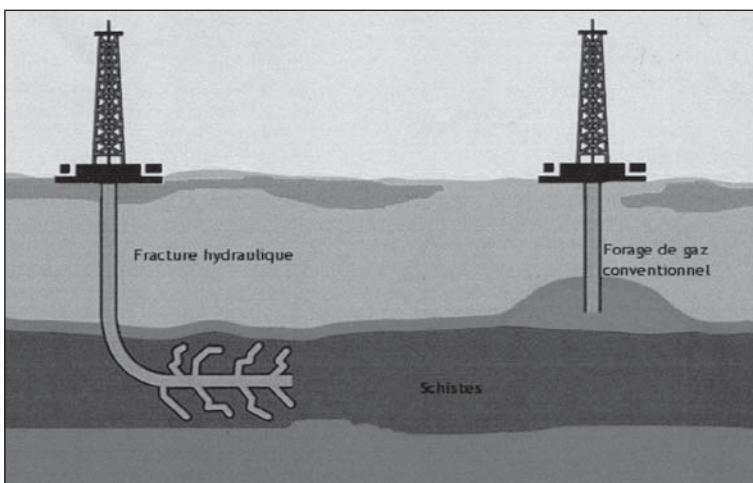
1- Qu'est ce que le gaz de schiste ?

Il s'agit de gaz conventionnel (du méthane) contenu dans une roche que les géologues appellent « roche mère ». Cette roche-mère était initialement un sédiment marin riche en matière organique. Avec l'enfouissement à des profondeurs de 2000 à 3000 mètres, la matière organique, sous l'effet de la température et de la pression, s'est transformée au cours des temps géologiques en gaz qui imprègne la totalité du sédiment devenu une roche microporeuse et imperméable. Une partie du gaz contenu dans la roche mère a été expulsée et a migré vers le haut jusqu'à rencontrer une roche magasin protégée par une barrière étanche pour former un gisement dit « conventionnel ». Une autre partie du gaz, est restée piégée dans la roche-mère pour former un gisement diffus de gaz dit « non conventionnel ». Le gaz de schiste, contrairement au gaz naturel, reste donc piégé de façon diffuse dans les roches à forte teneur en argile où il se forme : il est donc nécessaire de fracturer ces roches pour pouvoir le récupérer. Cette fracturation n'est possible que si l'argile se trouve en présence de calcaire ou de silice qui permettent l'ouverture de ces fractures.

2- Comment l'exploite-t-on ?

Le procédé commun s'appuie sur le forage directionnel (souvent horizontal), associé à la fracturation d'un grand nombre de puits. Il consiste à forer à une profondeur et un angle qui permettent au puits de rester confiné dans la zone potentiellement productrice et à fracturer cette roche pour réaliser des fissures. La fracturation consiste à provoquer un grand nombre de micro-fractures dans la roche contenant le gaz, qui permettent à celui-ci de se déplacer jusqu'au puits et d'être récupéré en surface. La fracturation est aujourd'hui obtenue par l'injection d'eau à haute pression dans la formation géologique. Afin d'améliorer l'efficacité de la fracturation, on ajoute dans l'eau du sable pour empêcher les fractures de se refermer, des biocides pour réduire la prolifération bactérienne dans le fluide et dans le puits, des lubrifiants qui favorisent la pénétration du sable dans les micro-fractures ouvertes par la pression de l'eau et enfin des détergents qui augmentent la désorption du gaz. La fracturation hydraulique d'un puits suppose l'injection sous haute pression de 15 000 à 20 000 m³ d'eau, de 1000 à 1200 tonnes de sable et de 150 tonnes de produits chimiques divers.

Figure 1 : Schéma d'un puits de gaz de schiste et d'un puits de gaz conventionnel



3- Les réserves de gaz de schiste

Le sous-sol terrestre contient sans doute des gisements importants de gaz de schiste, sans qu'on ait une idée claire des quantités réellement exploitables. L'EIA¹, a publié en 2011 une évaluation des ressources potentielles mondiales qui les chiffrait à hauteur des réserves estimées de gaz conventionnel. Ce type d'étude est fondé sur une analyse cartographique des terrains sédimentaires susceptibles de contenir ce type de gaz. On évalue la superficie des couches argileuses potentiellement fertiles en méthane et l'épaisseur de ces couches. On en déduit un volume auquel on associe une évaluation d'un taux de matière organique pour conclure à un volume potentiel de méthane potentiellement présent. Mais le résultat est évidemment très sensible au choix du taux de matière organique contenu dans l'argile. D'autre part, la présence potentielle de méthane dans une couche géologique n'induit pas systématiquement la possibilité d'une exploitation économiquement vraisemblable. L'étude de l'EIA reste donc très approximative et contestée. En Pologne par exemple, les forages d'exploration réalisés semblent montrer que les prévisions de l'étude EIA étaient très surévaluées (un facteur 10).

1 - US Energy Information Agency, chargé des statistiques énergétiques du gouvernement des USA

Figure 2 : Les permis d'exploration de gaz de schiste en 2010



En France, les régions potentiellement riches en gaz de schiste se situent dans l'est et le sud-est de la France comme le montre la carte ci-dessus des permis d'exploration qui avaient été octroyés en 2010 par le ministère de l'écologie et qui ont été abrogés en 2012.

4 - Caractéristiques comparées des puits de gaz de schiste et de gaz conventionnel

La différence principale qui existe entre le gaz conventionnel et le gaz de schiste réside dans la concentration des gisements. Alors que les gisements conventionnels sont le résultat d'une concentration de gaz par remontée de gaz diffus contenus dans des roches poreuses vers des réservoirs de volume restreint, les gaz de schistes se présentent sous forme diffuse dans des volumes très vastes, avec des concentrations volumiques beaucoup plus faibles.

Pour les gaz de schiste, les évaluations des productivités moyennes totales par puits aux États-Unis se situent entre 2 et 3 Bcf² (56 à 86 millions de m³). Stephenson et al³ donnent une productivité moyenne de 2 Bcf par puits (56,6 millions m³) en faisant une moyenne entre des données de production en provenance de US Geologic Survey qui montre que la fourchette pour les puits horizontaux se situait entre 0,9 et 2,6 Bcf par puits. Jiang et al⁴ proposent une moyenne de 2,7 par puits. Nous retiendrons dans la suite de cette étude une valeur de 2 Bcf (56 millions de m³). Cette moyenne recouvre des situations contrastées, avec des puits dont les productivités s'étagent entre quelques millions et plus de 100 millions de m³.

Pour les gaz conventionnels, on dispose d'une première indication : en 2005, à une époque où l'exploitation des gaz de schiste était encore inexistante, la production mondiale de gaz atteignait 2 865 Milliards de m³ pour 425 000 puits en activité⁵. La productivité moyenne annuelle des puits de gaz conventionnel était donc de $2865/425 = 6,74 \text{ m}^3/\text{an}$. Mais cette production était la moyenne de production de puits creusés récemment et de puits plus anciens. Sur la base d'une durée de vie moyenne de quarante à cinquante ans et d'une progression de la production d'un facteur 2 en 40 ans, on peut considérer que la productivité totale moyenne d'un puits est de l'ordre de 50 à 60 fois la production annuelle moyenne des puits de différents âges, soit 350 millions à 400 millions de m³ par puits, entre 5 et 7 fois supérieures à la productivité d'un puits de gaz de schiste (puits offshore inclus). Là aussi, cette moyenne est celle de productivités très variées : à titre d'exemple un puits du gisement de Lacq a une productivité totale exploitable de l'ordre de 2 milliards de m³ (60 milliards de m³ pour 32 puits) en une cinquantaine d'années.

2 - Bcf: billion cubic feet, milliard de pieds cube.

3 - Stephenson, T, Valle, J. E., Riera-Palou X., *Modelling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production. Environ. Sci. Tech.* 45: 10757 10764.

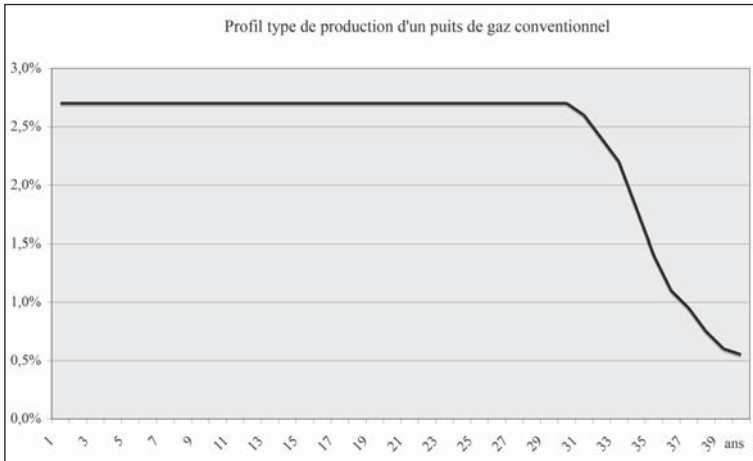
4 - Jiang, M., Griffin, M. W., Hendrickson, C., Jaramillo, P., Van Briesen, J., and Venkatesh, A., 2011.

Lifecycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. Published in Environmental Resource Letters (July-September 2011).

5 - Source UNCTAC.org

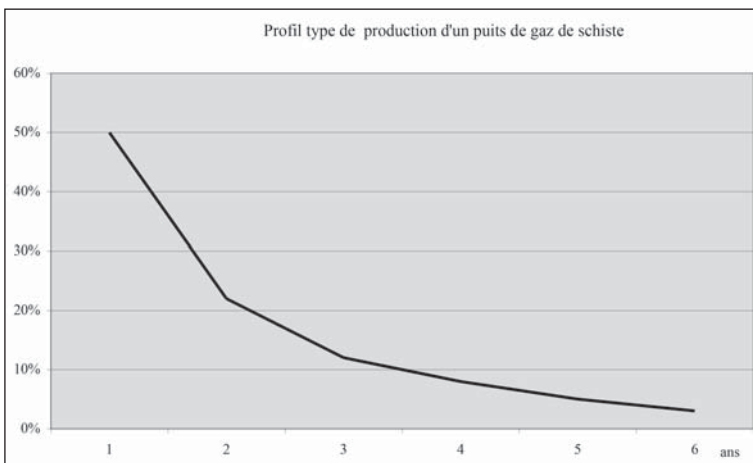
Mais la différence la plus importante réside dans la durée de vie des gisements. Alors que la plupart des puits de gaz conventionnels sont exploités sans baisse significative de leur débit pendant plusieurs dizaines d'années (40 à 50 ans), les puits de gaz de schiste se caractérisent par un débit très rapidement décroissant en quelques années comme le montre les figures 3 et 4.

