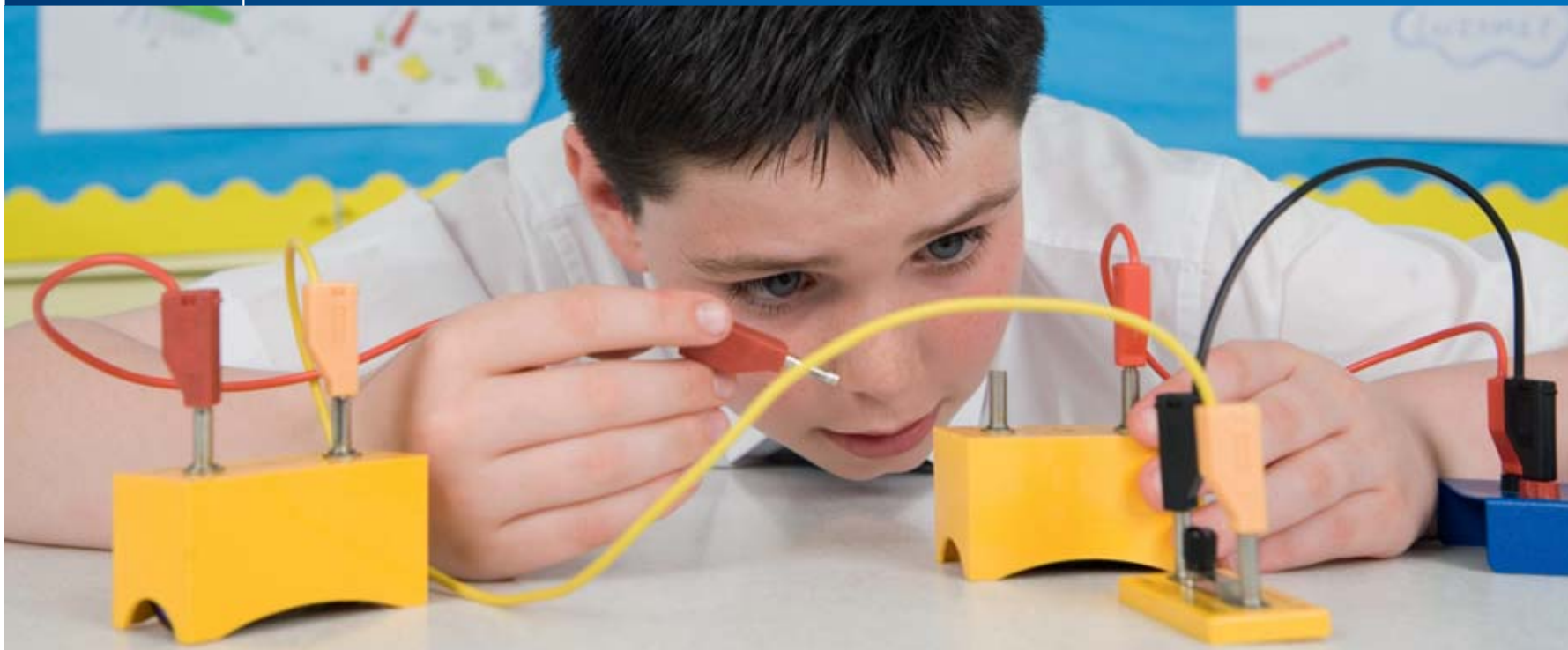


4

L'ÉLECTRICITÉ



Le mystère de l'électricité.

4.1 Les différents moyens pour produire de l'électricité en France

Pour produire de l'électricité de manière industrielle, plusieurs moyens existent. Chacun possède ses avantages et ses inconvénients. En France, les centrales hydrauliques, nucléaires et thermiques à flamme assurent l'essentiel de la production. Les autres moyens de production, à partir des énergies renouvelables, se développent en utilisant des ressources locales (soleil, vent, biomasse, géothermie).

▣ Les centrales hydrauliques



Lâcher d'eau au barrage de Serre-Ponçon.

Les centrales hydrauliques utilisent l'énergie de l'eau des rivières, ou de la mer pour les usines marémotrices, pour produire l'électricité. Elles nécessitent généralement la construction d'infrastructures importantes. Les investissements rapportés à la puissance installée sont très élevés et les durées de construction très longues dans le cas des grands barrages. En France, tous les sites possibles pour des installations de forte puissance ont déjà été équipés.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau :

- les aménagements au "fil de l'eau" ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ;
- l'usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière de l'électricité de manière très régulière ;
- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande ;

- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors "turbinée" du bassin amont vers le bassin aval).
- les aménagements de "lacs" sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison, grâce à la retenue (ou réservoir) qui se trouve en amont du barrage. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, profiter des périodes propices pour remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique.

