

Fiches extraites du dossier du participant remis à l'occasion du Débat national sur les énergies lors de la rencontre de Rennes, le 6 mai 2003. Le thème de cette rencontre était "Énergies nucléaire, énergie d'avenir ou fausse solution ? "

La situation du nucléaire en France

Après la seconde guerre mondiale, la forte croissance de l'économie française et la faiblesse de ses ressources énergétiques ont incité les pouvoirs publics à définir une politique énergétique où le nucléaire a pris une place croissante. Après une phase intense d'investissements liée au choc pétrolier des années 70, l'industrie nucléaire occupe désormais une place très importante dans le paysage énergétique français.

L'évolution historique

La création du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) en 1945 marque les débuts de l'industrie nucléaire en France. Le CEA cherche tout d'abord à maîtriser l'ensemble du cycle du combustible nucléaire et développe une filière nationale de réacteurs graphite - gaz, utilisant l'uranium naturel. En parallèle, la France explore la filière des réacteurs à neutrons rapides (Rapsodie, Phénix). Toutefois, la rentabilité de la filière graphite - gaz est remise en cause dans les années 65-66 au profit de la filière à uranium enrichi et eau légère, que seuls les américains et les russes maîtrisent à l'époque. Le succès de l'usine d'enrichissement militaire de Pierrelatte, opérationnelle depuis 1967, incite alors les pouvoirs publics à changer de filière de production. Dès 1969, la France décidait de construire des centrales REP (réacteurs à eau pressurisée) sous licence américaine WESTINGHOUSE, acquise par la société FRAMATOME.

Lors du premier choc pétrolier en 1973, les connaissances et l'expérience acquises par EDF, le CEA et FRAMATOME leur permettent de répondre au programme gouvernemental de mars 1974 qui visait à développer la sécurité et la compétitivité de notre approvisionnement énergétique grâce au nucléaire, à un programme ambitieux d'économies d'énergie et au complément d'un programme de barrages hydroélectriques déjà bien avancé. Dans les années 70, l'industrie nucléaire saura relever le défi de la mise en chantier de 34 tranches nucléaires, soit 26 tranches de 900 MWe et 8 tranches de 1 300 MWe. Cette époque coïncide avec la création de la société EURODIF en 1973 (enrichissement de l'uranium), dont les installations seront mises en service à la fin des années 70 et de la société COGEMA en 1975 (cycle du combustible nucléaire : de la mine à l'enrichissement de l'uranium, puis au retraitement du combustible nucléaire usé après son séjour en centrale). Par ailleurs, dans un contexte de pénurie prévue à terme pour l'uranium (démentie depuis par une croissance moins forte de la demande électrique et de la construction de réacteurs nucléaires après les accidents de Three Miles Island et de Tchernobyl), le Gouvernement lance un prototype industriel de la filière des réacteurs à neutrons rapides en décidant la construction de Superphénix.

En 1981, FRAMATOME signe avec WESTINGHOUSE un accord de coopération technique qui se substitue au contrat de licence et consacre la technologie propre de FRAMATOME. La construction des centrales nucléaires se poursuit avec 12 nouvelles tranches d'une puissance de 1300 MWe et 4 tranches de 1 450 MWe de technologie française. La dernière tranche a été couplée au réseau fin 1999 à Civaux.

La place du nucléaire en France

Le parc nucléaire français a représenté un investissement global de 70 Md€. Il compte 58 réacteurs à eau pressurisée qui ont produit 436,8 milliards de kWh en 2002. Il contribue à hauteur de 78,2 % de la production totale d'électricité.

L'évolution de ce parc depuis 1960 est représentée par le tableau suivant :

	1960	1970	1980	1990	2000
Production totale brute d'électricité (TWh)	72,2	146,79	245,71	420,13	540,2
- dont nucléaire	0,13	5,71	57,95	297,7	415,2
Capacité totale installée (GWe)	21,85	36,22	62,71	103,41	109,5
- dont nucléaire	0,10	1,65	14,39	55,92	62,95
Part du nucléaire dans la production brute (%)		4	24	74	77

Quelques chiffres

En 1973, la France importait 76,1 % de ses ressources énergétiques. Grâce en grande partie au nucléaire, cette part est tombée à 49,3 % en 2002. L'économie réalisée sur les importations d'énergie fossile a pu être estimée à 22 Md€ en 2002 en référence à un parc électrique (virtuel) qui serait construit aujourd'hui sur la base des meilleures technologies à combustible fossile (cycle combiné à gaz).

Par ailleurs, l'essentiel de la valeur ajoutée de la production nucléaire est réalisée en France. C'est ainsi que le combustible nucléaire ne représente que 20 % des coûts de la filière (contre 60 à 75 % pour le gaz) dont environ 5 % nous font dépendre de l'étranger (correspondant aux importations de minerai d'uranium). Le nucléaire voit en outre l'essentiel des emplois créés localisés en France. Les entreprises du secteur (incluant les exploitants nucléaires et leurs sous-traitants mais sans les fournisseurs plus difficiles à décompter) emploient directement environ 100 000 personnes.

La France est aujourd'hui l'un des pays d'Europe qui émet le moins de gaz à effet de serre en partie grâce à l'électricité d'origine nucléaire qui représente 82 % de la production d'énergie primaire en France¹. En effet, la production d'1 kWh d'origine nucléaire génère moins de 6 g de CO₂ (essentiellement pour la phase de transport) alors qu'elle en génère 430 g pour le gaz (cycle combiné) et entre 800 g et 1 050 g pour le charbon.

Le nucléaire français est compétitif grâce à un parc amorti à plus de 50%. Du fait de l'attractivité de ces tarifs, la France a pu exporter 80,6 TWh à l'étranger en 2002.

Sur le plan économique, la compétitivité de l'électricité nucléaire permet d'améliorer la compétitivité des entreprises françaises et joue ainsi un rôle indirect non négligeable sur l'emploi. Ainsi si la facture énergétique nationale s'élevait à 5% du produit intérieur brut au début des années 80, elle ne s'est élevée qu'à hauteur de 1,44% en 2002.

Les principaux acteurs du nucléaire

Les principaux acteurs industriels du secteur nucléaire civil en France sont les suivants :

- pour les études et les recherches sur les réacteurs et sur le cycle du combustible nucléaire : le CEA ;

¹ Émissions de CO₂ (en tonnes par habitant) dues à l'énergie en 1998 : 6 en France - 7,3 en Italie - 9 au Royaume-Uni - 10 en Allemagne. Il faut à cet égard préciser que la production d'électricité nationale, à 75 % nucléaire, n'est à l'origine que de 10 % des émissions françaises de gaz à effet de serre, contre 40 % au niveau mondial.

- pour l'industrie du cycle du combustible nucléaire : COGEMA. Les principales filiales de COGEMA sont COMURHEX (conversion de l'uranium), EURODIF (enrichissement de l'uranium) et MELOX (fabrication de combustible MOX pour le recyclage du plutonium) ;
- pour la conception, la fabrication et les services associés aux chaudières nucléaires ainsi que la conception et la fabrication du combustible nucléaire à l'uranium : FRAMATOME-ANP. Les principales filiales de FRAMATOME-ANP sont FBFC (assemblages combustibles), CEZUS (mécanique des assemblages combustibles) et CERCA (combustibles pour réacteurs de recherche) ;
- pour la gestion des déchets radioactifs : l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA).

L'organisation industrielle du secteur

Depuis sa création en 1945, le CEA a progressivement filialisée ses activités industrielles, directement issues de ses programmes de recherche (TECHNICATOME, EURODIF, COGEMA). En 1983, une société de participations, dénommée CEA-Industrie, a été créée pour assurer le portage de l'ensemble de ces activités industrielles. CEA-Industrie a par ailleurs pris une participation minoritaire dans FRAMATOME en 1986. Au fil des ans, cette organisation devenue très complexe ne répondait plus aux perspectives d'évolution du marché nucléaire.

Dans un premier temps (en 1999), les pouvoirs publics ont clarifié l'organisation du secteur industriel nucléaire en modifiant profondément le capital de FRAMATOME. COGEMA est alors devenu l'actionnaire industriel public de référence de ce groupe. Une alliance européenne forte est venue couvrir cet ensemble, grâce au rapprochement entre les activités nucléaires de FRAMATOME et de SIEMENS. Cette alliance était par ailleurs devenue une nécessité, dans un contexte de réorganisation du secteur sur le plan international. A cette fin, les activités nucléaires des deux groupes ont été filialisées et regroupées dans une société commune, baptisée FRAMATOME-ANP (Advanced Nuclear Power), détenue à 66 % par FRAMATOME et 34 % par SIEMENS. Le nouvel ensemble est désormais la première société au monde pour la construction de chaudières nucléaires (21 % du parc installé), pour la fourniture de services aux parcs installés et pour le combustible nucléaire (41 % du marché mondial).

Dans un second temps (en 2000), le Gouvernement a décidé de recomposer l'ensemble de la filière nucléaire française, autour des participations de CEA-Industrie. Une nouvelle société, baptisée AREVA, a été créée en septembre 2001. Elle est détenue majoritairement par le CEA (79 %).

AREVA regroupe COGEMA, FRAMATOME-ANP, TECHNICATOME ainsi que des participations dans le secteur des nouvelles technologies (FCI dans la connectique et une participation dans le capital du fabricant de composants ST-Microelectronics). Ce nouveau groupe a réalisé en 2002 un chiffre d'affaires de 8 265 M€ pour un résultat opérationnel de 180 M€ et un résultat net de 240 M€. Le chiffre d'affaires du seul pôle nucléaire s'est établi à 6 578 M€ pour un résultat opérationnel de 649 M€. Le groupe emploie 47260 personnes dont 33 000 personnes pour le seul pôle nucléaire.