Figure 3 : Profil type de production d'un puits de gaz conventionnel de durée de vie de 40 ans (en % par an de sa production totale)



Source : B Dessus

Figure 4 : Profil type de production d'un puits de gaz de schiste (en % par an de la production totale)



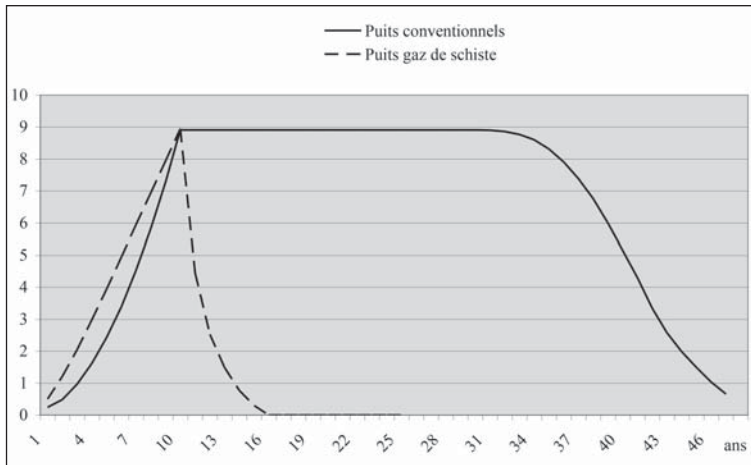
Source : PR Bauquis Les gaz de roche mère, mines Paris Tech

Cette différence de durée de vie moyenne d'exploitation des puits a des conséquences importantes.

On peut en prendre conscience en comparant par exemple les profils de deux programmes de forages, l'un avec des puits de gaz de schiste, l'autre avec des puits conventionnels conduisant à un horizon de 10 ans à la même production de gaz naturel.

Dans l'exemple représenté par la figure 5 on suppose pour les deux stratégies une augmentation linéaire du nombre de forages sur ces 10 ans de façon obtenir la même production la onzième année.

Figure 5 : Profils de production de deux programmes de forage s'étendant sur 10 ans permettant à leur issue de produire 9 unités arbitraires de gaz de schiste.



La figure 5 montre deux profils très différents :

Dans le cas des puits de gaz conventionnel, l'arrêt du forage au bout de 10 ans n'a de conséquences sensibles que 25 années plus tard où la production commence à baisser : 30 ans après l'arrêt du programme de forage, la production est encore de 50 % de la production initiale.

Dans le cas du programme de forage gaz de schistes, il en va très différemment : 2 ans après l'arrêt du programme de forage, la production a déjà chuté d'un facteur 2 et devient marginale au bout de 4 ou 5 ans.

Si l'on veut maintenir à son niveau maximum la production de gaz de schiste, il faut continuer à forer à un rythme voisin de celui de la dernière année du programme. Sinon, la production s'écroule brutalement dès l'année suivante. Aux États-Unis où la croissance de la production a été de l'ordre de 50 % par an depuis 5 ans, la production future sera donc être très sensible au comportement d'investissement à très court terme des industriels, comportement qui peut évoluer très vite en fonction de la conjoncture énergétique et financière.

Il s'agit là d'une exception dans le domaine des hydrocarbures, qu'il s'agisse de pétrole ou de gaz, où la plupart des gisements font l'objet d'une exploitation de longue durée. Plus généralement d'ailleurs les systèmes de production énergétique se caractérisent par des durées de vie qui s'expriment en décennies.

5 - Les questions d'environnement local

C'est sur ce sujet que se sont concentrées les principales polémiques, aussi bien aux États-Unis qu'en France. Elles concernent plusieurs aspects environnementaux et sanitaires.

5-1. L'occupation spatiale des forages et le mitage des territoires.

Figure 6 : paysage d'un champ d'exploitation de gaz de schiste aux États-Unis



L'observation de l'exploitation actuelle des gaz de schiste aux États – Unis montre une densité de puits de l'ordre de 2 à 4 puits au km². Chacun de ces puits occupe de l'ordre de 1,5 à 2 hectares pendant la période de forage et de

fracturation et une surface de 0,4 à 1,2 hectares en phase d'exploitation. À cela s'ajoutent les voies d'accès à ces différents puits qui occupent de l'ordre de deux hectares par km².

C'est donc 4 à 10 % d'un territoire qui sont artificialisés au cours du forage et 2 à 4 % définitivement perdus pour d'autres activités.

On peut néanmoins réduire cette occupation d'un facteur deux à trois au maximum en réalisant plusieurs forages horizontaux dans différentes directions à partir d'un seul puits.

Il n'en reste pas moins que cette activité conduit à un véritable mitage des territoires, avec des conséquences importantes en termes de concurrence d'usage des sols dans les zones agricoles et urbaines et des conséquences sur l'attrait touristique pour les zones peu peuplées.

5.2 La fracturation hydraulique et la gestion de l'eau.

Chaque puits de gaz de schiste exige l'amenée sur le terrain de 15 000 à 20 000 m³ d'eau nécessaires à la fracturation auxquels sont mélangés 100 à 150 tonnes de produits chimiques divers et 1 000 à 1 200 tonnes de sable. L'équipement d'une surface de 10 km² en puits de gaz de schiste suppose donc l'amenée de 600 000 à 800 000 m³ d'eau, de 4 000 à 6 000 m³ de produits chimiques et de l'ordre de 50 000 tonnes de sable et donc la rotation de plusieurs milliers de camions, avec les nuisances qui y sont associées (bruit, pollution locale, dégradation des routes, émissions de CO₂). Plus de la moitié de l'eau injectée reste dans le sous-sol et celle qui est extraite des puits après la fracturation est contaminée par les centaines de produits chimiques qui y sont mélangés et par son passage dans la roche mère qui la charge en sels minéraux divers. Il est donc indispensable de la décontaminer, à la fois pour des raisons sanitaires et pour des raisons de protection de la ressource. Mais même dans le cas où l'eau récupérée est convenablement décontaminée, la perte en eau reste importante et crée des concurrences avec d'autres usages.

Les centaines de produits chimiques utilisés comme additifs dans l'opération de fracturation, dont la plupart sont toxiques ou cancérigènes, sont des polluants qui peuvent s'infiltrer dans les nappes phréatiques et contaminer l'eau que nous consommons.

Les eaux usées qui remontent à la surface, chargées de sels minéraux et de gaz, posent des questions de retraitement qui ne sont pas toutes résolues et émettent des rejets gazeux dont certains sont dangereux pour la santé (en particulier des hydrocarbures cancérigènes).

Quant aux eaux qui restent en sous sol, elles ont tendance à filer dans les zones de moindre résistance, les couches les plus perméables, notamment les aquifères les plus proches. Les risques de fuite sont relativement faibles dans des formations comme le trias ou le dogger du bassin parisien qui sont protégées par un empilement de couches géologiques imperméables. Mais lorsque ces couches comportent des failles qui les mettent en contact avec le système hydrogéologique de surface, comme c'est le cas dans les Causses et la bordure cévenole, les risques de fuites d'eau contaminée et de gaz vers les nappes de surface deviennent très élevées.

On a enfin constaté aux États-Unis sur certains puits des fuites de méthane vers les nappes phréatiques, méthane qu'on retrouve dans l'eau de consommation domestique. On attribue ces fuites à des défauts d'étanchéité des puits. Enfin, l'injection d'eau à très haute pression de la fracturation hydraulique peut entraîner des risques sismiques même s'ils restent modérés : on a déjà constaté des secousses de magnitude de 2,3 sur l'échelle de Richter en Grande Bretagne lors de ces fracturations.

5.3 La production et le transport du sable.

Aux États-Unis le développement des gaz de schiste a entraîné une explosion de la production de sable qui est passée pour ce besoin entre 2009 et 2011 de 7 millions de tonnes à 28 millions de tonnes pour 15 000 fracturations environ. La production, la logistique et la consommation de sable constituent donc aujourd'hui aux États-Unis un véritable défi. Ils risquent de devenir dans ce pays un des éléments limitants au développement des gaz de schiste et une source importante de coûts supplémentaires d'infrastructures diverses (carrières, voies ferrées, etc.).

6- Les questions d'environnement global

Il s'agit essentiellement de la question des fuites de méthane qui accompagnent l'exploitation des gaz de schiste.

Depuis le début des années 2000, la communauté scientifique a pris une conscience plus aigüe de l'importance du méthane en tant que gaz à effet de serre et de l'importance du système gazier dans ces émissions⁶. Trois raisons principales y ont contribué :

- des études plus précises sur le forçage radiatif du méthane ont conduit à proposer un renforcement constant des valeurs du Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) indiquées par le GIEC dans son rapport de 1995 (21 à 100 ans et 72 à 20 ans) et qui ont été initialement retenues par le protocole de Kyoto. Dans son rapport de 2007 le

6 - Benjamin Dessus, Bernard Laponche et Hervé Le Treut, *Effet de serre, n'oublions pas le méthane*, La Recherche, mars 2008, p. 47

GIEC proposait une augmentation du PRG du méthane à 100 ans de 25 contre 21 et des études plus récentes conduisent à proposer une valeur de 33 pour ce même PRG à 100 ans et de 105 à 20 ans (Shindell et al, 2009).

- les craintes d'un réchauffement trop rapide dans les 20 ou 30 ans qui viennent ont conduit à s'intéresser au PRG du méthane à plus court terme, à 20 ans par exemple,
- le développement extrêmement rapide de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis.

Depuis 2006 la plupart des études montrent que l'exploitation du gaz naturel non conventionnel par fracturation hydraulique aux États-Unis entraîne des émissions de méthane nettement plus élevées que celles du gaz conventionnel comme le montre le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 : Émissions comparées du gaz conventionnel et du gaz de schiste (hors transport et distribution)⁷ en % de la production

Auteurs	Conventionnel	Gaz de schiste
Hayhoe et al. (2002)	1.2 %	
Howarth et al. (2011)	1.4 %	3.3 %
EPA (2011)*	1.6 %	3.0 %
Hultman et al. (2011)	1.3 %	
Jiang et al. (2011)		2.0 %
Venkatesh et al. (2011)	1.8 %	
Burnham et al. (2011)	2.0 %	1.3 %
Stephenson et al. (2011)	0.4 %	0.6 %
Cathles et al. (2012)		0.9 %
Petron et al. (2012)		4.0 %

L'étude de Pétron et al qui, à la différence de la plupart des autres, a été effectuée sur une année complète, semble la plus robuste, bien qu'elle ne concerne qu'un seul puits. Elle recoupe bien les données obtenues par Howarth⁸ sur les émissions qui accompagnent l'extraction de l'eau de fracturation du puits qui constitue la principale différence d'émissions avec les puits conventionnels.

Dans ces conditions, en tenant compte du transport et de la distribution (dont le poids semble se situer entre 0,7 % et 1,5 %), les émissions de méthane des puits non conventionnels apparaissent comme supérieures de 40 à 60 % à celles des puits de gaz conventionnel.