La ressource hydraulique n'est pas la propriété du producteur, elle est cogérée par les parties prenantes (collectivités locales, industriels, associations...) au bénéfice de la collectivité. Cela restreint parfois les possibilités d'utilisation pour la production d'électricité.

▣ Les centrales nucléaires

Les centrales nucléaires utilisent la chaleur dégagée par la fission de l'atome pour produire de la vapeur d'eau transformée en électricité dans un groupe turboalternateur. Cette technologie permet une production très importante sur une surface de quelques dizaines d'hectares (2 600 MW sur le site de Penly, 5 400 MW sur le site de Gravelines) et nécessite des investissements lourds. La construction des unités dure environ 5 ans, 8 ans si l'on compte les procédures administratives. L'exploitation nucléaire requiert un personnel très qualifié.

Elle est soumise à un contrôle rigoureux à la fois de l'exploitant et de l'Autorité de sûreté nucléaire. Le per-



Centrale nucléaire de Civaux (Vienne).

sonnel permanent est de 800 personnes environ pour deux unités de 1 300 MW. Les centrales nucléaires n'émettent que très peu de gaz à effet de serre et produisent un très faible volume de déchets. Cependant, environ 10 % de ces déchets présentent une radioactivité importante.

▣ Les cycles combinés à gaz

Les cycles combinés à gaz comportent une turbine à combustion (assez proche d'un réacteur d'avion) et une turbine à vapeur. Ils utilisent du gaz naturel comme combustible. L'énergie des gaz d'échappement de la turbine à combustion est utilisée pour produire la vapeur. Les turbines à combustion et à vapeur entraînent



Cycle combiné de Phu-my 2 (ViêtNam).

chacune un alternateur qui produit de l'électricité. À puissance identique, les installations sont un peu plus compactes que pour le nucléaire.

L'investissement est moins élevé que pour le nucléaire et les durées de construction plus faibles (3 à 4 ans, hors procédures). Le personnel permanent est d'environ 40 personnes pour une unité de 440 MW.

En exploitation, un cycle combiné à gaz produit très peu de déchets; il émet du CO₂ et des oxydes d'azote, mais en moindre quantité qu'une centrale thermique à flamme.

▣ Les centrales thermiques à flamme

Dans les centrales thermiques à flamme, les combustibles fossiles servent à transformer de l'eau en vapeur qui produit de l'électricité via une turbine et un alternateur. En raison principalement de leur coût, le gaz et le pétrole sont moins utilisés en Europe où le charbon et le lignite sont très majoritaires dans ce type de centrale. Pour limiter le coût de transport du combustible, il est



Centrale thermique du Havre (Seine-Maritime).

préférable que la centrale soit implantée à proximité du lieu d'extraction ou d'un port. La compacité des installations est comparable à celle du nucléaire.

La durée de construction est intermédiaire entre celle du nucléaire et des cycles combinés. Le coût d'investissement est environ deux à trois fois plus élevé que celui des cycles combinés à gaz. Le personnel permanent est d'environ 80 personnes pour une centrale de 900 MW. L'exploitation produit plus de gaz à effet de serre que les cycles combinés à gaz et davantage de déchets (cendres, mâchefers et résidus de piégeage du dioxyde de soufre) : environ 500 tonnes par an et par MW pour les centrales à charbon (une partie de ces déchets peut être valorisée). Des améliorations techniques ont été réalisées ces dernières années pour augmenter l'efficacité et diminuer l'impact environnemental des centrales à charbon (unités dites à "charbon propre").

Des centrales thermiques à flamme peuvent également utiliser comme combustible des ordures ménagères, du bois, de la bagasse (résidu de canne à sucre) dans les DOM, d'autres combustibles végétaux (biomasse) ou encore du biogaz, dont l'électricité produite par ce moyen bénéficie de tarifs de rachat. Le coût de production, en général assez élevé, dépend largement du coût du combustible et, surtout, de celui de la dépollution associée.