Nucléaire, les risques sont-ils maîtrisés ?

Le nucléaire génère beaucoup de questions et d'appréhensions, qu'il s'agisse du risque associé à son exploitation énergétique ou médicale, à ses utilisations militaires ou terroristes. La question de la maîtrise des risques apparaît donc centrale lorsque l'on aborde le futur de cette énergie.

État des lieux

La maîtrise des risques liés à l'utilisation de la technologie nucléaire a donné lieu dans tous les pays au développement de nombreuses disciplines et réglementations, telles que la sûreté nucléaire, la protection contre les rayonnements ionisants, la protection physique contre les actes de malveillance et la sécurité civile en cas d'accident et la lutte contre la prolifération des armes nucléaires. L'ensemble de ces sujets fait aujourd'hui l'objet de dispositions internationales.

La Sûreté : L'accident de Tchernobyl a rappelé s'il était besoin la priorité qu'il convenait d'accorder à la sûreté nucléaire et l'importance du partage d'expériences et de la mise en place de standards communs aussi bien en matière de technique ou d'organisation des exploitants que des autorités en charge de la réglementation et de contrôle. La sûreté nucléaire fait l'objet de deux conventions internationales établies sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), organisme spécialisé des Nations-Unies. La convention sur la sûreté nucléaire concerne les réacteurs nucléaires ; elle est entrée en vigueur en octobre 1996 et regroupe à l'heure actuelle plus de 50 pays. La convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs concerne l'aval du cycle du combustible nucléaire ; elle est entrée en vigueur en juin 2001 et regroupe plus de 30 pays.

Par ailleurs, la prise de conscience des graves déficiences en matière de sûreté des installations dans les pays de l'Est et l'ex Union soviétique à la suite de l'accident de Tchernobyl a conduit à une action massive des pays occidentaux pour aider ces pays à amener, de façon durable, la sûreté nucléaire à un niveau répondant aux critères internationaux.

S'agissant de la **radioprotection** (protection contre les rayonnements ionisants) les normes ou les règlements nationaux sont assez voisins d'un État à un autre. Cette similitude s'explique par le fait que le droit nucléaire résulte de la transcription dans chaque pays de recommandations internationales. S'agissant de la France, les "normes de base" en vigueur procèdent en réalité de trois niveaux. En amont, la Commission Internationale de Protection radiologique (CIPR), organisation internationale non gouvernementale créée en 1928 qui comprend des médecins, physiciens et biologistes de différents États, publie des recommandations en matière de radioprotection. La recommandation la plus récente est la CIPR n°60, qui date de 1990. L'effet des faibles doses étant mal connu, la CIPR propose des seuils de précaution très en dessous des seuils de danger sanitaire et estimés par extrapolation des effets connus pour des fortes doses de rayonnement. Les recommandations de la CIPR, qui ne dispose pas de pouvoir réglementaire, sont ensuite reprises par l'AIEA et, pour les États de l'Union européenne, par des directives prises sur la base du Traité EURATOM.

La **lutte contre la prolifération nucléaire** repose au premier chef sur le Traité de Non-Prolifération (TNP) des armes nucléaires et au plan opérationnel sur le système des garanties

de l'AIEA, souscrites par les pays. De plus les pays exportateurs de biens nucléaires se sont associés au sein d'un groupe des fournisseurs nucléaires", qui a édicté des principes très stricts auxquels ses membres ont pris l'engagement de se conformer pour fixer les règles de leur politique d'exportation.

Enfin, les régimes de **responsabilité civile** en cas d'accident sont régis pour la plupart (tous les pays d'Europe occidentale disposant d'une industrie nucléaire civile en sont signataires) par des conventions internationales, établies dans le cadre de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE.

Il faut cependant reconnaître que ce système international n'est pas à l'abri de crises. La sûreté nucléaire dans les pays de l'Est n'est pas encore au niveau occidental ; comme on le sait plusieurs pays ont développé un programme d'armement nucléaire malgré le traité de non-prolifération (l'Inde, le Pakistan...) ou s'en retire, comme la Corée du Nord.

Perspectives

Sur le plan français, les pouvoirs publics ont pris, en février 2002, la décision de grouper la sûreté nucléaire et la radioprotection à la fois au niveau des autorités de contrôle et de réglementation (en créant la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection : DGSNR) et au niveau de l'expertise (en créant un établissement public autonome : l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire).

Un projet de loi a par ailleurs été déposé au Parlement au mois de juillet 2001 et été porté à l'examen du Sénat par le Gouvernement actuel en juillet 2002. Ce projet de loi relatif à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire donne un cadre législatif à l'information en matière nucléaire et au régime d'autorisation et de contrôle des installations nucléaires de base (qui constituent les plus importantes). Il propose également la création d'une inspection de la radioprotection.

Sur le plan international, le défi des années à venir semble être non seulement l'élargissement des instruments juridiques de contrôle et de prévention des risques, mais également la déclinaison concrète de ces obligations, en particulier dans les pays les plus soumis aux risques précités.

Sur le plan technique, les réacteurs du futur sont plus sûrs. Leur spécification prévoit d'éliminer les situations qui pourraient aboutir à un relâchement précoce et massif de radioactivité et réduit encore la probabilité des accidents graves. Ils sont en particulier renforcés pour résister aux agressions extérieures. Certains concepts plus révolutionnaires présentent de plus des systèmes de sécurité passive i.e. qui comprennent des dispositifs de sauvegarde dont le fonctionnement les rend indépendants de systèmes mécaniques à motorisation électrique ou pneumatique.

Quelles solutions pour les déchets nucléaires ?

Etat des lieux

Comme toute activité humaine, le nucléaire produit des déchets, conventionnels ou radioactifs, c'est-à-dire des substances contenant des éléments radioactifs naturels ou artificiels, et qui n'est plus susceptible de traitement complémentaire ou de recyclage. Les déchets radioactifs sont classés en fonction de la dangerosité ou activité et de la durée de vie des principaux radioéléments qu'ils contiennent.

La durée de vie est mesurée par la période radioactive, temps au bout duquel la moitié du stock d'un radioélément s'est désintégrée en émettant des rayonnements. L'Autorité de sûreté distingue à ce titre des déchets :

- de très courte durée de vie (radioactivité divisée par deux en moins de 150 jours),
- de courte durée de vie (radioactivité divisée par deux en moins de trente ans),
- de longue durée de vie (radioactivité divisée par deux en plus de 30 ans).

La durée de vie d'un radioélément peut s'étendre sur des milliers d'années ; toutefois, plus la durée de vie d'un radioélément est longue moins son activité est élevée.

S'agissant du niveau d'activité radiologique, il existe plusieurs sortes de rayonnement qui n'ont pas la même nocivité sur la santé. On ne s'en protège donc pas de la même façon. À cet égard, il convient de noter que la gestion d'un déchet radioactif de longue durée de vie peut être aussi complexe que celle d'un déchet de haute activité : en effet, des procédés garantissant l'isolement et la qualité du conditionnement devront alors être mis en œuvre sur une longue période.

Les quantités en cause produites par la production d'électricité nucléaire sont faibles en volume mais doivent être traitées avec toute la rigueur nécessaire en raison du risque que présenterait leur contact avec la biosphère. Ainsi, les 58 réacteurs français produisent 1 kg de déchets radioactifs par habitant et par an, dont 900 g environ sont de faible et moyenne activité à vie courte, 90 g de moyenne activité à vie longue et 10 g de haute activité.

Des solutions de gestion à compléter

Pour de nombreuses catégories de déchets, des solutions de gestion existent comme le centre de stockage en surface de l'Aube pour les déchets faiblement actifs à vie court ou sont en cours de création comme le centre de stockage TFA pour les déchets très faiblement actifs. Les autres déchets actuellement produits sont entreposés dans des conditions satisfaisantes de sûreté et de radioprotection mais il convient d'assurer leur gestion sur le long terme.

À côté du secteur électronucléaire, il ne faut pas négliger les déchets produits par d'autres activités industrielles utilisant des matières radioactives de même que les déchets issus de la décontamination de sites pollués par la radioactivité, notamment dans la première partie du siècle dernier par l'industrie du radium. Lorsqu'ils sont de durée de vie longue, le placement de ces déchets dans un stockage de surface n'est pas adapté ; leur décroissance n'est en effet pas possible dans un délai compatible avec la permanence d'une surveillance. Leur gestion est un sujet de préoccupation, car les détenteurs de ce type de déchets n'ont parfois pas la solvabilité nécessaire.

Le tableau joint en annexe montre, par catégorie de déchets radioactifs, ceux qui font l'objet de solutions de gestion industrielle existantes et ceux pour lesquels des filières sont à l'étude.

Une radioactivité concentrée sur quelques emplacements géographiques

L'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) réalise annuellement un inventaire géographique des déchets présents sur le territoire. Ce travail met en évidence une certaine concentration de ces déchets radioactifs sur notre territoire :

- les $\frac{3}{4}$ de la radioactivité sont entreposés au sein du centre de retraitement du combustible nucléaire usé de la Hague (moins de 10% des volumes) ;
- le reste (près du quart) est réparti sur les 19 sites des centrales EDF, les implantations CEA/COGEMA de Marcoule et de Cadarache ;
- enfin, moins de 1% se trouve au centre de stockage de l'Aube des déchets de faible et moyenne activité à vie courte, exploité par l'ANDRA, et sur les 120 autres sites répertoriés par l'ANDRA.