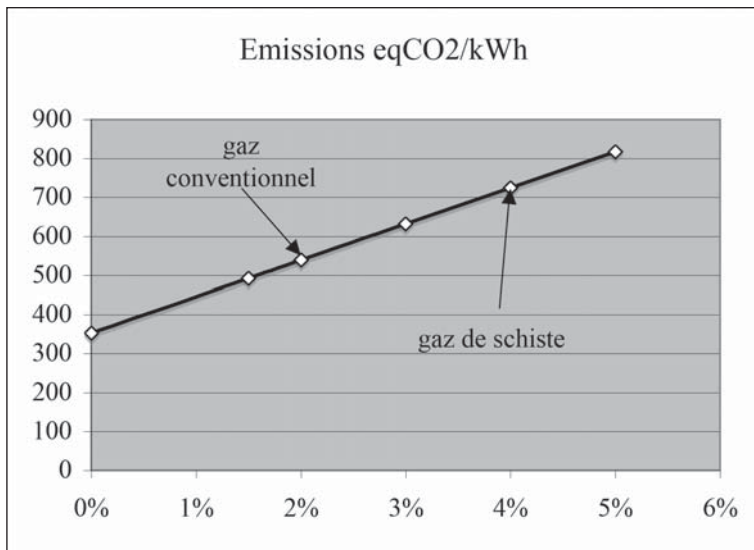
On peut néanmoins penser que des améliorations puissent être réalisées sur l'étape d'extraction de l'eau de fracturation à la condition d'installer en sortie de puits un système de dégazage de l'eau efficace, au prix d'investissements supplémentaires.

On peut prendre conscience de l'importance potentielle de ces fuites de méthane en examinant les conséquences qu'elles pourraient avoir sur la production d'électricité avec des cycles combinés à gaz (CCG) réputés pour être particulièrement modestes en émissions de gaz à effet de serre par rapport à leurs concurrents charbon et pétrole. C'est l'objet de la figure 7.

7 - Schaefer K, Zhang T, Bruhwiler L, and Barrett A. (2011). Amount and timing of permafrost carbon release in response to climate warming. *Tellus* 63 : 165-180. doi : 10.1111/j.1600-0889.2011.00527.x, Stephenson T, Valle JE, Riera-Palou X (2011). Modeling the Relative GHG Emissions of conventional and shale gas production, *environ sci tech* 45 10757-10764, Hultman N and al(2011). The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. *Environ. Res. Lett.* 6 : 044008, doi :10.1088/1748-9326/6/4/044008, Jiang M. and al(2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environ.* 6 : 034014, doi :10.1088/1748-9326/6/3/034014, Lelieveld J and al, Low methane leakage from gas pipelines, *Nature* :434 : 841-842, Petron G, and al(2012). Hydrocarbon Emissions Characterization in the Colorado FrontRange – A Pilot Study. *Journal of Geophysical Research*, in press, doi :10.1029/2011JD016360, Venkatesh A, and al(2011). Uncertainty in lifecycle greenhouse gas emissions from United States natural gas end-uses and its effect on policy. 45 : 8182-8189, Cathles LM and al(2012). A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.WHowarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. *Climatic Change*, doi :10.1007/s10584-011-0333-0.

8 - Howarth RW and al (2011). Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change Letters*, doi : 10.1007/s10584-011-0061-5, Howarth RW and al (2012). Venting and leakage of methane from shale gas development : Reply to Cathles et al. *Climatic Change*, doi :10.1007/s10584-012-0401-0

Figure 7 : Émissions en geq CO_2 par kWh d'un cycle combiné de rendement 0,58 pour différents taux de fuites du système gazier (effet de serre à 20 ans PRG = 72, hyp GIEC 1995)



Les émissions au kWh comptées en grammes équivalent CO_2 à 20 ans (avec le coefficient 72 donné par le GIEC en 1995) dues aux fuites de méthane viennent plus que doubler celles de la combustion du gaz naturel pour un taux de fuite de 4 %. Si l'on adopte la valeur de PRG de 105 qui résulte des dernières estimations, ce doublement intervient pour des fuites de 2,8 %.

Si les fuites de méthane totales atteignent 5 % les cycles combinés à gaz naturel ne présentent plus aucun avantage d'émission de GES par rapport à des centrales classiques à charbon pulvérisé.

À un niveau plus global, dans leur dernière évaluation⁹, Howarth and al considèrent qu'à horizon de 20 ans, les émissions de méthane actuelles représentent aux États-Unis près de la moitié des émissions totales de gaz à effet de serre et les émissions fugitives du système gazier 17 % des émissions totales. C'est évidemment considérable. Même si ces chiffres doivent encore être affinés par de nouvelles campagnes de mesure, il apparaît clairement qu'un développement important des gaz de schiste dans l'état actuel des techniques risque d'avoir des conséquences importantes sur le climat à court et moyen terme.

7 – Les aspects économiques : le risque d'une pyramide de ponzi

La comparaison des caractéristiques physiques des puits traditionnels et des puits de gaz de schiste ne semble pas a priori en faveur de ces derniers : la profondeur et les difficultés de forage sont au moins aussi importantes et souvent plus importantes pour un puits de gaz de schiste que pour un puits traditionnel. D'autre part il faut forer en moyenne plus de puits pour produire la même quantité totale de gaz naturel. Même en supposant des coûts de forage identiques, on s'attend donc à trouver des coûts de production nettement plus élevés pour le gaz de schiste que pour le gaz conventionnel.

Aux États-Unis pourtant, le développement des gaz de schiste s'est accompagné d'une réduction des prix du gaz sur le marché. Les phénomènes de surproduction par rapport à la demande qui se sont très probablement produits du fait de la crise du logement qui a accompagné celle des subprimes ont sans doute conduit des producteurs à vendre à des prix inférieurs à leurs coûts de production. Mais une bonne part d'explication à ce développement réside dans les caractéristiques mêmes de cette production dont le profil temporel est très différent et celui du gaz conventionnel.

On peut en donner un aperçu à travers un calcul comparatif simplifié qui consiste à comparer les coûts de production d'un puits de gaz conventionnel à celui d'un puits de gaz de schistes produisant respectivement des quantités totales P_1 et P_2 cumulées de gaz naturel au cours de leur durée d'exploitation.

Le premier projet, celui de gaz conventionnel, exige un investissement initial I_1 et produit pendant 40 ans selon le profil de la figure 3.

Le second, celui de gaz de schiste, exige un investissement I_2 et produit pendant 6 ans selon le profil de la figure 4.

Si l'investisseur n'affichait aucune préférence pour le présent par rapport à l'avenir, l'arbitrage qu'il aurait à réaliser se bornerait à comparer les valeurs I_1/P_1 et I_2/P_2 .

9 - Howarth and al, Methane emissions from natural gas systems Background paper for the National Climate Assessment Reference number 2011-0003

Mais si, comme c'est toujours le cas, l'investisseur affiche une préférence pour le présent par rapport à l'avenir, en utilisant pour ses calculs de rentabilité un taux d'actualisation positif (par exemple le taux des emprunts que lui accorde son banquier) le calcul devient un peu plus complexe. Le choix d'un taux d'actualisation x revient en effet à considérer que la production réalisée l'année n après la mise en route est affectée d'un coefficient $1/(1+x)^n$. Le coût de la part d'investissement dans celui du gaz s'écrit alors :

$$C_1 = I_1 / \sum_{n=1}^6 1/(1+x)^n \text{ et } C_2 = I_2 / \sum_{n=1}^{40} 1/(1+x)^n$$

Si le taux d'actualisation est de 10 %, la valeur cumulée actualisée de la production du gaz de schiste atteint 83 % de la production physique totale P_t , alors que celle de la production du gaz de puits conventionnel n'atteint que 26 % de cette même production P_t .

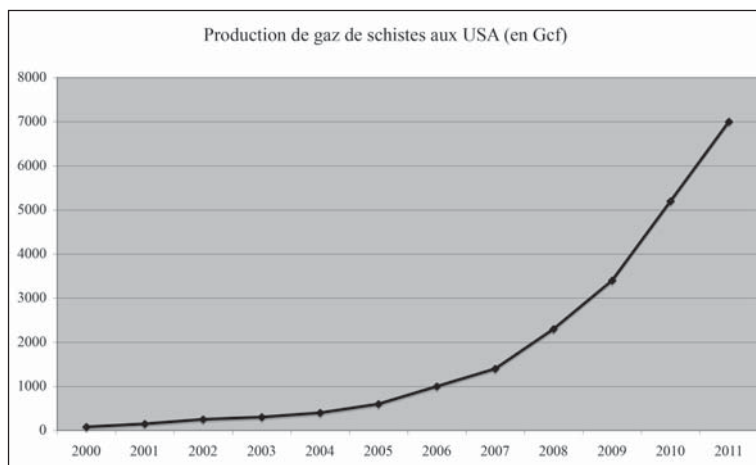
$$C_1 = I_1 / 0,26 P_t \text{ et } C_2 = I_2 / 0,83 P_t$$

La prise en compte d'un taux d'actualisation de 10 % diminue le coût du capital dans le coût total de production du gaz de schiste d'un facteur $86/26 = 3,3$ par rapport à celui du gaz conventionnel.

Autrement dit, pour un taux d'actualisation de 10 %, un industriel peut, pour une même rentabilité, investir 3,3 fois plus dans un forage de gaz de schiste que dans celui d'un puits de gaz conventionnel de même productivité totale.

Le très rapide retour sur investissement des opérations de forage des gaz de schistes est donc un élément déterminant de son développement aux États-Unis qu'illustre la figure 8.

Figure 8 : Évolution de la production de gaz de schiste aux États Unis depuis 2000 (en milliards de pieds cube)



Source : IHS

Selon le bureau d'études américain IHS¹⁰, aux États-Unis, les coûts d'investissement (forage, fracturation, raccordement, etc.) observés se situent dans une fourchette de 3 à 12 millions de dollars avec une moyenne par puits de 6,6 millions \$¹¹ : 32 % pour le forage, 56 % pour la fracturation, 12 % pour les installations et le transport du gaz. Ces coûts de forage et de fracturation bénéficient d'un effet d'échelle du fait de leur nombre annuel (7000 en 2011). La concentration géographique des forages permet en effet une utilisation optimale des outils de forage et de fracturation.

Ces coûts de forage, souvent cependant plus élevés que ceux des puits traditionnels du fait de la fracturation, se comparent par contre favorablement aux coûts des forages en mer qui sont systématiquement nettement plus élevés que ceux des forages terrestres.

D'autre part le droit minier américain qui reconnaît au propriétaire du sol celle du sous-sol, favorise le développement par essaimage en « rhizome » autour des premiers forages productifs.

Enfin, les foreurs disposent de conditions fiscales très intéressantes qui leur permettent, à travers un amortissement accéléré (dans l'année qui suit le forage), d'éviter les impôts sur les bénéfices qu'ils engrangent dans leurs opérations de forage de pétrole et de gaz offshore.

10 - *America's new energy future : the unconventional oil and gas revolution and the US economy.*

11 - En 2011 7000 puits ont été forés et ont fait l'objet d'une fracturation pour un montant de 46,5 milliards de \$ soit 6,6 M\$ par forage en moyenne.

Dans ces conditions, les forages de gaz de schiste disposant de débits initiaux souvent nettement supérieurs à ceux des puits conventionnels, peuvent trouver une rentabilité industrielle dans ce pays, même si leur productivité totale reste très inférieure à celles de la plupart des puits conventionnels dont l'exploitation complète exige des dizaines d'années. C'est ainsi par exemple qu'à coût de forage égal, un forage de puits de gaz de schiste de productivité totale de 50 millions de m³ et de 25 millions de m³ de débit initial dégage la même rentabilité qu'un puits conventionnel de productivité totale de 200 millions de m³ mais de débit annuel 5 fois plus faible.