Les éoliennes

Les éoliennes utilisent l'énergie du vent, gratuite, renouvelable, mais non permanente : la production moyenne est de 25 à 30 % de la capacité théorique maximum. Cette intermittence de l'énergie impose de disposer d'équipements de substitution dans le cas où le vent est trop faible. Les éoliennes nécessitent une grande surface, plusieurs centaines de fois supérieure à l'emprise des centrales nucléaires ou à vapeur pour la même puissance installée. On peut cependant utiliser une grande partie de la surface d'une ferme éolienne pour l'agriculture. L'exploitation d'une ferme éolienne ne nécessite pas de personnel permanent et sa maintenance requiert environ une dizaine de personnes pour 100 MW. Elle ne produit aucun gaz à effet de serre. Le gisement potentiel de production français est assez important, particulièrement sur les côtes bretonnes, de la Manche et de la mer du Nord ainsi que dans la vallée du Rhône et dans le Roussillon.

La puissance installée en France était de 3 327 MW au 31 décembre 2008.



Éoliennes au Chemin d'Ablis, en Beauce (Eure-et-Loire).

Les éoliennes peuvent également être installées en mer sur des hauts-fonds. Dans ce cas, la productibilité est supérieure, mais le coût de revient également.

Le tarif de rachat de l'électricité produite par les éoliennes terrestres est de l'ordre de 86 €/MWh et celui de l'éolien en mer de 136 €/MWh.

La géothermie



Centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe).

La géothermie (utilisation de la chaleur de la terre à grande profondeur) n'est utilisable pour la production d'électricité que dans des sites où la chaleur existe à haute température, comme en Guadeloupe, en Martinique et à La Réunion, en raison du caractère volcanique actif de ces îles.

En revanche, la géothermie utilisant de la chaleur à basse température se développe en métropole pour d'autres applications, notamment le chauffage urbain et individuel.

Le solaire photovoltaïque

Cette source d'énergie est également intermittente. On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production directe d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur qui peut éventuellement ensuite être transformée en électricité).

Les panneaux photovoltaïques ont été développés à l'origine pour les applications autonomes sans connexion aux réseaux électriques. Cependant, ces dernières années, le marché du photovoltaïque, qui croît au rythme de 30 à 40 % par an, s'est surtout développé dans les applications raccordées aux réseaux sous l'impulsion des politiques en faveur des énergies renouvelables.

Selon le type d'installation (au sol ou intégré au bâti), les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque varient de 314 à 580 €/MWh.



Ferme solaire de Narbonne (Aude).

Comparaison des différents moyens de production d'électricité

Type	Finalité	Atouts	Emplois (exploitation)
Hydraulique	Base (fil de l'eau), pointes (réservoir)	Flexibilité pour les réservoirs, énergie renouvelable	Peu d'emplois, souvent automatisé
Nucléaire	Base	Production très importante, coût	800 personnes environ pour 2 600 MW
Cycle combiné à gaz	Base / semi-base	Flexibilité	40 personnes environ pour 440 MW
Thermique à flamme	Base / semi-base / pointe	Flexibilité	80 personnes environ pour 900 MW
Éoliennes	Base (production intermittente)	Énergie renouvelable	Une dizaine de personnes pour 100 MW ¹
Géothermie	Base	Énergie renouvelable	N.A.
Solaire photovoltaïque	Base (production intermittente)	Énergie renouvelable	Peu d'emplois, automatisé

1. Le site internet du Projet éolien en mer des deux côtes annonce 250 emplois pour 700MW.

4.2 Les gaz à effet de serre et la production d'électricité

La production d'électricité à partir du gaz, du fioul ou du charbon est une importante source d'émission de gaz à effet de serre. Selon le Conseil mondial pour l'énergie la production de 1 kWh d'électricité provoque une émission dans l'atmosphère de¹ :

- 754 à 1 124 g de CO₂, s'il est produit par une unité au charbon ;
- 545 à 900 g de CO₂, s'il est produit par une unité au fioul ;
- 388 g à 688 g de CO₂, s'il est produit par une unité à gaz ;
- 13 à 280 g de CO₂ s'il est produit par du solaire photovoltaïque ;
- 4 à 90 g de CO₂ s'il est produit par de l'hydraulique ;
- 9 à 48 g de CO₂ s'il est produit par des éoliennes marines ou terrestres ;
- 3 à 40 g de CO₂, s'il est produit par une unité nucléaire (4 g pour les centrales françaises).