Les pouvoirs publics ont demandé à l'ANDRA en 2001 de compléter cet exercice d'inventaire géographique en l'approfondissant dans le triple objectif de caractérisation des stocks existants (état de leur conditionnement, traçabilité des traitements), de prospective sur leur production et d'information du public.

La loi n°91-1381 du 30 décembre 1991 (désormais codifiée sous la forme des articles L542-1 et suivants du code de l'environnement)

Cette loi, appelée également loi Bataille, du nom de son rapporteur le Député du Nord Christian Bataille, a fixé les grandes orientations relatives aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs de haute activité ou à vie longue, qui constituent, par leur nature, les plus complexes à gérer. Cette loi a fixé un certain nombre de principes et apporté de nombreuses garanties en ce qui concerne tant la rigueur que la transparence de la démarche.

Des recherches diversifiées

Cette loi prévoit que des recherches sont conduites selon trois axes de manière à ce que le Parlement puisse disposer de l'ensemble des données scientifiques nécessaires à une prise de décision. À cet égard la loi dispose qu'une nouvelle loi est nécessaire pour autoriser la construction d'un stockage géologique des déchets radioactifs. Les voies de recherche et d'étude concernent :

axe 1 : la séparation et la transmutation des éléments radioactifs présents dans les déchets, c'est-à-dire la possibilité par diverses transformations dans des réacteurs nucléaires de réduire la radioactivité des déchets ;

axe 2 : les possibilités de stockage dans les formations géologiques profondes, correspondant à l'isolement des déchets par rapport à l'environnement. Cette démonstration est menée en s'appuyant notamment sur des résultats expérimentaux obtenus dans des laboratoires souterrains (à quelques centaines de mètres en profondeur) ;

Axe 3 : les procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface, qui permettent à la fois de disposer d'enveloppes résistantes pour éviter toute dispersion des éléments radioactifs et de solutions d'attente pour les conserver dans des conditions sûres avant toute décision.

Les recherches sur le premier et le troisième axes sont coordonnées par le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), celles sur le second par l'ANDRA.

Un processus démocratique

La loi donne un rôle important au Parlement en matière de décision. Il est ainsi prévu que quinze ans au plus tard après la promulgation de la loi, c'est à dire fin 2006, le Gouvernement transmette au Parlement un rapport global d'évaluation des recherches, accompagné d'un projet de loi autorisant le cas échéant la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs de haute activité à vie longue. Ce rapport sera établi par la Commission nationale d'évaluation (CNE), commission indépendante chargée de l'évaluation scientifique des programmes de recherche. Celle-ci établit un rapport annuel d'analyse et de bilan des recherches en France comme à l'étranger.

En parallèle de l'évaluation scientifique par la CNE, le Parlement exerce un contrôle de l'exécution de la loi, dont le suivi est confié à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

La création de l'ANDRA

La loi de 1991 a permis la création d'un établissement public en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs : l'ANDRA. Sa création a conduit à la séparation et à l'autonomie de cet ancien département du CEA.

Le stockage des déchets radioactifs dans le monde

La plupart des pays privilégient le stockage des déchets radioactifs dans des couches géologiques en raison de la barrière naturelle que procure ce mode de stockage dans la durée. La Belgique, la Suisse, la Suède, le Canada et la France (sur la commune de Bure, à la frontière de la Meuse et de la Haute-Marne) disposent d'au moins un laboratoire souterrain d'étude du stockage.

La Grande-Bretagne et le Japon en envisagent la construction.

En mai 2001, la Finlande a été le premier pays à décider la construction d'un centre de stockage géologique de déchets nucléaires.

Le Gouvernement suédois a donné son accord pour effectuer les études approfondies sur deux sites pouvant accueillir un stockage, en accord avec les communes concernées.

Les États-Unis ont mis en service en 2000 le premier site de stockage géologique de déchets à vie longue (le WIPP) au Nouveau-Mexique. En 2002, le Congrès américain a approuvé le choix final du site de Yucca-Mountain (Nevada) pour la construction d'un stockage géologique de combustibles usés, ouvrant la voie à une procédure d'autorisation auprès de l'Autorité de sûreté américaine. L'ouverture du site est prévue pour 2010.

Conclusion

Cette faveur internationale au stockage géologique ne signifie pas que la France est isolée en diversifiant les voies d'étude de modes de gestion, même si elle possède le programme le plus ambitieux en la matière. À cet égard, la transmutation des déchets à travers des systèmes innovants de réacteur et de cycle du combustible associé fait l'objet de recherches importantes au Japon, aux États-Unis et au sein de la Communauté européenne.

Tableau récapitulatif des différentes catégories de déchets radioactifs

Période Activité	Courte durée de vie	Longue durée de vie
Très faible activité	Stockage dédié en surface <ul style="list-style-type: none"> • Déchets provenant essentiellement des activités de démantèlement à venir • Ouverture d'un centre de stockage à la mi 2003 dans l'Aube • Stocks existants au 31.12.98 : 50 000 tonnes • Volumes attendus en fin d'exploitation : 1 à 2 millions de m³ 	
Faible activité	Stockage de surface sauf déchets tritiés, sources radioactives scellées (à l'étude) <ul style="list-style-type: none"> • Centre de stockage de la Manche fermé (en phase de surveillance) et centre de stockage de l'Aube en exploitation depuis 1992 • Stocks existants au 31.12.98 : 625 000 m³ • Volumes attendus en fin d'exploitation du parc actuel : 1 300 000 m³ 	Stockages dédiés en subsurface à l'étude (déchets radifères et graphites) <ul style="list-style-type: none"> • Mise en service industrielle (2009) • Stocks existants au 31.12.98 (graphite) : 14 000 m³ • Volumes attendus en fin d'exploitation (graphite) : 14 000 m³
Moyenne activité		Filières à l'étude dans le cadre de l'article L.542 du code de l'environnement (loi Bataille) <ul style="list-style-type: none"> • Stocks existants au 31.12.98 : 21 000 m³ conditionnés et 15 000 m³ à conditionner • Volumes attendus en fin d'exploitation : 56 000 m³
Haute activité	Filières à l'étude dans le cadre de l'article L.542 du code de l'environnement (loi Bataille) <ul style="list-style-type: none"> • Stocks existants au 31.12.98 : 1 630 m³ de déchets vitrifiés • Volumes attendus en fin d'exploitation : 5 000 m³ 	

NB : les estimations quantitatives sont extraites du rapport au Gouvernement établi en 2000 par le Président de l'ANDRA sur la méthodologie d'inventaire des déchets radioactifs. Dans le cadre de l'inventaire national de référence (et dont la première édition est prévue pour 2004), ces chiffres seront actualisés en fonction de l'état des stocks existants à fin 2002.

Quelques définitions

Stockage : solution de gestion assurant l'isolement des déchets radioactifs vis-à-vis du milieu extérieur.

Entreposage : solution de gestion provisoire, pour laquelle une reprise des déchets radioactifs aura lieu. Elle peut se justifier pour des raisons techniques (absence de solution définitive, nécessité de refroidissement des colis de déchets avant stockage définitif) ou socio-politiques (attente dans la perspective de progrès technologiques majeurs).

Subsurface : quelques dizaines de mètres en profondeur ou à flanc de colline; permet de profiter d'un isolement plus important vis-à-vis de l'extérieur ("béton gratuit").

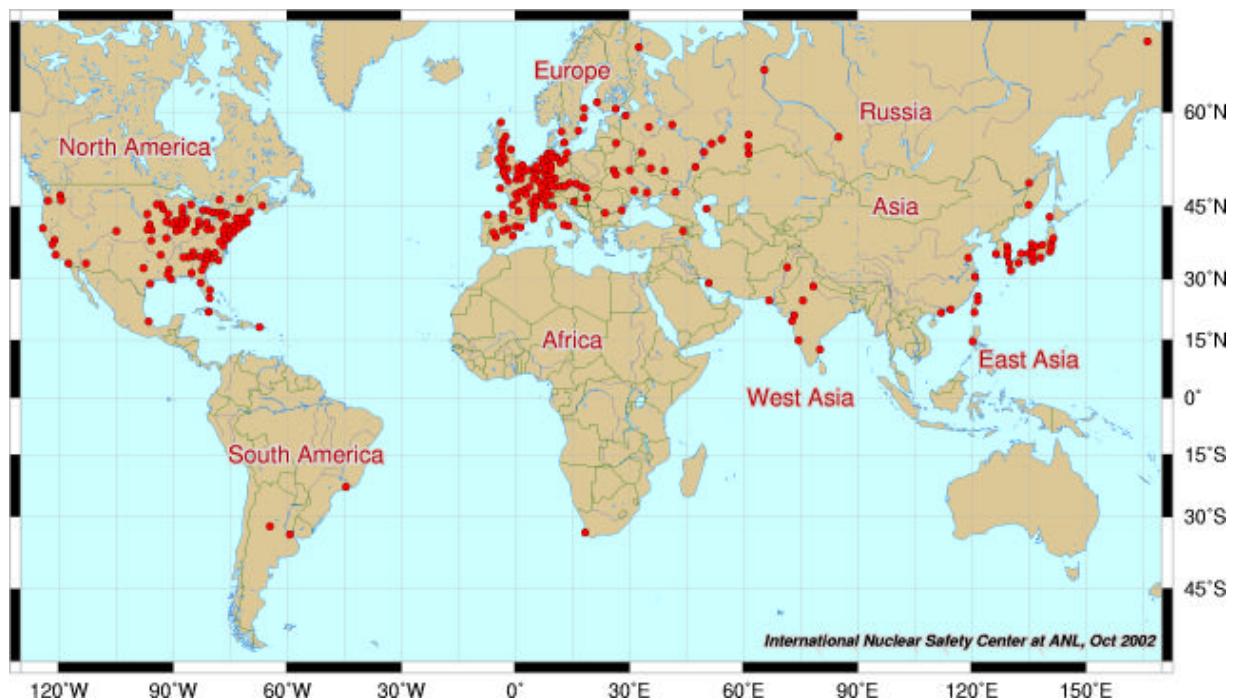


Réversibilité : notion permettant de nuancer le caractère définitif d'une installation de stockage. En perspective de progrès technologiques majeurs et de façon à préserver la liberté de choix des générations futures, la réversibilité consiste à évaluer les possibilités " de retour en arrière ", lors des différentes étapes d'exploitation d'une installation de stockage. Cette notion a été particulièrement étudiée concernant les déchets de haute activité et à vie longue, selon les dispositions de la loi Bataille et depuis les décisions prises par le précédent Gouvernement lors du Comité interministériel du 9 décembre 1998.