Mais la question qui se pose aujourd'hui où la crise immobilière a fait chuter la demande de gaz est de savoir si les investisseurs vont continuer à financer les forages à un rythme suffisant. Si certains d'entre eux y renoncent ou diffèrent leurs investissements comme on commence à le constater aux États-Unis, on assistera très vite à une chute de la production de gaz de schiste. On assiste aujourd'hui à un redéploiement de l'activité des foreurs en direction du pétrole de schiste beaucoup plus rentable car le prix de vente du pétrole aux États-Unis reste élevé. Comme ces puits contiennent généralement aussi du gaz, celui-ci peut être vendu à bas coût en sus du pétrole.

Mais alors que toutes les autres filières de production d'énergies fossiles se caractérisent par une grande inertie et donc par une forte pérennité, celle des gaz de schiste se caractérise par contre par sa très grande volatilité.

En France, la situation serait très différente.

Il n'existe pas aujourd'hui de tissu important d'entreprises de forage comme il en existe aux États-Unis où les capacités de forage permettent de démarrer simultanément plusieurs milliers de chantiers de forage (les rigs).

D'autre part les zones en France où il existe a priori des gisements de gaz de schiste sont soit dans des vallées peuplées où l'espace nécessaire aux forages serait difficile à trouver sans créer des concurrences d'usage des sols et des nuisances majeures, soit dans des zones beaucoup moins peuplées mais accidentées qui présentent des difficultés d'accès importantes ou sont protégées pour des raisons paysagères.

Enfin le droit minier français ne permet pas au propriétaire d'un terrain d'y forer sans contrainte. La procédure des permis d'exploration puis d'exploitation d'un gisement éventuel y est donc beaucoup plus complexe qu'aux États-Unis.

L'ensemble de ces contraintes a toutes chances d'augmenter considérablement les délais, les coûts de forage, de fracturation et d'exploitation de la ressource potentielle.

Il ne serait donc pas raisonnable d'imaginer, si la ressource se révélait existante et exploitable, un développement des gaz de schiste en France homothétique de celui qu'ont connu les États-Unis. Le rythme de développement éventuel et les coûts d'accès ont toutes les raisons d'y être très différents.

8 – La question des emplois

Le rapport d'octobre 2012 du bureau d'études IHS déjà cité traite cette question pour les États-Unis¹². L'activité gaz de schiste y a produit 24 Bcf/ jour pour 187 000 emplois directs en 2012. Cette même année 40 milliards de \$ ont été investis dans cette activité et il est prévu d'investir 59 milliards de \$ en 2015 pour produire 4Bcf de plus qu'en 2012 avec la création de 263 000 emplois. L'investissement supplémentaire de 19 milliards \$ aura donc permis la création de 263 000 – 187 000 = 76 000 emplois, soit environ 250 000 \$ ou 200 000 € par emploi.

En France, une récente étude de l'ADEME¹³ montre que les investissements supplémentaires réalisés entre 2006 et 2012 sur l'ensemble des énergies renouvelables, de 4 milliards d'euros¹⁴, ont permis de produire 5,7 Mtep supplémentaires en 2012 et de créer 36 000 emplois directs en France, soit 110 000 euros par emploi et 700 €/tep¹⁵.

Pour les économies d'énergie dans le bâtiment par exemple on trouve un ratio d'investissement encore beaucoup plus faible. En effet entre 2006 et 2012 l'investissement de 2,6 milliards € supplémentaires s'est accompagné de la création de 50 300 emplois soit de l'ordre de 50 000 €/emploi.

Ces chiffres montrent que des stratégies alternatives d'investissement d'efficacité énergétique, voire d'énergies renouvelables, sont au moins aussi porteuses (voire nettement plus pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment) en terme d'emplois directs que l'activité gaz de schiste.

La création d'emplois directs par une activité gaz de schiste n'est donc pas un argument discriminant en faveur de cette activité par rapport à d'autres activités énergétiques comme les économies d'énergie ou les renouvelables.

En termes d'emplois induits, le même rapport de IHS en indique un nombre élevé (de l'ordre de 700 000). Ces emplois sont la conséquence du faible coût du gaz qui permet de revivifier des industries chimiques qui utilisent

12 - *Amerca's new energy future : the unconventional oil and gas revolution and the US economy IHS octobre 2012.*

13 - *Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables : état des lieux des marchés et des emplois.*

14 - *Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables : état des lieux des marchés et des emplois, Ademe Stratégies et études, nov 2012.*

15 - *Encore faut-il prendre conscience du fait que les chiffres d'investissement par tep ne sont pas directement comparables puisque les durées de vie des installations sont très différentes.*

le gaz comme matière première ou les industries fortement consommatrices de gaz combustible. Il faut cependant souligner que la création de la majorité de ces emplois, directement liée au faible coût du gaz est totalement antinomique avec tous les projets de limitation des émissions de gaz à effet de serre qui se traduiraient dans tous les cas par une forte augmentation des prix du gaz à ces industries, surtout s'il se confirme que les fuites de méthane de la production de gaz de schiste sont élevées.

Éléments de conclusion

À l'issue de ce tour d'horizon technique et économique, un certain nombre de conclusions paraissent se dégager :

- l'exploitation des gaz de schiste présente avec les technologies actuelles de très graves nuisances environnementales aussi bien au niveau local que global qui justifient amplement son interdiction dans un pays comme la France.
- même si des progrès techniques très importants, mais non encore acquis, étaient réalisés dans les années qui viennent sans remettre en cause l'économie de l'exploitation éventuelle, les émissions de gaz à effet de serre supplémentaires importantes qu'entraînerait une telle exploitation sont contradictoires avec la volonté actuelle de notre pays de réduire ses émissions,
- contrairement à certaines affirmations, et à supposer que la France dispose de gisements de gaz de schiste réellement intéressants, il est loin d'être acquis que leur exploitation puisse s'y effectuer à des coûts compétitifs. On sait par contre que le développement éventuel de cette activité à des niveaux significatifs exigerait des investissements récurrents de grande ampleur pour maintenir une production au-delà de quelques années.
- les financements importants nécessaires à cette activité potentielle très capitalistique sont moins porteurs d'emplois directs que les activités d'économies d'énergie et les emplois induits très sensibles aux politiques de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.
- il existe des incertitudes majeures sur la pérennité d'une activité qui exige un renouvellement de l'investissement initial très rapide pour se maintenir, renouvellement sans lequel la production nationale risque de s'effondrer en quelques années.

Dans ces conditions, on voit mal l'intérêt qu'il y aurait pour les pouvoirs publics à autoriser des forages d'exploitation comme le demandent avec insistance les industriels du secteur. S'ils montraient la présence d'une ressource exploitable, ces mêmes pouvoirs publics seraient en effet instantanément soumis à une pression majeure des industriels du secteur pour les autoriser à en entreprendre l'exploitation, malgré les risques et les pollutions locales, au mépris des objectifs de réduction des émissions de GES auxquels la France s'est engagée, et au risque de voir les efforts d'économie d'énergie et de promotion des énergies renouvelables ralentir dangereusement pendant de longues années.

Le changement climatique c'est sérieux ?

Arthur Riedacker (ancien membre de la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre)

En 2008 les pays du G8 réunis à Hokkaido au Japon se sont engagés à diviser par deux les émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Cet objectif a été soutenu par les pays signataires de la Convention sur le climat, même par les États Unis, bien que ces derniers n'aient par ailleurs, contrairement aux autres pays riches, jamais pris d'engagement de réductions quantifiées de leurs émissions dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Cet engagement, basé sur les travaux du Groupe Intergouvernemental pour l'Étude du Climat (GIEC, IPCC en anglais)¹, doit éviter les risques et dangers d'une dérive climatique susceptible de devenir incontrôlable en cas de dépassement, d'ici cette date, d'une augmentation de la température moyenne du globe supérieure à 2 °C. Cela suppose de maintenir d'ici là les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère en dessous de 450 ppm.

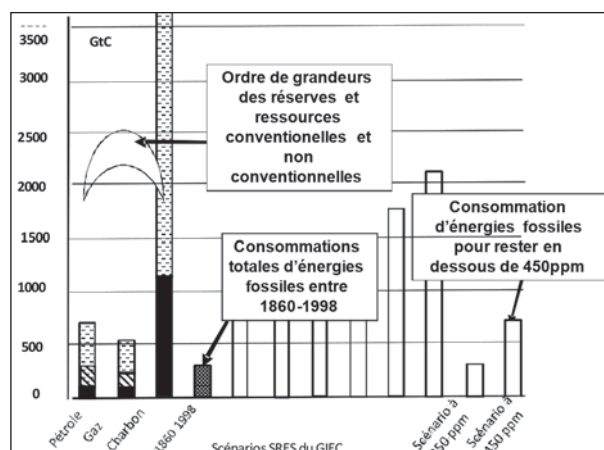
Très légitimement, les experts se sont donc penchés sur la question des scénarios d'émissions de GES pour éviter une augmentation supérieure à 2 °C. C'est en principe encore à notre portée soulignait récemment Valérie Masson-Delmotte², dans l'un des scénarios - *le plus optimiste* - du prochain rapport du GIEC, à paraître en 2014.

Regardons donc ces scénarios et en particulier ce que cela suppose comme choix dans l'utilisation des combustibles fossiles.

Vers des pénuries de combustibles fossiles ?

Ce n'est pas la pénurie naturelle de combustibles fossiles qui va permettre d'atteindre la stabilisation du climat. Les ressources fossiles seront toujours supérieures à la capacité d'absorption et d'auto-régulation du système climatique. Cette conclusion figurait déjà dans le résumé pour décideurs du troisième rapport du GIEC de 2001 (Fig. 1)

Fig. 1 : Quantités de carbone présentes dans les réserves et les ressources de pétrole, de gaz et de charbon par rapport aux émissions historiques des combustibles fossiles entre 1860 et 1998.



1 - Conclusions du troisième rapport de 2001 confirmées par le quatrième rapport de 2007

2 - La Recherche, février 2013

Ces consommations sont comparées aux émissions pour divers scénarios d'émissions, d'ici 2100, et au scénario de stabilisation à 450 ppm de GES dans l'atmosphère³.

Dès le second rapport du GIEC de 1995⁴, on estimait que les réserves de pétrole conventionnel identifiées en 1990 (6000 EJ – 144 milliards de tep) atteignaient presque le double des consommations historiques entre 1860 et 1990 (80 Gtep) et que celles de pétrole non conventionnel (de sable bitumeux, d'huile de schistes, etc.) étaient encore légèrement supérieures (170 Gtep) aux réserves conventionnelles.

Pour le gaz, on estimait les consommations historiques jusqu'en 1990 de ressources conventionnelles à 115 Gtep et de ressources non conventionnelles dont celles des « schistes »⁵, (ou des shale) à 165 Gtep.

Pour le charbon les consommations historiques étaient estimées à 220 EJ et les ressources identifiées à plus de 1 000 Gtep.