Ces chiffres prennent en compte la totalité des étapes du cycle de production, de l'extraction des ressources au stockage définitif des déchets éventuels en passant par la construction, l'exploitation et la déconstruction des installations. Ceci explique que les rejets du nucléaire de l'hydraulique et de l'éolien ne soient pas nuls.

Les fourchettes sont parfois très larges, car elles prennent en compte l'origine de l'électricité utilisée et un éventail large de technologies, des plus anciennes encore en exploitation aux plus récentes ("technologie 2005-2020").

Les centrales nucléaires en service dans le monde évitent chaque année l'émission d'au moins 1 milliard de tonnes de CO₂ par an².

Le tableau suivant décrit, pour quelques pays européens, les émissions de gaz à effet de serre annuelles dues à la combustion d'énergies fossiles.

Émissions de CO₂ par an et par habitant dues à la combustion d'énergie fossile pour quelques pays européens

Pays	Émissions annuelles CO ₂ / hab. en tonnes	Émissions de CO ₂ en g / kWh produit (électricité et chaleur)	Consommation d'électricité annuelle en MWh/habitant	Consommation annuelle d'énergie / habitant en tep	Part de la production en %			
					Nucléaire	Hydraulique	Autres EnR	Thermique
France	5,8	90	7,7	2,4	76,9	11,6	1,7	9,2
Danemark	9,2	314	6,7	2,9	0	0,1	29	70,9
Allemagne	9,7	412	7,1	2,6	22,4	4,5	11,4	61,8
Espagne	7,7	385	6,1	2,2	18,1	10,4	10,5	61,0
Royaume-Uni	8,6	497	6,3	2,4	15,1	2,3	3,9	78,6

Émissions de CO₂ par an et par habitant due à la combustion d'énergie fossile pour quelques pays européens (Source : statistiques Union Européenne 2007 pour la répartition de la production, la consommation d'énergie ; Agence Internationale de l'Énergie pour les émissions de CO₂).

Les pays qui produisent le moins de CO₂ par habitant sont ceux où la production d'électricité à partir de centrales thermiques classiques (fioul, charbon, gaz) est réduite.

1. Sources : Comparison of energy systems using life cycle assessment, juillet 2004, WEC, World energy council et Bulletin de l'AIEA, Vol 42, N°2, 2000. Agence Internationale de l'Énergie Atomique. Les émissions sont exprimées en grammes de CO₂. On peut également les exprimer en "grammes de carbone équivalent" (1 gCeq = 3,66 g de CO₂).

2. Hypothèse : les centrales nucléaires sont remplacées par des cycles combinés à gaz les plus modernes (400 g CO₂/kWh) qui sont les moyens de production d'électricité de masse les moins émetteurs de gaz à effet de serre. Production mondiale de l'année 2006 par toutes les centrales nucléaires = 2 601 TWh (17,7% de l'électricité produite dans le monde).

4.3 Le coût de production des différents moyens de production

Les coûts des différents moyens de production d'électricité ont été déterminés par la Direction générale de l'énergie et du climat, DGEC (ex-DGEMP) du MEEDDM dans une étude de 2008. Les informations données ci-après sont toutes extraites de cette étude, téléchargeable sur Internet à l'adresse suivante : http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/f1e_elec.htm

Comme il s'agit d'informations commercialement sensibles dans des marchés concurrentiels particulièrement tendus, il a été considéré préférable de ne pas publier, pour les moyens de production centralisés, les hypothèses et les résultats en valeur absolue mais plutôt, dans ce document public de synthèse, de présenter les résultats sous forme indiciaire permettant ainsi d'évaluer la compétitivité relative des filières en fonction de différents paramètres pour, le cas échéant, participer à la définition du mix optimal. Cependant, pour les énergies renouvelables à l'économie régulée par les tarifs d'obligation d'achat, il a été jugé essentiel de présenter les coûts en euros de manière à vérifier que les tarifs définis par le gouvernement couvrent bien les coûts de production.