Sources scellées : il s'agit d'éléments radioactifs utilisés dans les activités médicales et industrielles. Ces éléments sont confinés, pour des raisons pratiques d'utilisation, dans des pellicules parfaitement étanches. Ce sont des déchets à vie courte. Toutefois, ces sources contiennent une radioactivité très concentrée, faisant qu'elles ne peuvent pas en général être acceptées au centre de stockage de l'Aube.

Focus sur les expériences étrangères

Au 30 juin 2002, 440 tranches nucléaires étaient connectées à un réseau électrique, représentant une puissance installée de 353 GWe. Durant l'année 2001, l'énergie nucléaire a assuré la production dans le monde de 2 544 TWh électriques, ce qui représentait 6,6 % de la production mondiale d'énergie et 16% de la production mondiale d'électricité. Mais cette situation est très contrastée. Alors que les pays de l'OCDE recourent pour 24 % au nucléaire pour leur production d'électricité, les pays de l'hémisphère sud ne l'utilisent pratiquement pas. Au sein de l'Union européenne, l'énergie nucléaire a permis de produire 34% de l'électricité en 2001, avec 143 réacteurs installés et 846 TWh produits. Malgré une baisse très nette des programmes d'équipement par rapport aux années 70 et 80, on continue à observer dans le Monde une croissance de la production nucléaire globale et la volonté d'un certain nombre de pays d'augmenter leur parc. C'est le continent asiatique avec le Japon, la Chine, la Corée et l'Inde qui représente la majorité des 32 réacteurs nucléaires en construction.



L'arrêt du nucléaire, sortie ou pause dans certains pays d'Europe

Près de 20 ans après un referendum de 1980 décidant l'arrêt de toutes ses centrales avant 2010, **la Suède** a fermé un premier réacteur en novembre 1999 (Barsebäck 1). La fermeture du second réacteur de Barsebäck, prévue initialement en 2001, a été repoussée. Le 15 mars 2002, le Gouvernement a renoncé à la date de 2010 pour l'abandon du nucléaire. La sortie du nucléaire sera négociée avec les grands groupes énergétiques à l'image de l'Allemagne. Le Parlement suédois a entériné le 11 juin 2002 la décision de sortie du nucléaire à négocier avec les grands groupes énergétiques et une échéance de démantèlement définitif d'ici 30 à 40 ans. L'électricité nucléaire représente près de 45 % de la production totale et la fermeture des 10 autres unités reste conditionnée par l'absence de conséquences négatives sur l'économie et sur l'environnement et par l'existence de solutions alternatives.

L'Allemagne, à la suite des élections de l'automne 1998, a décidé de sortir progressivement du nucléaire. Le Bundestag a adopté le 14 décembre 2001 les amendements à la loi atomique mettant en œuvre les dispositions de l'accord de consensus signé entre la Chancellerie et les électriciens en juin 2000 et confirmé en juin 2001. Celui-ci prévoit de limiter la durée de vie des réacteurs à 32 ans, soit l'arrêt total de la production électronucléaire vers 2020 (elle est de 31 % de la production totale d'électricité actuellement).

En Belgique, le 16 janvier 2003, le Sénat belge après la Chambre des représentants le 6 décembre 2002, a adopté le projet de loi présenté par le Gouvernement prévoyant l'arrêt des 7 réacteurs nucléaires actuels après 40 ans de fonctionnement, soit à partir de 2015 pour les installations les plus anciennes et jusqu'en 2025 pour les plus récentes. Toutefois, cet abandon pourra être suspendu par le Gouvernement en cas de force majeure. A ce jour, aucun plan prévoyant la substitution d'autres énergies au nucléaire n'a été décidé.

Le nucléaire, une énergie en développement dans d'autres pays

Au niveau mondial, on constate une croissance de la production nucléaire globale et la volonté d'un certain nombre de pays d'augmenter leur parc de centrales. Actuellement, c'est le **continent asiatique** qui compte le plus de centrales en construction.

Le Japon, poursuit une politique active d'équipement électronucléaire : 3 nouveaux réacteurs sont en construction ; le plan de production d'énergie, prévoit la construction d'une dizaine de nouveaux réacteurs d'ici 2010.

La **Chine** possède 5 réacteurs en exploitation et 6 en construction. L'énergie nucléaire ne représente qu'environ 1% de la production d'électricité (dominée par le charbon), mais le X^e plan quinquennal (2001-2006) prévoit un développement "approprié" du nucléaire, qui devrait se traduire par le lancement de 4 nouveaux réacteurs sur la période.

La **Corée** poursuit également son important plan d'équipement électronucléaire, 4 réacteurs sont en construction. Dans le futur, le programme à long terme de construction de centrales nucléaires actualisé par le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie (MOCIE) en janvier 2000 prévoit un parc de 28 réacteurs d'ici à 2015 contre 16 réacteurs en exploitation en 2000, représentant 40 % de la production d'électricité.

Quant **aux pays occidentaux**, les grands plans d'équipement électronucléaire sont pour la plupart terminés et l'on assiste actuellement à une pause dans la construction de nouvelles unités. Cependant, quelques pays envisagent le renouvellement des capacités actuelles.

Aux États-Unis, le Plan national énergétique adopté en mai 2001 par la nouvelle Administration BUSH prône une relance du nucléaire². La crise d'approvisionnement électrique de la Californie a d'ailleurs réactualisé les discussions relatives au renouvellement des capacités. Le seul maintien de la part actuelle du nucléaire dans la production d'électricité nécessitera la construction de plusieurs dizaines de réacteurs pour compenser la fermeture des unités devenues obsolètes et pour suivre la croissance globale de la consommation. Un important programme de recherche et de coopération internationale (programme Generation IV) a été lancé il y a deux ans sur les générations de réacteurs destinées à remplacer les filières actuelles. Le Secrétaire d'État américain à l'énergie, Spencer ABRAHAM a en outre, le 15 février 2002, lancé l'initiative "nuclear

2 Dick CHENEY : "Nuclear is a vital part of our energy future".

power 2010”, partenariat entre le Département de l'énergie et les électriciens, dont l'objectif est la construction d'un nouveau réacteur nucléaire d'ici à 2010.

En **Finlande**, l'électricien TVO a déposé la demande de construction d'un cinquième réacteur. Le Gouvernement a approuvé ce projet le 17 janvier 2002. Le Parlement finlandais a validé le 24 mai 2002, la décision de principe de construction d'une cinquième unité de centrale nucléaire prise par le Gouvernement TVO est ainsi autorisée à continuer les préparatifs pour la construction d'une nouvelle unité. Un appel d'offres a été lancé et le choix du modèle est attendu pour la fin de l'année 2003.

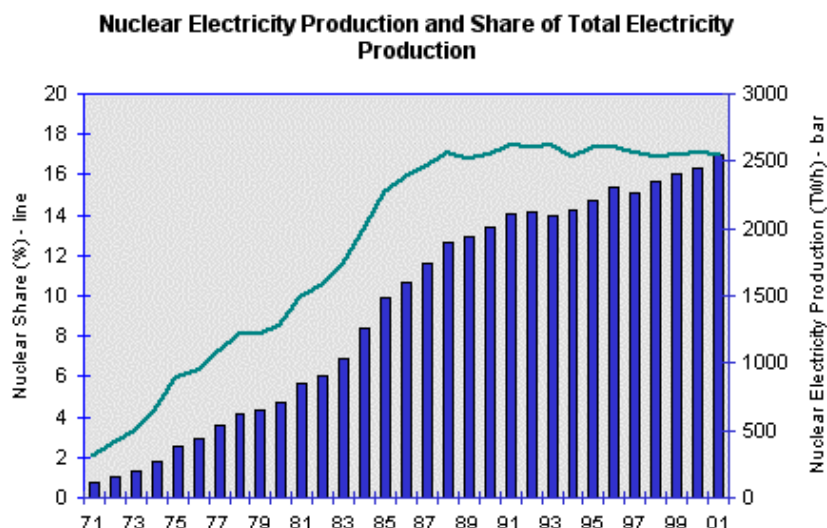
Au **Royaume-Uni**, le livre blanc sur l'énergie demandé par le Premier Ministre sur la politique énergétique d'ici 2050, publié en février 2003, ne propose pas la construction de nouvelles centrales nucléaires tout en laissant ouverte cette possibilité.