À côté de ces ressources théoriquement exploitables il y en a d'autres comme les clathrates (des hydrates de méthane du fonds des océans), qui étaient évaluées alors à plus de 19 000 Gtep. Mais celles-ci ne seront peut-être jamais exploitables ; elles sont encore techniquement inaccessibles. En outre, leur exploitation risque de s'accompagner de fuites très importantes de méthane vers l'atmosphère.

Christophe de Margerie, PDG de Total, dans une interview au journal Le Monde du 11 janvier 2013 confirme l'importance des gisements d'énergie fossile : « *Les découvertes et le développement de nouvelles technologies ont permis d'accroître les ressources pétrolières dont le monde dispose sur le long terme. Grâce en particulier aux huiles et gaz de schistes. Concernant le pétrole nous estimons que nous disposons de plus de cent ans de ressources sur la base des consommations actuelles. Et plus de cent trente ans pour le gaz. En revanche nous sommes confrontés au « peak capacity », c'est-à-dire à notre capacité à transformer toutes ces ressources en réserves développées. Le niveau de production de pétrole devrait donc commencer à plafonner vers 2020-2025.* »

Ce ne sont donc pas les pénuries de ressources fossiles qui vont limiter suffisamment les émissions de GES des combustibles fossiles. Ni, sans doute, les coûts d'exploitation des divers gisements, mais bien, idéalement, une réduction volontaire de l'utilisation de ces combustibles fossiles, ainsi qu'un choix des ressources les moins dommageables pour le climat. Avec l'objectif de limitation des concentrations de GES dans l'atmosphère à 450 ppm plus des deux tiers des réserves actuellement prouvées d'énergies fossiles - estimait l'AIE à la conférence sur le climat de Doha en décembre 2013- ne devront d'ailleurs pas être exploitées d'ici 2050!

Le gaz d'abord ?

Dans une optique d'arbitrage entre différentes ressources fossiles, il est donc légitime de s'intéresser tout d'abord au gaz naturel. Le gaz naturel ne dégage en effet lors de sa combustion que 2,4 t de CO₂ par tep (tonne d'équivalent pétrole, ou 42 GJ) contre 3,2 t et plus de 4 t de CO₂, respectivement pour le pétrole et le charbon. En outre, quand ce gaz est utilisé pour la production d'électricité, les différences d'émissions sont encore plus grandes : à l'avantage du gaz naturel, puisque les rendements des centrales à charbon classiques n'atteignent qu'environ 35 %, contre près de 60 % pour les centrales à gaz modernes à cycles combinés⁶. Si l'on pouvait capturer et stocker géologiquement le gaz carbonique résultant des combustions dans les centrales thermoélectriques, après la combustion, ce qu'on appelle généralement la CSC, (Capture et Stockage du CO₂ ou CCS en anglais), le surcoût par kWh électrique, bien que conséquent, serait évidemment nettement inférieur avec du gaz comme énergie primaire à la place du charbon encore utilisé dans la moitié des centrales électriques thermiques des États Unis et dans la majeure partie de ces centrales en Chine et en Inde.

On ne s'étonnera donc pas que l'Agence Internationale pour l'Énergie mette aujourd'hui l'accent sur le scénario gaz présenté ci-dessous (fig. 2). Dans ce scénario il s'agit, notamment, d'accroître tout d'abord l'efficacité énergétique, de remplacer du charbon par du gaz et surtout, à partir de 2025, de stocker le gaz carbonique résultant des combustions du gaz naturel.

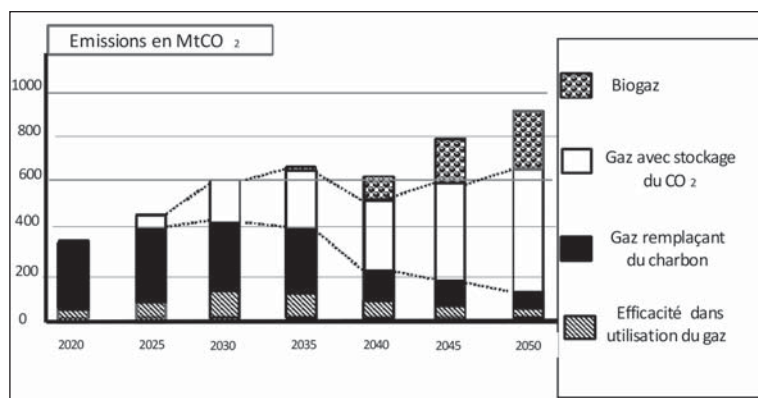
3 - D'après la figure 2 du résumé pour décideurs du troisième rapport du GIEC, (2001).

4 - Rapport de base « Impacts adaptation et réduction des émissions de GES », 879 pages, tableau B-3, page 87).

5 - Traduction inexacte de « shale gas » pour le gaz naturel extractible des roches sédimentaires, les schistes ne renferment en effet pas de gaz naturel cf. Normand Mousseau (2010) *La révolution des gaz de schistes* ; Éditions Multimondes, Québec 146 pages,

6 - Par exemple de l'ordre de 820 g de CO₂ par kWh électrique pour une centrale à vapeur à charbon contre 430 à 470 g pour une centrale à gaz avec un rendement de 52 %. Source : Guide Biomasse Énergie, Publication de l'IEPF Collection Point Repère N° 4 Sous la direction d'Yves Schenckel et Boufeldja Abdallah avec la collaboration d'Arthur Riedacker et de Philippe Girard 2005.

Fig. 2 : Scénarios d'utilisation du gaz pour éviter une augmentation de la température moyenne du globe supérieure à 2 °C d'ici 2050



(D'après la présentation de l'AIE à la conférence sur le climat à Doha, en décembre 2012)

La capture - stockage géologique du CO₂ (CSC) et les fuites de méthane lors de l'exploitation des gaz de schistes dans ce scénario ?

Ce scénario pose deux problèmes : D'une part arrivera-t-on vraiment à des coûts de CSC par tonne de CO₂ acceptables ? Et d'autre part, les fuites de méthane accompagnant l'extraction des gaz de schistes (ou de shale) ne sont-elles pas susceptibles de remettre en cause l'avantage présumé de ce gaz par rapport au charbon ? Si « le changement climatique c'est sérieux »⁷, il convient certainement de regarder d'un peu plus près ces deux questions.

Le stockage géologique du CO₂

Pour la CSC voici ce que recommandait Bert Bolin, premier président du GIEC, dans son intervention aux Nations Unies en mai 1992 : à côté de l'augmentation de l'efficacité énergétique, « les technologies pour séquestrer le gaz carbonique issu des combustions d'énergies fossiles méritent des investigations, car nous dépendons encore pendant un certain temps des ces combustibles comme sources primaires d'énergie ».

Beaucoup de spécialistes travaillent sur cette question depuis le début des années 1990. Mais dans la pratique, on repousse régulièrement les échéances de mise en place de cette technique, en apparence séduisante :

- On a abandonné l'injection du gaz carbonique dans le fond des océans ; parce que cela acidifiait localement la mer et aussi parce que, sous l'effet de la circulation des masses d'eau et du réchauffement qui réduit sa solubilité, ce gaz risquait de repartir ultérieurement vers l'atmosphère.
- On a également avancé le danger des fuites lors du transport dans des carbo-duc. Car à la différence du méthane et de l'hydrogène, dont les densités sont inférieures à celles de l'air et qui de ce fait montent et se diluent dans l'atmosphère quand ils s'échappent, le gaz carbonique reste tout d'abord près du sol. Ce qui peut entraîner des insuffisances d'oxygène dans les zones de fuite, comme par exemple celles qui ont été constatées jadis à l'occasion de fuites naturelles du lac Nyos.
- Certains craignent aussi qu'après enfouissement, non pas dans les anciennes poches de gaz ou de pétrole, mais dans certains aquifères salins, le gaz puisse à nouveau s'échapper. La combinaison du gaz carbonique avec certaines roches comme les péridotites permettrait de remédier à cet inconvénient.
- Les sites d'enfouissement proches des lieux d'émissions pourraient en outre être insuffisamment nombreux et trop mal répartis pour que cette technique puisse se développer largement. Mais en fin de compte ce qui paraît le plus réhibitoire est le coût de la CSC, que certains industriels ont essayé d'évaluer. Celui-ci se situerait encore autour de 100 \$ la tonne de CO₂. Et aucun de ceux que nous avons interrogés n'estime actuellement qu'il puisse atteindre moins de 60 \$ la tonne de CO₂ avant 2020. Or, sur le marché des droits d'émissions européens le prix de la tonne de CO₂ oscillait, avant la crise de 2008, entre 15 et 20 € la tonne de CO₂ ; il est maintenant d'environ 6 €, c'est-à-dire presque dix fois inférieur au prix estimé de la CSC en 2020.

Pas étonnant donc qu'aucune des nouvelles centrales électriques à charbon, pour lesquelles on avait pourtant annoncé qu'elles seraient couplées à des CSC, n'ait encore été équipée de ce procédé. Pour l'instant, et depuis le début des années 1990, on en est toujours au stade des recherches. Il paraît donc peu probable que cette option puisse vraiment devenir économiquement viable de sitôt. Il y a encore de sérieux progrès techniques et économique à réaliser avant de pouvoir envisager l'introduction et la diffusion à réellement grande échelle de ce procédé.

7 - Titre du journal « Le Monde » attribuant cette affirmation à Christophe de Margerie.

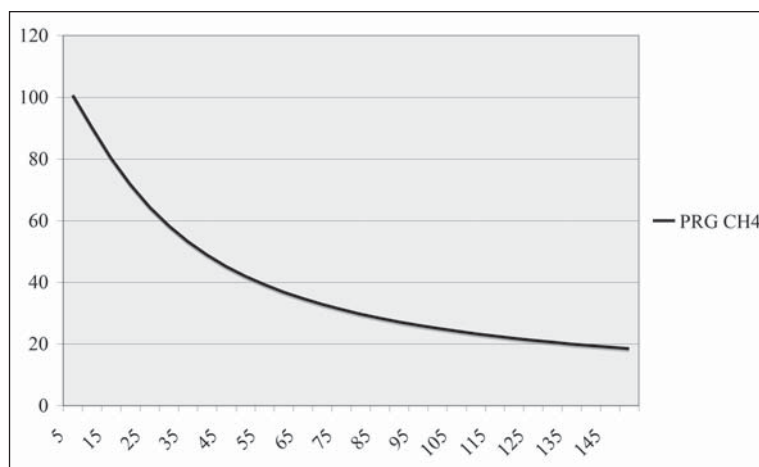
Les fuites de méthane

Dans ce qui précède on a par ailleurs supposé qu'il n'y avait pas de fuites de méthane entre le site d'extraction et son site d'utilisation. Or il y en a⁸. Dans ces conditions l'avantage du gaz sur le charbon se maintient-il ?

Une tonne de méthane émise dans l'atmosphère provoque en effet selon le GIEC, à l'horizon de 20 ans, un réchauffement entre 64 fois (chiffres des années 1990) et 72 fois (chiffre plus récent) plus important que l'émission d'un même poids de gaz carbonique. À l'horizon de 100 ans, étant donné que le méthane a une durée de vie inférieure à celle du CO₂, cet effet n'est, toujours selon le GIEC, plus que de 20 à 23 fois plus important que celui du CO₂. Pour un horizon de 50 ans, ce potentiel, désigné sous le nom de Pouvoir de Réchauffement Global (PRG), se situerait autour de 42 (cf. Fig. 3 et tableau Dessus et al. 2008⁹).