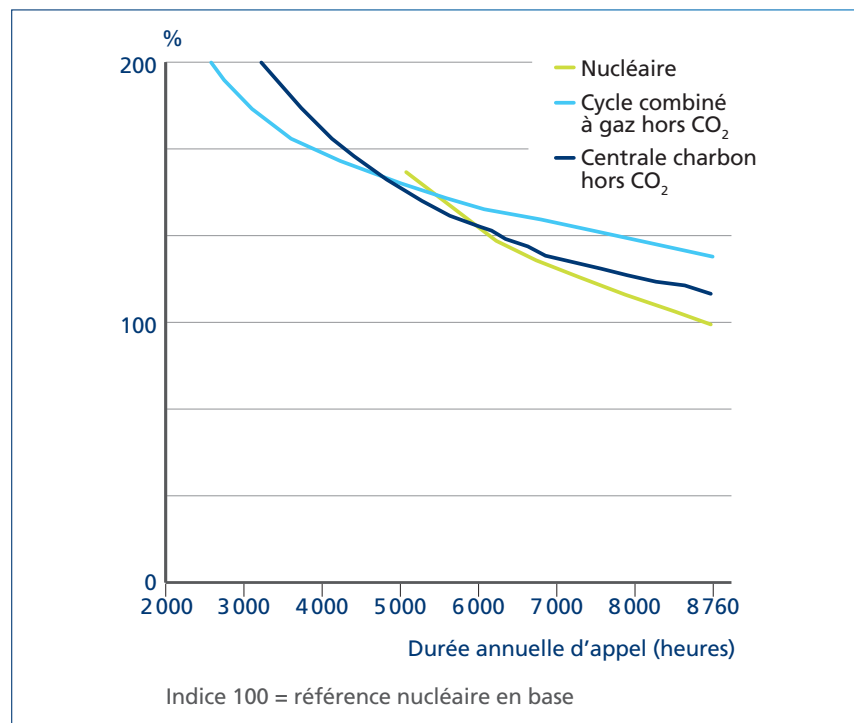
▣ Les moyens de production centralisés

Dans l'optique d'un investisseur, avec les hypothèses centrales (taux d'actualisation correspondant à un coût du capital hors inflation égal à 8 %, gaz à 6,50 \$/MBtu¹, charbon à 60 €/t), le nucléaire est la filière la plus compétitive pour la production électrique en base. Cet ordre de mérite reste vérifié avec des surcoûts d'investissements de 10 à 40 %. La compétitivité relative des moyens de production au gaz et au charbon est très sensible aux prix des combustibles et à la valorisation du CO₂.

Avec les hypothèses centrales et hors prix du CO₂, on constate que, pour une durée annuelle d'appel allant de 6 000 heures à 8 760 heures (base), le moyen le plus compétitif est le nucléaire. Puis, dans l'intervalle 4 700 heures – 6 000 heures, le charbon présente le coût de production le plus faible.

Enfin, pour des durées d'appel allant de 2 000 heures à 4 700 heures, l'option du cycle combiné à gaz est la plus intéressante.

Comparaison des coûts de production des différentes filières en % par rapport au nucléaire



Source : DGEC.

▣ La production décentralisée

Pour chacune des filières de production, dont on présente ci-après le coût du moyen de production le plus compétitif suivant les hypothèses centrales et pour un fonctionnement en base², on constate globalement que les tarifs d'obligation d'achat couvrent les coûts. Par ailleurs, on note que les coûts des plus efficaces de ces moyens de production s'approchent des prix observés sur le marché européen de l'électricité, essentiellement dirigés par les coûts des moyens de production thermiques à flamme, surtout en cas de prix élevés des hydrocarbures et de valorisation des émissions de CO₂.