Dans le reste du monde, on peut citer le feu vert donné en décembre 2001 par le Conseil national de politique énergétique du **Brésil** aux études préliminaires à la construction d'une troisième unité sur le site d'Angra, ainsi que les projets parfois controversés d'achèvement des centrales, en **Russie** et en **Ukraine**, pour lesquels les pays occidentaux exercent une vigilance extrême afin que les normes les plus hautes de sûreté soient respectées.

Évolution de la production nucléaire dans le monde

	1999	2000	Fin 2001
Capacité installée (en GWe)	349	351	353
Production d'électricité (en TWh)	2398	2411	2544
Nombre de réacteurs connectés au réseau	432	438	438

(Source : AIEA)



(Source site web World Nuclear Association)

Répartition des réacteurs nucléaires connectés au réseau électrique et en construction dans le monde au 30 juin 2002

En Europe	réacteurs connectés au réseau	réacteurs en construction (1)	Pourcentage de la production d'électricité
Allemagne	19		31
Arménie	1		35
Belgique	7		58
Bulgarie	6		42
Espagne	9		29
Finlande	4		31
France	59		77
Hongrie	4		39
Lituanie	2		78
Pays-Bas	1		4
République Tchèque	5	1	20
Roumanie	1	1	11
Royaume-Uni	33		23
Russie	30	2	15
Slovaquie	6	2	53
Slovénie	1		39
Suède	11		44
Suisse	5		36
Ukraine	13	4	46
Total	217	10	
Autres pays dans le Monde	Réacteurs en fonctionnement	Réacteurs en construction	Pourcentage de la production d'électricité
Afrique du Sud	2		7
Argentine	2	1	8
Brésil	2		4
Canada	14		13
Chine	5	6	1
Corée du Nord		2	
Corée du Sud	16	4	39
États-Unis	104		20
Inde	14	2	4
Iran	0	2	
Japon	54	3	34
Mexique	2		4
Pakistan	2		3
Taiwan	6	2	24
Total	223	22	
Total dans le monde	440	32	16
Total UE	143		34

Source : Agence Internationale pour l'Energie Atomique PRIS

Data bank

Rapport 2001 de l'Agence d'Approvisionnement EURATOM

(1) unités dont les travaux sont en cours

Quelle place pour l'énergie nucléaire demain ?

État des lieux

La question de la durée de vie des centrales nucléaires actuelles

EDF a engagé dès le début des années 90 des études visant à confirmer ses prévisions d'une durée de vie de 40 ans pour ses tranches nucléaires et à examiner la faisabilité d'un allongement.

L'ambition de prolonger la durée de vie des centrales actuelles au-delà de leur durée de vie initialement prévue passe par une connaissance fine des phénomènes de vieillissement, qui emportent tous des considérations de sûreté nucléaire des installations. Ces recherches portent sur la tenue des composants et des matériaux de structure ou la modélisation du vieillissement. Elles ont pour objet de pouvoir définir une stratégie de maintenance lourde (compréhension des mécanismes d'endommagement et de corrosion sous contrainte et irradiation, identification de matériaux de remplacement). La disponibilité de méthodes et d'outils de contrôle non destructif est également décisive.

Dans l'état actuel des connaissances, l'objectif d'une durée de vie de 40 années paraît atteignable. Mais il est encore difficile de se prononcer sur la faisabilité d'un accroissement au-delà de cette durée (cet objectif semblant plus facilement atteignable pour les réacteurs les plus récents). En 2002, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a indiqué à EDF son " feu vert " pour la poursuite de l'exploitation des réacteurs les plus anciens du parc jusqu'à 30 ans. Par ailleurs, l'ASN a averti que l'exploitation au-delà d'une durée de 30 ans ferait l'objet d'autorisations données au cas par cas.

Éléments financiers de motivation pour allonger la durée de vie des centrales

La prolongation de la durée de vie du parc de centrales actuel présente un intérêt économique évident. Dans le contexte d'ouverture des marchés énergétiques et face à l'importance du coût de construction d'un réacteur nucléaire, la durée de vie des centrales existantes est devenue un paramètre fondamental en matière de compétitivité. Un rapport de la Direction de la Prévision a chiffré cet avantage en comparant le coût du MWh nucléaire des centrales dont la durée serait prolongée (soit 12 €/MWh, jouvence comprise) au coût du MWh des centrales neuves (environ 30 €/MWh). A titre de comparaison, les coûts de production d'une centrale au gaz peuvent varier selon ce rapport entre 28 et 38 €/MWh suivant le scénario retenu pour le prix du gaz naturel.

À titre illustratif, chaque année de production supplémentaire d'une centrale de 1 000 MWe au-delà de 30 ans représente, du fait de la fin de l'amortissement et comparé à de nouveaux moyens de production (cycle combiné à gaz ou nouvelle centrale nucléaire dont le coût serait pris forfaitairement à 30 €/MWh), un gain en termes de coût de production de l'ordre de 100 M€ par an

La question de l'évolution du bouquet énergétique se pose à l'horizon 2020

La mise à l'arrêt des centrales électronucléaires actuellement en exploitation pourrait intervenir à l'horizon 2020 en supposant une durée de vie de 40 ans pour les installations les plus anciennes. La composition du bouquet électrique à cette échéance devra concilier des contraintes et des risques de nature différente pour ce qui concerne la production en base, c'est-à-dire pendant la plus grande partie de l'année, de façon continue :

- La capacité technique et économique de développement des énergies renouvelables

- le risque sur le prix du combustible pour le développement de centrales fonctionnant au gaz naturel ;
- les risques liés aux coûts et aux délais de construction d'une installation nucléaire puis aux conditions associées de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs ;
- les facteurs environnementaux et les mécanismes de marché (incitations fiscales ou contraintes réglementaires) qui seront mis en œuvre pour limiter les émissions de gaz à effet de serre ;
- les risques de marché dans un secteur devenu concurrentiel.

La contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre sera particulièrement importante. À l'horizon 2015 - 2020, les différents scénarios de demande électrique tablent, selon qu'ils sont plus ou moins volontaristes en matière d'économies d'énergie, sur une demande nationale située entre la stabilité (450 TWh) et 600 TWh. Parallèlement, les objectifs affichés dans le plan national de lutte contre le changement climatique (PLNCC) conduisent à une émission maximale annuelle à hauteur de 9,1 millions de tonnes de carbone contenu pour la production électrique d'ici à 2010. Un tel niveau maintenu en 2020 serait compatible avec un développement de cycles combinés fonctionnant au gaz naturel à hauteur de 87 TWh. Dans ces conditions, 300 TWh a minima devraient être fournis par d'autres sources d'énergie non émettrices en gaz à effet de serre.

Quelle période considérer pour le renouvellement du parc de production ?

Le parc nucléaire actuel représente une puissance de 63 000 MWe répartis en 58 unités. Intervenant dans un contexte de crise énergétique, sa mise en service a été effectuée dans un délai très court : 50 000 MWe en 10 ans environ (1977-1990) puis 10 000 MWe au cours de la période 1990-2000. Un remplacement au fur et à mesure du retrait des réacteurs au bout d'une durée de vie de 40 ans, conduirait à la même marche forcée, c'est-à-dire à remplacer 13 réacteurs d'ici fin 2020 puis 24 supplémentaires d'ici fin 2025 (soit 35 GWe en tout).

Ce rythme paraît difficilement soutenable à la fois pour des raisons financières, stratégiques (un parc électrique plus diversifié sera sans doute recherché) et industrielles (éviter à l'outil industriel nucléaire un tel mouvement formé de 15 années d'activités intenses suivies de 20 à 25 ans de période creuse). C'est pourquoi un lissage de la période de renouvellement sur 20 ou 30 ans paraît probable.

Quelles technologies nucléaires sont-elles candidates pour le renouvellement éventuel du parc ?

Outre un scénario de sortie du nucléaire, quatre scénarios sont aujourd'hui envisageables :

- reporter le renouvellement du parc à l'horizon 2035-2055 en espérant une durée de vie moyenne du parc au moins égale à 55 ans et en ayant recours aux réacteurs de conception révolutionnaire dits de quatrième génération ou aux centrales à gaz avant 2035 ;
- procéder au début du renouvellement du parc entre 2020 et 2035 en ayant recours à des réacteurs de troisième génération suivant trois possibilités :
 - la construction d'un premier EPR comme prototype des centrales qui seront déployées industriellement à partir de 2020 ;
 - la construction directe d'une série industrielle sur la base de la technologie EPR à partir de 2020 ;

- le recours à une technologie étrangère, sans doute américaine, en 2020 si les compétences n'ont pu être gardées au sein d'AREVA.

Dans le monde :

Sur la position des électriciens

L'exemple américain est représentatif de l'effort de prolongation de la durée de vie des centrales et, plus généralement, d'optimisation de l'outil existant. Quelques réacteurs ont d'ores et déjà obtenu le renouvellement pour 20 ans de leur autorisation d'exploitation par l'autorité de sûreté américaine : la Nuclear Regulatory Commission (NRC) la portant de 40 à 60 ans. Des demandes d'autorisation de prolongation de durée de vie sont actuellement à l'étude pour une vingtaine d'autres réacteurs. En 2002, la Nuclear Regulatory Commission a également donné son accord à un grand nombre d'opérations d'accroissement de la puissance individuelle des réacteurs. Collectivement, cette opération a permis d'augmenter la capacité de 22 réacteurs du parc américain de 994 MWe soit la puissance installée d'un réacteur neuf.

Le Japon envisage des dispositions identiques.