Compte tenu de la décroissance du PRG, ces derniers ont proposé d'utiliser des valeurs du PRG en fonction des horizons temporels choisis (Fig. 3). Ainsi, si on voulait réellement stabiliser le climat d'ici 2050 il faudrait au moins retenir en 2015, tout au moins pour le méthane, un PRG de 53, c'est-à-dire au moins deux fois plus important que celui (entre 21 et 25) qui est habituellement retenu pour un horizon de 100 ans !

Fig. 3 : Évolution du PRG du méthane en fonction des horizons temporels considérés (Dessus et al. 2008)



Année	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
PRG	101	90	80	72	64	58	53	49	45	42
Année	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
PRG	39	37	35	33	31	30	28	27	26	25
Année	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
PRG	24	23	23	22	21	21	20	19	19	18

Daniel et al.(2009) reconnaissent, dans le rapport du GIEC sur les métriques alternatives¹⁰, que « les PRG ont de nombreuses insuffisances, bien documentées, quand ils sont utilisés dans les métriques pour atténuer le changement climatique dans une approche multi-gaz » (...) Si l'on autorise des droits à polluer permettant d'échanger les émissions de CO₂, contre du CH₄ ou d'autres gaz à effet de serre de durées de vie encore plus courtes (que le méthane) en utilisant un PRG à 100 ans, un forçage radiatif à long terme supplémentaire est ajouté au système (...). En faisant de tels échanges (et avec ces équivalences à 100 ans pour le méthane et le gaz carbonique comme par exemple dans les projets MDP du Protocole de Kyoto) le forçage radiatif est prolongé.(...) Si le PRG continue à être choisi dans la métrique des protocoles internationaux il est essentiel que les décideurs politiques soient bien informés des conséquences des choix des horizons temporels ».

Dans leurs conclusions de 2009 les experts du GIEC reconnaissent par ailleurs dans le résumé exécutif que :

- (3) Le PRG à 100 ans est utilisé dans le Protocole de Kyoto. Les valeurs numériques du PRG peuvent dépendre fortement du choix de l'horizon. Le choix de tout horizon implique des jugements de valeurs en termes d'engagements futurs concernant le forçage radiatif.
- (4) Des informations en temps utile sur les futurs objectifs politiques faciliteraient la recherches de métriques alternatives.

8 - La remise du rapport de l'EPA (Agence pour l'Environnement des États Unis) sur la vaste enquête sur les gaz de schistes qui devait paraître fin 2012 semble maintenant reportée à 2014. Entre temps le directeur de l'EPA aura changé de même que le Secrétaire d'État à l'Énergie (Le Monde 8/2/ 201).

9 - Dessus B., B. Laponche et H. Letreut (2008) Réchauffement climatique : l'importance du méthane, Cahier de Global Chance N° 24 mars 2008 et des mêmes auteurs (2013) Quelles émissions de gaz à effet de serre faut-il réduire, La Recherche, février 2013, N° 472, 46-50.

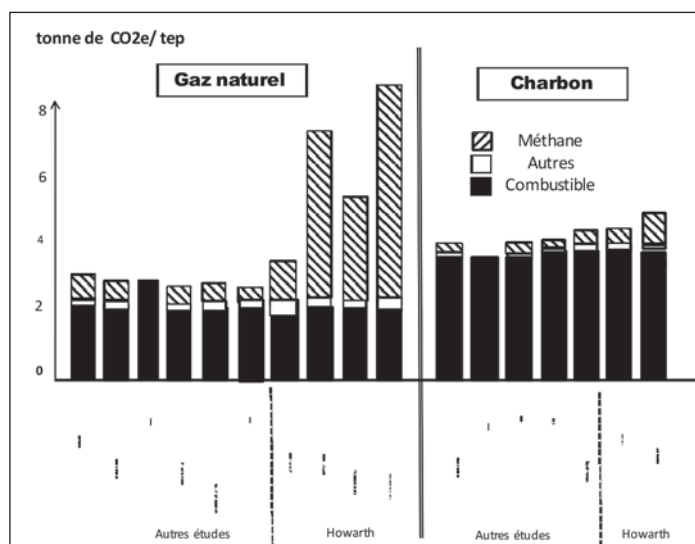
10 - Plattner G.K., Stocker T., Midgley P., et Tignor M. (2009), IPCC Expert Meeting on the Science of Alternatives Metrics, 75 pages, IPCC publication. Il y est précisé que c'est un "Supporting material prepared for consideration by the Intergovernmental Panel on Climate Change. This material has not been subjected to formal IPCC process review".

Conséquences du choix des PRG pour les gaz de schistes

Benjamin Dessus, dans l'article « Que penser de l'affaire des gaz de schistes »¹¹ décrit bien les processus d'extraction et les nuisances que peuvent générer ces extractions. Nous nous contenterons donc ici de souligner les malentendus que l'ignorance de cette décroissance temporelle du PRG du méthane peut entraîner. Des études récentes d'Howarth et al.(2011), de l'Université de Cornell aux États Unis, ont montré qu'avec les méthodes actuelles d'extraction, les fuites, en particulier pour les gaz de schistes, pourraient ne pas être négligeables. Cela pourrait remettre en cause, tout au moins pour le climat, la supériorité des gaz de schistes par rapport au charbon, et bien évidemment aussi par rapport au pétrole.

L'UIG (Union internationale du gaz) d'où est tiré la Fig. 4 ci-dessous, conteste cependant les conclusions d'Howarth et al. 2011. Elle avance que d'autres études montrent que, malgré les fuites de méthane, l'avantage du gaz ne serait pas à remettre en cause. Dans toutes les études les autres émissions liées à l'extraction comme la gestion de l'eau génèrent des gaz n'ayant qu'un faible effet de serre supplémentaire par rapport aux émissions provenant de l'utilisation des combustibles. Elle reproche à Howarth et al. (2011) « d'avoir utilisé un potentiel de réchauffement (PRG) du gaz supérieur à celui largement accepté par le GIEC » et de n'avoir pas utilisé les données de l'EPA (Agence Américaine pour l'Environnement) et donc ne pas aboutir aux mêmes conclusions que les autres auteurs¹². Or ces autres auteurs employaient, mais cela n'est pas précisé dans la brochure, des PRG à des horizons de 100 ans. Pas étonnant donc qu'il y ait des divergences...

Fig. 4 : Analyses de cycles de vies pour le gaz et le charbon d'après diverses études, dont celle de Howarth et al (2011).



Ces analyses tiennent compte des émissions provenant de fuites de méthane (en hachuré) accompagnant l'extraction des combustibles et les émissions de GES provenant de la gestion de l'eau (en blanc) et de la combustion du gaz naturel ou du charbon (en noir).

Howarth et al. distinguent pour le gaz naturel les émissions des extractions conventionnelles et des extractions de gaz de schiste (shale gas). Pour le charbon ils distinguent les extractions de charbon affleurant et souterrain. On a exprimé ici les émissions en tonnes eq CO₂ par tep.

Quelles conclusions tirer ?

« Si le climat c'est sérieux », et si l'objectif retenu par le G8 réuni à Hokkaido en 2008 est sérieux, il importe que les négociateurs de la Convention climat, mandatés par leurs pays, demandent officiellement au GIEC de préciser la métrique qu'il convient de retenir pour le méthane à différents horizons temporels¹³, notamment pour limiter le réchauffement moyen mondial à moins de 2 °C d'ici 2050. Il convient à cet effet de suivre les procédures officielles de saisine du GIEC par les gouvernements sous la Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement cli-

11 - Dans ce même numéro de Global Chance.

12 - Shale Gas. The Facts about the Environment Concerns, (juin 2012), Brochure de l'Union Internationale du Gaz, juin 2012, pages 36-37 (www.igu.org).

13 - Par exemple la courbe des PRG proposée par B. Dessus, B. Laponche et H. Letreut. Grâce à un mandat politique clair donné par les gouvernements au GIEC, qui est un organe intergouvernemental. Ce dernier devrait alors pouvoir répondre positivement et rapidement à cette demande. H. Letreut est en effet par ailleurs membre du groupe I du GIEC (de celui qui s'occupe de la science du climat) et Jean Jouzel, vice-président de ce même groupe. Ils devraient donc pouvoir appuyer cette demande de manière interne au GIEC.

matique. Cela exige notamment que le gouvernement français mette cette question à l'ordre du jour d'une réunion des parties à la convention climat, par exemple pour la prochaine réunion de mai 2013.

D'autre part, compte tenu des menaces pour le climat que constituent les fuites de méthane, notamment lors de l'exploitation des gaz de schistes, il importe de renforcer sérieusement les études et mesures relatives à ces fuites, et le cas échéant, de proposer un moratoire mondial¹⁴ pour l'exploitation des gaz de schistes, en attendant que l'on ait réussi à mettre au point des techniques qui rendent réellement ces fuites négligeables pour le renforcement de l'effet de serre et qui rendent par ailleurs l'exploitation de ces ressources acceptable localement¹⁵.

À défaut il faudrait peut-être envisager d'instaurer, pour les importations de produits fabriqués dans les pays exploitant, ou utilisant, des gaz de schistes (de shale) et dont le niveau moyen d'émissions de GES par habitant est égal ou supérieur à la moyenne européenne (comme par exemple les États Unis, le Canada et l'Australie), une taxe carbone aux frontières de l'Europe. Cela devrait évidemment également inciter à plus de rigueur et de précautions les Polonais ainsi que les Anglais qui envisagent d'autoriser l'exploitation des gaz de schistes.

Si, compte tenu de l'ampleur que semblent prendre les gaz de schistes dans les bouquets énergétiques mondiaux, les questions que nous venons de poser n'étaient pas prises en compte correctement, à quoi serviraient les inventaires de gaz à effet de serre par pays ? Et comment ferait-on alors pour diviser réellement les émissions par 2 d'ici 2050 au niveau mondial comme le recommandaient les chefs d'états du G8 réunis à Hokkaido en 2008 ?

« Aucun pays du monde, soulignait déjà en 1990 Mostafa Tolba, alors Secrétaire Général du Programme des Nations Unies pour l'Environnement, « ne peut protéger son propre morceau de ciel ni réduire les émissions de gaz à effet de serre au-dessus de son territoire uniquement. Nous avons besoin d'un véritable partenariat mondial »

14 - Le Québec impose un moratoire total sur les gaz de schiste en attendant l'évaluation du BAPE selon Alexandre Robillard, *La Presse Canadienne* Publication : 06/02/2013. Aux États Unis le gouverneur du New Jersey avait imposé un moratoire d'un an, mais celui-ci risque d'expirer avant la remise du rapport de l'EPA.

15 - e qui est une autre exigence qu'on ne peut ignorer. Voir à ce sujet l'article de B. Dessus.