L'obtention des autorisations pour une durée de vie de 60 ans est souvent mentionnée pour signaler l'absence d'urgence à se préoccuper du renouvellement du parc. Toutefois, la portée des décisions américaines doit être nuancée, dans la mesure où la NRC peut à tout moment suspendre ou supprimer une autorisation en cours, si elle le juge nécessaire. Il s'agit donc avant tout de mesures d'affichage (en particulier vers les marchés financiers) mais qui ne garantit en rien une durée d'exploitation de 60 ans.

La tendance à maximiser la durée de vie des centrales existantes s'explique également, dans un marché dérégulé de l'électricité, par l'aversion naturelle des électriciens vis-à-vis d'investissements de long terme. Il faut en effet 5 à 7 ans pour construire un réacteur nucléaire contre 2 à 3 pour une centrale fonctionnant au gaz naturel. De plus, les coûts d'investissement au kWe installé sont beaucoup plus importants (environ 4 fois plus pour un réacteur nucléaire par rapport à une centrale fonctionnant au gaz naturel).. La durée de rentabilisation d'un investissement est donc beaucoup plus élevée pour le nucléaire. L'engagement est nécessairement de long terme, donc moins résistant à toute remise en cause de la demande comme de la réglementation. L'engagement des gouvernements en faveur du nucléaire est dans ce cadre un facteur d'appréciation capital.

Le choix des investissements futurs sera par ailleurs mesuré à l'aune de deux éléments de contexte, facteurs d'incertitude dans un avenir de 10 à 20 ans.

Il s'agit tout d'abord du prix des combustibles fossiles et notamment du prix du gaz naturel. Le prix du gaz est bas aujourd'hui après avoir doublé entre 1999 et 2001 ; il reste par conséquent incertain à l'horizon 2020. Dans la mesure où le prix du gaz est une partie importante du coût de production, une tension sur le marché des énergies fossiles provoquée par un trop grand recours à ce combustible pour la production d'électricité, changerait complètement la donne. De même, une fiscalité sur les émissions de gaz carbonique vis-à-vis des moyens de production utilisant des combustibles fossiles donnerait un avantage comparatif au nucléaire.

Le deuxième élément de contexte concerne les coûts finaux de la gestion des déchets et du démantèlement. Si ceux-ci sont intégrés dans les estimations de coût de production, l'attente



d'une solution techniquement et politiquement validée d'élimination à long terme des déchets laisse planer une incertitude sur le coût global du MWh nucléaire. L'absence d'expérience de grande échelle en matière de démantèlement est du même ordre. On peut toutefois observer que ces coûts futurs sont éloignés et pèsent de manière faible sur le coût de production actualisé du MWh.

Selon les pays, les réponses sont diverses pour maintenir l'option nucléaire et limiter les facteurs d'incertitude

Dans un horizon marqué par l'intense compétition qui naît de la contraction de certains marchés, les acteurs industriels préparent l'avenir en tentant de maintenir les atouts de l'industrie nucléaire. Ils répondent à ce souci en s'efforçant d'atteindre une taille critique suffisante pour mener, dans des conditions de compétitivité optimales, les opérations d'envergure relatives au lancement de nouvelles générations de réacteurs. Ils s'appuient pour cela sur le parc installé, client avec une forte visibilité de services aux centrales, de combustibles et de gestion du combustible usé et des déchets. Les récents mouvements de rationalisation et de concentration des entreprises du secteur, ont ainsi conduit à l'émergence de grands groupes prêts à assumer les défis de la mondialisation. En particulier, né le 3 septembre 2001 du rapprochement des trois opérateurs français du secteur (CEA-Industrie, COGEMA et FRAMATOME-ANP), le groupe AREVA est devenu le leader mondial du domaine, devant le britannique BNFL qui, de son côté, a absorbé durant la même période les activités nucléaires de l'américain WESTINGHOUSE et du groupe helvético - suédois - américain ABB – CE, et devant l'américain GENERAL ELECTRIC, qui s'est rapproché commercialement des groupes japonais TOSHIBA et HITACHI.

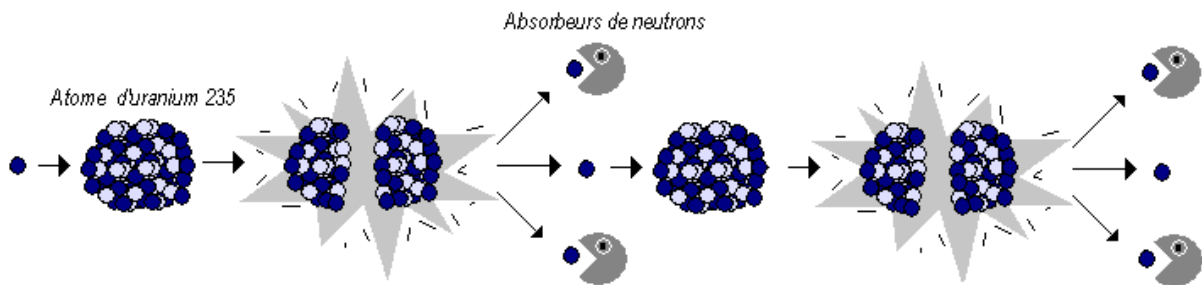
Le fonctionnement d'une centrale nucléaire

Un phénomène physique découvert au début du siècle

Pour produire de l'électricité à partir de l'énergie nucléaire, on récupère, sous forme de chaleur, l'énergie libérée par la fission des atomes dans un réacteur.

Il y a par exemple fission quand un neutron libre entre en collision avec un noyau atomique fissile et en provoque l'éclatement. Cette rupture du noyau libère plusieurs neutrons en dégageant une certaine quantité d'énergie. Les neutrons expulsés peuvent à leur tour diviser de nouveaux noyaux libérant eux-mêmes d'autres neutrons et ainsi de suite... Ce phénomène porte le nom de réaction en chaîne.

Réacteur en chaîne contrôlée dans les réacteurs nucléaires



(Image CEA)

Un principe simple et une technologie complexe

Une centrale nucléaire est une usine de production d'électricité qui peut comprendre un ou plusieurs réacteurs. Comme dans toute centrale thermique classique au charbon, au fioul ou au gaz, elle permet de transformer l'énergie libérée par un combustible, sous forme de chaleur, en une énergie mécanique puis électrique.

La chaleur produite par la combustion (du charbon, du fioul, du gaz) ou par la fission des atomes d'uranium ou de plutonium dans le cas d'une centrale nucléaire, permet de chauffer puis de vaporiser de l'eau qui actionne une turbine qui, à son tour, entraîne un alternateur. La vapeur qui alimente la turbine peut être produite directement à l'intérieur du cœur du réacteur : c'est le procédé utilisé pour les réacteurs à eau bouillante. Elle peut également être produite par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur appelé générateur de vapeur, comme c'est le cas dans les Réacteurs à Eau sous Pression (REP) qui composent la totalité du parc nucléaire français exploité par EDF.

Si le principe d'une centrale nucléaire paraît simple, la technologie mise en oeuvre est en revanche complexe. Les phénomènes et les puissances en jeu, les performances recherchées, les précautions nécessaires pour assurer la sécurité des personnels et des populations, la protection de l'environnement expliquent cette complexité.

Les filières françaises

Lors de la fission, les noyaux d'uranium sont cassés. Il se forme alors de nouveaux noyaux, les produits de fission, avec un dégagement d'énergie et une émission de neutrons dont le nombre varie selon la façon dont les noyaux d'uranium sont brisés. L'art du constructeur de réacteurs consiste alors à obtenir qu'un seul de ces neutrons aille casser un autre noyau d'uranium et ainsi de suite dans une réaction en chaîne.

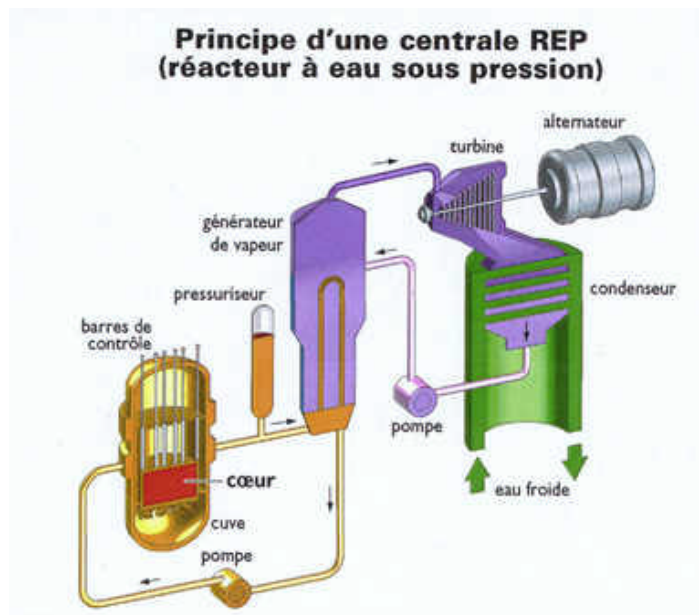
Le combustible, le caloporteur (milieu assurant le transport de la chaleur) et le modérateur (milieu permettant le ralentissement des neutrons) employés caractérisent la filière de réacteurs. En France, trois types de filières ont essentiellement été utilisés :

- *la filière ancienne des réacteurs à uranium naturel et graphite gaz (UNGG), dont les réacteurs sont maintenant à l'arrêt. Le combustible est de l'uranium naturel non enrichi. Le gaz sert de caloporteur et le graphite de milieu modérateur ;*

- *la filière des réacteurs à neutrons rapides,*

qui comprend en France une unité en fonctionnement après l'arrêt définitif de Superphénix : Phénix. Le sodium fait office de caloporteur. Les neutrons rapides permettent de transformer l'uranium 238 non fissile en plutonium 239 fissile. Contrairement aux réacteurs utilisant principalement l'uranium 235 où les neutrons doivent être ralentis, il n'y a pas de milieu modérateur ;

- *la filière des réacteurs à eau sous pression*



La filière prépondérante en France : les centrales de type "Réacteur à Eau sous Pression"

Les réacteurs à eau sous pression, actuellement exploités en France, comportent quatre organes essentiels :

Le cœur du réacteur,

l'équivalent du foyer dans une chaudière classique, contient le combustible nucléaire. Celui-ci est empilé, sous forme de "pastilles" de dioxyde d'uranium d'un centimètre de diamètre, dans des "crayons" longs de 4 mètres. Des barres de contrôle pénètrent dans le cœur et permettent

de contrôler l'énergie qu'il dégage en absorbant une partie des neutrons responsables de la "réaction en chaîne".