L'électricité

Le caractère inéluctable ou non de la pointe électrique engendrée par les différents usages de l'énergie, sa gestion et la variabilité des énergies électriques engendrent un regain d'intérêt important pour les différents moyens de stockage de l'électricité, en particulier les barrages hydrauliques. Après la critique d'une étude du bureau d'études IED sur la pointe électrique, nous proposons une nouvelle approche de l'usage des grands barrages en synergie avec le développement local des énergies renouvelables.

Global Chance

IED, Pinocchio, le chat, le renard et la pointe

André Marquet (Global Chance)

C'est peut-être en s'inspirant de l'exemple de Pinocchio que l'Institut Énergie et développements de Montreuil (IED) a cru devoir se livrer en septembre 2012 à l'exercice titré « *Expertise sur les conséquences d'une sortie éventuelle du nucléaire* ».

Dans les deux cas il est beaucoup question de la pointe.

Chez IED la pointe est électrique et correspond à un besoin de pointe qu'il convient par-dessus tout de préserver et d'allonger.

Chez Pinocchio, la pointe du nez s'allonge fortement quand il ment au grillon-qui-parle pour suivre les conseils de Gédéon le chat aveugle et Grandcoquin le renard boiteux.

Le scénario IED est un scénario électrique qui veut tout remplacer, tout cumuler, même et surtout à la pointe de puissance, et qui a déjà fait ses preuves il y a presque quarante ans. On disait alors tout électrique, tout nucléaire. Et pendant quarante ans on a fabriqué de la pointe, justement ce que le nucléaire ne sait pas faire. Et bien sûr, en même temps, on a fabriqué le plus possible de nucléaire.

IED n'essaye surtout pas d'explicitier ce qu'il y a dans cette pointe électrique. Puisque c'est un besoin qui existe déjà aujourd'hui, il n'y a pas de raison qu'elle ne s'allonge pas à l'avenir, puisque qu'elle s'est toujours allongée, chez nous en tout cas ; et puis comme on dit tout augmente. Comme le nez de Pinocchio quand il essaie de retourner au pays des jouets.

Et tous ceux qui essaient de réduire la pointe électrique sont des méchants puisque c'est un besoin vital. D'ailleurs pour leur apprendre, on va leur corriger leurs scénarios électriques à eux, pour qu'ils fournissent quand même la pointe exigée par IED et même un peu plus pour les punir ! Et puis d'abord tout doit devenir électrique ! Comme cela, la pointe trouvera de quoi s'allonger démesurément, toujours

comme le nez de Pinocchio quand il était une marionnette, avant qu'il ne devienne un garçon raisonnable.

Pour montrer que la pointe est un besoin, IED revient aux débuts de l'électricité, dans les années 20 par exemple. Quand les gens rentraient chez eux, ils allumaient la lumière à la tombée de la nuit presque tous ensemble, et ont appelé chaque jour une grosse pointe de puissance : le facteur k (la puissance additionnée de tous les foyers à la tombée de la nuit, divisée par la puissance moyenne des foyers toute la journée) était donc important à l'époque, même si la pointe de puissance ne devait être que de quelques mégawatts (MW). Aujourd'hui le facteur k est toujours aussi important, RIEN N'A DONC CHANGE nous explique IED. N'écoutez pas les méchants qui prétendent que c'est la faute au chauffage électrique. La vérité c'est qu'on a besoin de la pointe ! Il faut savoir fournir le facteur k !

Il y a pourtant un renard sous cette affirmation (beaucoup ont mis trente ans à s'en rendre vraiment compte) : la pointe électrique a changé de camp. Elle continue de se produire tous les soirs, mais elle augmente énormément et longtemps en hiver, quand il fait très froid, pour atteindre et dépasser 100 000 MW (100 GW), comme en décembre 2010 ou en février 2012. Bien sûr on s'éclaire davantage, mais les experts disent que chaque fois que la température baisse d'un degré en hiver la puissance appelée augmente de 2 200 MW et que le chauffage électrique à lui tout seul demande quand il fait très froid une puissance de 35 à 40 Gigawatt (1 GW = 1 000 MW) un gros tiers de la puissance totale que peut fournir le parc français ! « ça, IED n'en parle pas ! Cette pointe-là est trop précieuse, même si elle fait s'allonger le nez démesurément quand on se contente, comme le ferait le chat Gédéon, de suggérer que le facteur k n'ayant pas tellement changé, la pointe n'a guère changé de nature entre quelques MW hier et 100 000 MW aujourd'hui !

Il y a un deuxième renard (toujours ce Grandcoquin !). Tous ces Gigawatt de pointe ne sont pas fournis, loin s'en faut, par le nucléaire qui sait très mal les produire, mais largement par des centrales à fioul, à charbon, à gaz, et par nos barrages hydrauliques que l'on vide vers les vallées au moment où on en a le moins besoin chez les agriculteurs et les autres usagers de l'eau. Mais comme il faut bien la fournir, cette puissance de pointe, on fait croire que c'est une raison pour augmenter le nombre de centrales nucléaires. « ça n'a pas grand-chose à voir, mais un renard boiteux peut bien faire croire cela à Pinocchio comme il lui a fait croire au champ des miracles, et comme tant de gens y ont crû depuis quarante ans !

Mais trêve de discussions, IED se doit de faire un exemple: le scénario Négawatt. Sans perdre son temps à le discuter davantage puisqu'il ne fait pas pousser la pointe et qu'il ose prétendre qu'on saurait stocker de l'électricité en en faisant du gaz, même si ce n'est qu'en 2030, le méprisable scénario Négawatt est exclu du jeu et jeté à la poubelle ! Ah, mais !

Quant aux autres méchants scénarios, les jumeaux RTE qui s'inscrivent dans la poursuite de la crise référence et nucléaire bas et celui de l'arrêt des tranches (nucléaires) à quarante ans tous truffés de maîtrise de l'électricité grenelleuse et inatteignable, une fois qu'IED leur a rallongé la pointe encore plus que la sienne, comme le nez de Pinocchio, ils prennent des airs un peu déglingués et c'est bien fait pour eux ! Reste alors le scénario IED, paré de toutes les vertus et qui promet seul le progrès dans tous les domaines, avec 75 % de nucléaire in aeternum¹, et un facteur de pointe inoxydable $k = 1,6$.

Cette histoire électrique avait déjà été racontée dans les années 1970 avec un succès inespéré. Certains pensent qu'elle peut encore servir. Il paraît qu'ils voudraient suivre à nouveau les conseils du chat aveugle et du renard boiteux, recommencer l'aventure de Pinocchio et retourner encore au pays des jouets pour y monter des pointes géantes, comme au temps des marionnettes.

Qu'on se rassure cependant, le nez de Pinocchio ne traverse pas les frontières, pas plus que le scénario IED. Il suffit d'aller voir en Allemagne où l'on ne comprend rien au besoin de pointe et où le fameux facteur k , de 1,6 chez nous, se réduit chez eux à 1,25. Ils n'écourent pas les chats et les renards rencontrés sur les chemins. Pourtant les Allemands aiment bien les bêtes.

Heureusement pour Pinocchio qui se retrouverait avec un nez en zig-zag, et surtout pour IED dont le nez pointu raccourcirait brutalement de 178 GW installés à 139 GW². Une catastrophe !

¹ - D'autant que, comme dit IED « tout restera en France » : par exemple, il n'y aura jamais de transfert de technologie vers la Chine, ou d'autres pays émergents, c'est juré...

² - Tiens, justement, $178 - 139 = 39$ GW ; c'est rigolo, ça ressemble à la puissance de pointe du chauffage électrique...

Un scénario alternatif pour le renouvellement des concessions hydroélectriques :

organiser conjointement la complémentarité des énergies renouvelables entre elles et la maîtrise des consommations.

André Marquet (Global Chance)

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques de 2006 a mis le droit français en conformité avec le droit européen et ouvert les concessions hydrauliques à la concurrence.

Depuis, nombre d'entre elles arrivant à échéance dans les prochaines années, il avait été prévu de les réattribuer par vagues successives, parfois même par anticipation dans certains cas. Ces concessions sont aujourd'hui principalement attribuées à « l'opérateur historique » EDF (80 %) et depuis quelques années à GDF-Suez via sa filiale SHEMA (17 %).

Cette réattribution des concessions hydrauliques a donc été initiée sur la toile de fond du mouvement de libéralisation des marchés énergétiques européens et notamment de celui de l'électricité.

Une partie de ces concessions porte sur des usines de lacs et éclusées qui représentent un potentiel important de stockage d'énergie gravitaire, de l'ordre de 39 TWh, et un productible de puissance électrique d'un peu plus de 20 GW mobilisables quasi instantanément pour faire face à des appels de pointe, et contribuer ainsi très efficacement à l'équilibre du système électrique.

Après une valse-hésitation de 3 ans, ce type de réattribution n'étant guère dans la culture française, une première vague était prévue en 2012 (elle concernait 10 « concessions de vallées » a priori pour 5 200 MW de puissance installée, représentant une cinquantaine

d'ouvrages – cf. tableau en annexe). Elle sera sans doute encore repoussée.

Au second semestre 2012, la ministre en charge de l'énergie, Mme Batho, a fait valoir qu'elle ne souhaitait pas poursuivre directement dans la voie suivie jusqu'à présent. Mais, constatant le degré d'avancement des appels d'offres, elle a demandé la mise à l'étude de scénarios alternatifs.

Faut-il réattribuer ces concessions d'énergie de pointe aux opérateurs « historiques » qui les revendiquent ? Au risque de voir leur usage retourner au statu quo ante et continuer à les voir mobilisées au profit de la demande globale du chauffage électrique en hiver, dès que le froid s'installe et s'accroît, conjointement avec les centrales à flamme ?

Ou bien, tout en restant dans le cadre d'une charte de service public, mais à une échelle plus décentralisée, faut-il chercher comment combiner l'attribution de ces concessions avec l'ouverture des appels d'offres aux candidats européens qui se sont manifestés¹ – certains d'ailleurs bien engagés dans le développement des ENR – et qui font valoir les règles de concurrence de l'UE ? Comment alors éviter que la concession

1 - Parmi les candidats : EDF, GDF-Suez SHEMA, E.ON-Hydrocop, Vattenfall, ENEL, Statkraft, Fortum, BKW International, CNR/Gaz Électricité de Grenoble, Direct Énergie/Axpo, Iberdrola, Verbund/Poweo, Alpiq, SNCF/Rhodial/Vattenfall... généralement appuyés au besoin sur des intervenants ayant l'expérience de l'hydraulique. Les motivations sont à l'évidence diverses...!

nouvelle ait un caractère seulement spéculatif sur les marchés spots pour les producteurs candidats, notamment ceux qui n'ont pas de clientèle en France ?

Dans la perspective d'un recours accru aux énergies renouvelables, il y a là une occasion importante de trouver un chemin original et d'éviter de voir ces capacités de stockage revenir purement et simplement aux pratiques antérieures, au seul prix de quelques ajustements. Au contraire, ce peut être un moyen de consolider progressivement un parc énergétique renouvelable, fournissant une énergie garantie répondant à une demande mieux maîtrisée.

En somme, au lieu de se concentrer seulement sur la production, assigner comme objet à la concession de traiter d'un ensemble maîtrise de la consommation + production.