Une cuve remplie d'eau sous pression,

dans laquelle est plongé le cœur du réacteur. En acier de forte épaisseur de 20 à 30 centimètres elle est revêtue intérieurement de deux couches d'alliage inoxydable. L'eau contenue dans cette cuve sert aussi bien à ralentir les neutrons (rôle de modérateur) qu'à transporter la chaleur libérée par la réaction en chaîne (rôle de caloporteur).

Un circuit dit "primaire"

constitué de trois boucles de refroidissement identiques pour les réacteurs de 900 MWe et de quatre pour ceux de 1 300 ou 1 450 MWe. Chaque boucle, reliée à la cuve, assure une circulation de l'eau échauffée au contact des éléments combustibles vers des échangeurs dénommés générateurs de vapeur.

L'eau y transfère sa chaleur au circuit secondaire grâce à un circuit fermé et étanche avant de revenir vers le cœur. Un organe, appelé pressuriseur, permet le contrôle de la pression du circuit qui doit être maintenue à 155 bars, c'est-à-dire 155 fois la pression atmosphérique, afin d'éviter l'ébullition de l'eau chauffée à plus de 300°C.

L'eau du circuit primaire contient du bore qui a la caractéristique d'absorber les neutrons et donc de contrôler les réactions nucléaires.

Pour garantir la sûreté des installations en cas de rupture d'une tuyauterie, l'ensemble du circuit primaire (cuve, pompes, générateurs de vapeur, pressuriseur) est enfermé dans une enceinte de confinement en acier ou en béton.

Un circuit dit "secondaire"

totallement indépendant du premier. Dans le générateur de vapeur, l'eau du circuit primaire transmet sa chaleur à l'eau du circuit secondaire sans entrer en contact avec elle.

Transformée ainsi en vapeur, l'eau de ce second circuit entraîne une turbine. Après passage dans la turbine, la vapeur est refroidie par un troisième circuit indépendant de refroidissement avant d'être dirigée à nouveau vers les générateurs de vapeur.

Réacteurs à eau sous pression

	REP 900 MWe	REP 1300 MWe REP 1400 MWe
Bâtiment réacteur	<p>Avec peau d'étanchéité en acier</p> <p>sas matériel</p> <p>enceinte unique</p>	<p>double enceinte</p>
Pression du réacteur ("dimensionnement")	4,7 - 5 bars	4,8 - 5,3 bars

La préparation du futur conduit à s'interroger sur la nature et le type de réacteurs qui pourront le cas échéant remplacer ceux de la génération actuelle. Dans ce cadre, deux échéances peuvent être distinguées : le renouvellement des centrales les plus anciennes qui seraient atteintes par la limite d'âge sur la période 2010 – 2030, puis celui des centrales plus récentes, en signalant l'incertitude calendaire attachée à la durée de vie.

La mise à l'arrêt des centrales électronucléaires actuellement en exploitation en France pourrait intervenir à l'horizon 2020 en supposant une durée de vie de 40 ans pour les installations les plus anciennes. A cette échéance, les filières technologiques envisageables sont dans un premier temps les réacteurs de génération III puis dans un second temps (2040 au plus tôt) des réacteurs de génération IV.

Les réacteurs de génération III ou III+ (selon les auteurs)

Leur conception est issue par " filiation " des réacteurs à eau légère en exploitation et bénéficie du retour d'expérience obtenu ainsi que d'objectifs de sûreté réévalués (notamment concernant les accidents graves). On distingue notamment :

Parmi les réacteurs à eau pressurisée (REP),

- l'EPR (1 540 à 1 630 MWe) de FRAMATOME-ANP ;
- l'AP1000 de BNFL / WESTINGHOUSE (groupe britannico - américain) en cours de certification par la NRC (l'Autorité de sûreté nucléaire américaine) d'ici à 2004 ; BNFL / WESTINGHOUSE noue des relations de partenariat avec le japonais MITSUBISHI (Japon) sur ce modèle ;
- l'APWR de MITSUBISHI (1 400 MWe), sous licence WESTINGHOUSE, qui n'est pas encore proposé à l'export ;
- le modèle VVER-AES 92 (1 050 MWe) du MINATOM russe.

Parmi les réacteurs à eau bouillante (REB),

- l'ABWR (1 350 MWe) de GENERAL ELECTRIC (États-Unis) en liaison avec les japonais HITACHI et TOSHIBA, déjà certifié par la NRC (1996) ;
- l'ESBWR de GENERAL ELECTRIC, version "européanisée" de l'ABWR comportant des systèmes passifs (1 400 MWe) ;
- le BWR90+ (1 350 MWe) d'ABB (désormais partie de BNFL / WESTINGHOUSE) ;
- le système CE 80+ (1 350 MWe) certifié par la NRC en 1996, de l'américain Combustion Engineering, désormais partie de BNFL / WESTINGHOUSE, dont le modèle coréen APR1400 développé en partenariat s'inspire fortement) ;
- le SWR 1000 (1 250 MWe) de FRAMATOME ANP.

Les regroupements récents de l'industrie nucléaire conduiront probablement à limiter le catalogue de ce groupe de REB à l'ABWR et à l'ESBWR (en dehors de coopérations locales en Asie). De plus, les dessins de ces réacteurs (hormis l'ESBWR) sont déjà assez anciens et se rapprochent plus du N4 français (dernier réacteur construit en France et relié au réseau en 1999 pour la 58^{ème} réacteur Civaux 2) que de l'EPR.

Certains de ces réacteurs ont une sécurité de type " passive " (AP 1000, ESBWR, SWR 1000) et comprennent des dispositifs de sauvegarde dont le fonctionnement est lié à des différences de densité ou de hauteur d'eau, les rendant indépendants de systèmes mécaniques à motorisation électrique ou pneumatique. Le modèle VVER-AES 92 combine quant à lui à la fois des systèmes passifs et actifs. S'il est poussé, le caractère passif des systèmes est un concept innovant qui demandera une validation plus longue de la part des Autorités de sûreté (seule l'Autorité de sûreté américaine en est saisie à ce stade pour certification).

Les derniers modèles revendiquent tous le souci de gestion des accidents graves, l'EPR ne constituant pas sur ce plan un cas particulier.

Enfin, **hormis l'ABWR** (2 tranches en fonctionnement au Japon et 2 tranches en construction à Taiwan) et **le VVER** (construit en Chine dans un modèle plus simple que celui qui sera probablement proposé en Finlande), **ces différents modèles sont des projets "papier"** et n'ont pas encore donné lieu à des réalisations concrètes. Ils sont par ailleurs en compétition dans le cadre de l'actuel appel d'offres finlandais (à l'exception de l'AP 1000, BNFL / WESTINGHOUSE ayant renoncé à se porter candidat).

Les réacteurs de génération IV

De conception fondamentalement différente, ces réacteurs relèvent d'une nouvelle génération technologique et nécessitent un important effort de recherche, actuellement coordonné dans le cadre d'initiatives internationales (le *Forum Generation IV* sous l'égide des USA, auquel participe le Commissariat à l'énergie atomique, CEA) et l'initiative *INPRO*, engagée sous l'égide de l'AIEA3 et orientée sur les besoins plus que sur le développement de technologies et de filières.

Au sein du *Forum Generation IV*, différents concepts sont étudiés : les réacteurs à caloporteur gaz (RCG), les réacteurs à eau supercritique (seul système usant d'un caloporteur eau et qui ne soit pas fondé sur les neutrons rapides), les réacteurs à sels fondus ou refroidis par du métal liquide (sodium ou plomb).

Six caractéristiques sont privilégiées : (1) une compétitivité économique renforcée maintenant l'écart avec les filières gaz ou charbon ; (2) une sûreté continuellement accrue préservant la rentabilité économique du concept ; (3) une réduction significative de la production à la source de déchets radioactifs ; (4) une utilisation optimale du combustible ; (5) une conception résistante à la prolifération ; (6) une aptitude à la cogénération (production d'hydrogène, dessalement etc...).

Dans le cadre de l'initiative *Generation IV* et sur la base des progrès techniques récents (turbines à gaz, matériaux pouvant résister à de hautes températures), le CEA s'oriente plutôt vers les concepts à caloporteur gaz. Dans une logique de déploiement progressif, deux catégories de RCG sont actuellement envisagées :

a) les réacteurs à haute température à spectre thermique (HTR): sur la base des connaissances acquises dans les années 70 et de l'existence de projets de développement de HTR modulaires commercialement déployables vers 2010-2015 (projets GT-MHR 300 MWe et PBMR4 160 MWe), un pilote technologique⁵ pourrait être mis en service au début de la prochaine décennie. Dans ces conditions, la mise en service d'un démonstrateur industriel pourrait se concevoir vers 2025 et **l'émergence d'une série en 2035 -2040**. Un calendrier plus rapide n'apparaît pas crédible eu égard aux difficultés à résoudre sur les différents verrous technologiques déjà cités. Du point de vue du besoin français ou plus largement de celui des grandes métropoles, ces systèmes ne semblent pas correspondre au besoin des marchés européens où le maillage des réseaux, la faiblesse des étendues constructibles ou la volonté d'utiliser des sites existants devrait continuer à favoriser l'installation de grosses unités sur un nombre limité de sites.