Un scénario alternatif consisterait à utiliser à une échelle locale ou régionale, plus proche des utilisateurs, le stockage d'énergie hydraulique (lacs et éclusées) pour régulariser la production d'énergies renouvelables dites variables : éolien et solaire principalement. En demandant aux candidats opérateurs des sites concédés d'investir conjointement dans ces énergies variables, en complémentarité optimisée du productible hydraulique, ET dans la maîtrise des consommations d'électricité à l'échelle territoriale considérée.

Peut-être ainsi couperait-on court enfin aux sempiternels et simplistes discours prétendant que chaque investissement dans les énergies renouvelables implique un investissement en rapport, voire équivalent, en centrales à flammes !

Et peut-être trouverait-on aussi le moyen d'une exploitation mieux équilibrée de la ressource en eau.

Les trois critères d'attribution qui avaient été auparavant mis en avant dans le cadre des projets d'appels d'offres étaient les suivants :

1. investir pour augmenter la production hydroélectrique de l'ordre de 10 % en modernisant les dispositifs de production hydroélectrique associés aux retenues d'eau ;
2. améliorer l'impact environnemental en augmentant les débits réservés, les lâchers d'eau, les dispositifs de préservation de la faune halieutique...
3. prévoir une redevance substantielle (c'est-à-dire un partage de la rente hydraulique) au profit des collectivités locales... et de l'État ?

On pourrait déjà, pour certains ouvrages hydroélectriques, se poser la question d'optimiser le productible non seulement en énergie, mais aussi et surtout en puissance, en fonction des besoins prévisionnels du programme conjoint consommation/ENR/stockage hydraulique. L'investissement de l'ouvrage de retenue (le barrage) étant amorti de plus ou moins longue date, il serait intéressant d'examiner si les capacités en puissance de l'ouvrage, déterminées

voici une cinquantaine d'années ou plus, dans un contexte énergétique bien différent, mériteraient ou non d'être accrues pour faire éventuellement face à des appels de puissance plus importants. Cela pourrait demander des investissements nouveaux dans des accroissements de capacité des conduites et galeries hydrauliques, ainsi que dans les groupes de production électriques des usines.

Au-delà, pourquoi ne pas proposer, donc, d'introduire un quatrième critère qui valoriserait les candidats fortement engagés à la fois dans le développement des énergies renouvelables et dans l'indispensable maîtrise des consommations, afin :

- de mettre en pratique les complémentarités des premières entre elles, d'une part,
- et d'encourager des projets locaux de réduction des besoins de consommation électrique, à la fois en énergie ET en puissance de pointe ?

Puisque la rente hydraulique correspond à des ouvrages très largement amortis, et qu'est produite de l'électricité à haute valeur ajoutée (en attirant par là bien des convoitises de producteurs), il n'est pas absurde de demander aux candidats d'investir dans les énergies renouvelables complémentaires, solaire et éolien surtout, mais aussi dans des modes d'utilisation qui puissent servir de modèle de sobriété énergétique en rapport avec la promotion des dites renouvelables, voire dans le traitement social du besoin énergétique de base ; et ce, dans les différents secteurs économiques présents dans l'environnement des ouvrages concédés.

En quelque sorte, la concession engloberait non seulement l'exploitation des ouvrages hydroélectriques et leur ré-optimisation au regard des critères initialement avancés, mais aussi des actions territoriales impliquant des investissements en renouvelables complémentaires, au besoin avec des conditions de développement et de localisation industrielles, ainsi que des actions corrélées et négociées au niveau décentralisé, de maîtrise de la demande d'électricité (énergie ET puissance), le tout formant un ensemble cohérent, ayant éventuellement recours à une gestion de réseau intelligent (« smart grid »).

On pourrait ainsi à la fois maintenir une orientation ouverte de service public décentralisé agissant dans le sens d'une maîtrise de l'équilibre consommation/production et rester dans un cadre de concurrence entre les candidats à cet exercice ainsi complété et encadré. Des expérimentations à assez grande échelle pourraient être mises sur pied avec des acteurs et des modèles différents tenant compte des situations locales, régionales... À l'État de fixer un cadre, aux collectivités locales de négocier à l'échelle appropriée le périmètre contractuel de la concession.

Ce périmètre des appels d'offres, avant l'échéance de lancement d'une nouvelle tranche de renouvellement

et d'élargissement des concessions, inclurait donc, outre la réponse aux critères initiaux :

- dans un délai fixé, à déterminer, un programme de mise en œuvre d'une puissance installée de production électrique renouvelable (éolien, solaire, ou autre, sur critère de variabilité) en rapport avec la puissance hydroélectrique concédée et sa capacité de régulation ;
- une analyse des renforcements possibles en puissance des ouvrages hydrauliques concessibles ;
- un projet de profil de vente de l'énergie ainsi produite à un prix négocié avec les collectivités locales et le ou les gestionnaires de réseaux concernés ;
- un programme de MDE faisant apparaître des économies d'électricité au moins du même ordre de grandeur, en énergie et en puissance, que le productible nouveau installé ; le tout à réaliser dans le même ordre de délai que l'investissement en renouvelables ;
- l'association du gestionnaire de réseau concerné pour instaurer une gestion locale intelligente du système ainsi modifié ;
- une contribution aux financements et aux montages financiers facilitant la mise en place de cet ensemble d'actions.

Les collectivités qui soutiennent le développement des renouvelables avec des moyens financiers réduits devraient trouver de l'intérêt à une telle construction.

Trois remarques s'imposent :

- si des productions renouvelables nouvelles sont installées dans le territoire proche de la concession hydraulique concernée, leur connexion au réseau peut bénéficier des raccordements des installations hydroélectriques préexistantes, dans la mesure où elles interviennent de manière complémentaires et non en surplus.
- les producteurs auront donc intérêt (et y seraient incités) à organiser les lâchers d'eau de sorte qu'ils compensent la variabilité des productions nouvelles ; ces lâchers seraient beaucoup mieux répartis dans l'année que pour la fourniture de la pointe hivernale, et donc les autres utilisateurs de l'eau, agriculture et vie halieutique notamment, y trouveraient aussi un meilleur équilibre, en rejoignant le critère n° 2.
- lorsque des équipements de pompage sont associés, les productions renouvelables nouvelles pourraient contribuer efficacement au pompage et à l'accumulation en amont des barrages, et par là, à la régulation d'ensemble du réseau, alors qu'on leur fait souvent le procès inverse.

ANNEXE : Les premières concessions hydroélectriques prévues à renouveler ou à interrompre et réattribuer : les « dix vallées »

Concession nouvelle – vallée	Puissance maximum (MW)	Concessionnaire précédent
OSSAU	203	SHEM (GDF-Suez)
LAC MORT (Romanche)	10	EDF
TÊT	37	SHEM (GDF-Suez)
LOURON	56	SHEM (GDF-Suez)
DRAC	218	EDF
TRUYERE	2014	EDF
BISSORTE (Arc)	882	EDF
DORDOGNE	1551	EDF / SHEM
BEAUFORTAIN	128	EDF
BRILLANNE-LARGUE (Durance)	45	EDF



www.global-chance.org

Pourquoi soutenir Global Chance et son projet éditorial ?

Madame, Monsieur,

Pour Global Chance et ses membres, les menaces globales qui pèsent sur l'humanité doivent être considérées non comme une fatalité et une source de ségrégation supplémentaires, mais bien comme une incitation à promouvoir la solidarité entre les peuples, l'imagination technique, politique et sociale, au service d'un développement soutenable pour tous et non pour quelques-uns.

Dans cet esprit, notre revue Les cahiers de Global Chance propose depuis 1992 à ses lecteurs :

- une expertise indépendante dans le débat sur l'énergie et l'environnement
- des analyses et des points de vue exposés dans un langage simple et accessible
- deux numéros thématiques par an, en phase avec l'actualité

Depuis 2008, un site internet est venu compléter et élargir cette démarche éditoriale.

Souscrire un abonnement, c'est soutenir notre association et son projet collectif en faveur de la transition énergétique.

Je vous en remercie par avance au nom de toute l'équipe de Global Chance et vous adresse mes chaleureuses salutations.

Benjamin Dessus, Président de Global Chance

BULLETIN D'ABONNEMENT à retourner à :

Global Chance Abonnements

12 rue du Cap-Vert - 21800 Quétigny

Tél. : 03 80 48 95 46 - Fax : 03 80 48 10 34



Je m'abonne aux cahiers de Global Chance (à partir du prochain numéro)

Pour 1 an, soit 2 numéros : Individuel 25 € Institutions et organismes : 80 €

Je règle la somme totale de € par :

Chèque bancaire joint à l'ordre de « Global Chance »

Virement sur le compte bancaire : IBAN FR76 3000 4009 1500 0070 6072 027

Carte de crédit (CB, VISA, EUROCARD) Numéro :

Expire fin :/..... Cryptogramme (trois derniers chiffres au dos de la carte) :

Je souhaite recevoir une facture

Date et signature :

Vos coordonnées postales :

RÉABONNEZ-VOUS AUSSI PAR TÉLÉPHONE AU 03 80 48 95 46 (règlement par carte bancaire)

Conformément à la loi Informatique et libertés, vous pouvez accéder aux données vous concernant et les rectifier en nous écrivant, ou vous opposer



17 ter rue du Val - 92190 Meudon
Téléphone : 33 (0)1 46 26 31 57
contact@global-chance.org
www.global-chance.org

GLOBAL CHANCE est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global (« global change ») pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

La situation actuelle comporte des risques de voir se développer des comportements contraires à cet objectif :

- Comportement fataliste, privilégiant le développement de la consommation sans prendre en compte l'environnement,
- Comportement d'exclusion des pays du Sud du développement pour préserver le mode de vie occidental,
- Comportement d'intégrisme écologique, sacrifiant l'homme à la nature,
- Comportement de fuite en avant technologique porteuse de nouvelles nuisances et de nature à renforcer les rapports de domination Nord-Sud.

Mais la prise de conscience de ces menaces sur l'environnement global peut aussi fournir la chance d'impulser de nouvelles solidarités et de nouvelles actions pour un développement durable.

Pour GLOBAL CHANCE, un tel développement suppose :

- Le développement réel de l'ensemble des pays du monde dans une perspective humaniste,

- Le choix d'une méthode démocratique comme principe supérieur d'action,

- Le retour à un équilibre avec la nature, certes différent de celui que nous connaissons aujourd'hui, mais qui n'apparaisse pas comme incompatible avec le développement humain. Ce retour à l'équilibre prendra du temps. Mais après une phase transitoire d'adaptation une telle condition implique de tendre :

- vers des prélèvements globaux mineurs et décroissants de ressources non renouvelables,
- vers des rejets nuls ou mineurs d'éléments non recyclables (sur des durées de l'ordre de quelques générations) dans les processus de la nature.

Après discussion interne au sein de l'association, GLOBAL CHANCE se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service :

- D'une expertise publique multiple et contradictoire,
- De l'identification et de la promotion de réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global, dans les domaines scientifique et technique, économique et financier, politique et réglementaire, social et culturel, dans un esprit de solidarité Nord Sud, d'humanisme et de démocratie.