3 Avec la participation de la Russie et de la Chine qui ne participent pas à *Generation IV*.

4 La puissance de ce projet de réacteur a progressivement été augmentée de 110 MWe à 160 MWe pour atteindre la compétitivité suffisante. Aujourd'hui, il est présenté dans le même souci comme une partie (module) d'un ensemble de quelques unités pour en fait revenir à des puissances totales proches de 1000 à 1500 MWe, tout en conservant les intérêts de la modularité.

5 Afin de valider ensemble les verrous technologiques présentés par l'usage de la haute température, de combustible réfractaire, l'entraînement d'une turbine par de l'hélium.

b) *les réacteurs à spectre rapide* : ils permettraient d'incinérer des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue dans des proportions plus importantes que les réacteurs à eau légère ou les réacteurs précédents, les rendant véritablement intéressants pour la transmutation à haut rendement. De plus ils présenteraient l'intérêt de mieux valoriser la matière première en brûlant tous les isotopes de l'uranium et du plutonium, option intéressante sur le long terme en cas de développement important du nucléaire dans les prochaines décennies et de tension sur les matières premières uranium. C'est à l'aune de ces deux critères que le passage aux "neutrons rapides" ajoutant des ruptures technologiques supplémentaires se justifierait. Pour accomplir le chemin de validation technologique nécessaire et à la suite des développements décrits au a), un pilote technologique pourrait être disponible vers 2025 et en comptant un retour d'expérience de cinq années, suivi d'une période de construction de 5 ans, un démonstrateur industriel pourrait être mis en service vers 2035 permettant de lancer **une série à l'horizon 2045 - 2050**.

La fusion nucléaire contrôlée par magnétisme

La fusion des atomes est la source d'énergie des étoiles. La maîtrise de ce processus est étudiée depuis les années 50, en raison de ses avantages potentiels pour la production d'énergie : **un combustible abondant** sur la Terre (fusion du tritium et du deutérium, isotopes de l'hydrogène) **et une production de déchets réputée faible**. La difficulté est toutefois colossale car il faut vaincre les forces d'attraction coulombienne pour que la réaction démarre, en confinant un plasma de particules porté à haute température. Ce confinement ne peut aujourd'hui être réalisé pour des quantités de matière importante (~1 000 m³) que par l'usage de champs magnétiques intenses.

L'amélioration continue des technologies de confinement a permis **une progression constante des connaissances** de physique fondamentale sur le comportement des plasmas.

Au niveau européen, ces recherches sont coordonnées depuis 1958 sur la base du traité EURATOM. Le traité a notamment permis d'organiser les recherches au travers d'associations EURATOM - laboratoires européens à l'instar des recherches menées par le CEA à l'aide du tokamak à aimants supraconducteurs TORE SUPRA de Cadarache. Une grande machine expérimentale, le JET (Joint European Torus) a démarré en 1983 en Grande-Bretagne. Elle a permis d'apporter de nombreux résultats sur la connaissance d'un plasma de taille importante (100 m³) en fusion. À titre d'illustration, une expérience a permis en 1997 la production 16 MW de puissance de fusion pendant une seconde.

La communauté scientifique internationale s'est accordée dans les années 80 sur la nécessité de réaliser une installation de grande dimension pour la démonstration scientifique de l'énergie de fusion par confinement magnétique. Tel est l'objet de **l'accord ITER** signé en 1988 dans le cadre de l'AIEA entre l'ex-URSS, la Communauté Européenne, les États-Unis et le Japon. Un nouvel accord a permis en 1992 de débiter la conception détaillée de l'installation ITER. D'autres pays y sont associés (Canada, Suisse, pays de l'Est).

En 1998, la décision a été prise, pour des raisons financières, de ne pas construire ITER mais de prolonger les études dans l'objectif de ramener le prix à la moitié en réduisant les ambitions techniques du projet. Les États-Unis se sont retirés du programme en 1999.

L'actuel projet ITER s'inscrit donc dans le cadre plus large d'une éventuelle filière de production d'électricité. La phase actuel ITER (30 ans) doit en effet précéder une phase de



développement d'un démonstrateur, fournissant de l'électricité de façon fiable sans être commercialement compétitif. Un prototype doit ensuite être construit **dans la seconde moitié du siècle**.

Tout récemment, les États-Unis ont rejoint le projet et la Chine s'apprête à y participer. **2003 devrait être l'année du choix du lieu d'implantation de l'installation ITER**. Quatre candidats sont déclarés : un site canadien, un site japonais, un site espagnol (Vandellos) et un site proposé par la France (Cadarache,, implantation du plus important centre de recherche du CEA).

L'EPR (European Pressurized water Reactor) représente la dernière génération de réacteur nucléaire à eau pressurisée.

Il est le résultat de plus de 10 ans de coopération franco-allemande, impliquant les constructeurs nucléaires FRAMATOME et SIEMENS (qui avaient créé dès 1989 une société commune, baptisée Nuclear Power International), les grands producteurs d'électricité ainsi que les autorités de sûreté nucléaire de ces deux pays. L'EPR intègre les avantages des deux modèles de réacteurs construits en Europe ces dernières années, le Konvoi allemand et le N4 français.

Le modèle de base de l'EPR devrait pouvoir délivrer une puissance électrique de 1 500 à 1 600 MWe. Pour les besoins moindres en électricité ou pour des réseaux qui n'auraient pas la capacité de supporter de grosses centrales, une version moins puissante de 1 000 MWe est également envisagée.

Le niveau de sûreté de l'EPR a été fortement renforcé grâce à des systèmes permettant de réduire le risque d'accident dans le cœur du réacteur (où se trouve le combustible). Par ailleurs, les niveaux d'exposition du personnel aux rayonnements ont été abaissés en phase d'exploitation, mais aussi en cas d'accident, grâce à une nouvelle conception des installations.

En outre, si un accident endommage le cœur du réacteur, des dispositions novatrices sont prévues pour en réduire les conséquences à l'extérieur de la centrale, dans l'objectif de rendre inutile l'évacuation des populations environnantes :

- le corium (mélange de combustible fondu et de structures métalliques résultant d'un accident dit " de fusion du cœur ") est confiné et refroidi dans un compartiment spécial ;
- l'enceinte de confinement autour du réacteur est munie d'un système spécifique pour éviter le risque d'explosion ainsi que d'un réservoir d'eau pour le refroidissement du cœur et du corium ;
- un système de dépressurisation du circuit primaire de refroidissement est installé.

Sur le plan économique, l'EPR représente un investissement dont la compétitivité est améliorée par rapport à ses prédécesseurs de 10% environ grâce à :

- un haut rendement thermodynamique dû à la haute pression sur le circuit secondaire (78 bars) ;
- un taux de combustion élevé, jusqu'à 70 MWj/kgU (contre 60 MWj/kgU au maximum pour les réacteurs actuels N4, taux envisagé pour 2008) ;
- une haute disponibilité globale à 92 % contre 82 % pour le parc nucléaire actuel ;
- une durée de vie de 60 ans, au lieu de 40 ans envisagés pour la génération actuelle ;
- une installation générale optimisée ;

En matière de production de déchets, l'EPR est plus sobre en matières premières et produit moins de déchets à vie longue dans une proportion de 10 à 20% pour une même production d'électricité. En outre, il offre des possibilités accrues de recyclage du plutonium (cœurs chargés à 50 % de combustible MOX au lieu des 30 % aujourd'hui, une version à 100 % faisant par ailleurs l'objet d'études). Il présente enfin des possibilités d'élimination de certains éléments radioactifs à vie longue, constitutifs des déchets.

Description succincte de l'EPR

Source du schéma et du texte ci-dessous : FRAMATOME-ANP



La coque externe (2) recouvre le bâtiment réacteur (1), celui abritant le combustible usé (3) et deux des 4 bâtiments de sauvegarde (4). Les 2 autres bâtiments de sauvegarde (5) bénéficient d'une protection par séparation géographique.

Le bâtiment réacteur est constitué d'une enceinte double: une enceinte interne étanche en béton précontraint (5) et une coque externe en béton armé (6), chacune d'une épaisseur de 1,30 m.

Il abrite le circuit primaire constitué principalement de la cuve (1), des générateurs de vapeur (2), du pressuriseur (3) et des pompes primaires (4).

À l'intérieur de l'enceinte, est aménagée une zone protégée par un revêtement réfractaire (7). C'est là qu'en cas de fusion du cœur, la partie du cœur fondu qui pourrait s'échapper de la cuve serait recueillie et refroidie.

Les opérateurs pilotent la centrale depuis la salle de commandes (8) où sont centralisées les données de fonctionnement. Celle-ci est située dans l'un des bâtiments de sauvegarde protégés par la coque externe.

Si l'alimentation électrique externe de la centrale venait à être coupée, des moteurs diesel, localisés dans deux bâtiments séparés (9), sont prévus afin de fournir l'électricité nécessaire aux fonctions de sûreté.

Le bâtiment turbine (10) abrite les équipements qui transforment la vapeur produite en électricité : corps de turbine, alternateur, et transformateur relié au réseau électrique.