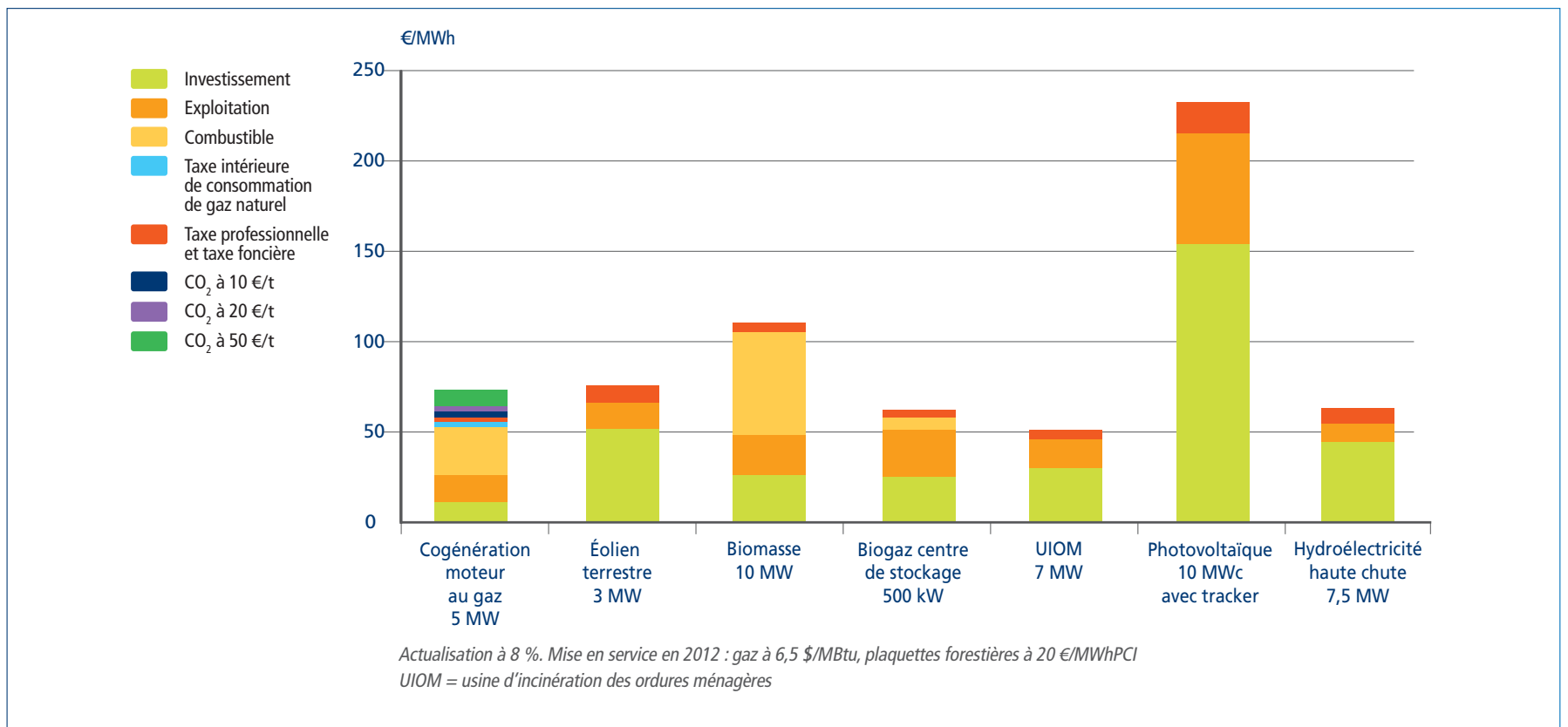


Site Internet de la Direction générale de l'énergie et du climat (MEEDDM).

1. Taux de change retenu pour cette étude 1€ = 1,15\$.

2. À l'exception de l'éolien terrestre (2 400 heures en équivalent pleine puissance), du photovoltaïque (2 028 heures en équivalent pleine puissance) et de l'hydroélectricité (3 500 heures en équivalent pleine puissance).

Coûts de production en base



Source : DGEC.

On note que la structure des coûts des moyens de production décentralisés n'utilisant pas de combustible se caractérise par une part prépondérante relative à l'investissement et que le coût de référence présente ainsi une forte dépendance vis-à-vis du taux d'actualisation retenu, c'est-à-dire de la rentabilité attendue de l'investissement. Cela est particulièrement vérifié pour l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité. Par ailleurs, les tensions sur les marchés de certains biens d'équipement peuvent entraîner des incertitudes sur les coûts d'investissement.

En revanche, pour la cogénération au gaz naturel et la biomasse, c'est le poste relatif au combustible qui est prépondérant, représentant environ la moitié du coût complet de production.

Pour le solaire photovoltaïque et l'éolien, le nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance, directement lié à la localisation de l'installation, est un paramètre essentiel de la compétitivité. Par exemple, dans le cas du solaire photovoltaïque, le coût de production d'une installation intégrée au bâti d'une résidence particulière augmente de 70 % entre Nice et Lille. De même, pour l'éolien terrestre, le coût augmente de 39 % entre une zone bien ventée (3 000 h de fonctionnement à pleine puissance) et une zone moyennement ventée (2 000 h). À l'horizon 2020, les perspectives de progrès permettent d'envisager pour l'éolien et le photovoltaïque, des baisses de coût respectivement de 17 % et 25 % par rapport à 2012.

5

L'ÉLECTRICITÉ EN
FRANCE ET EN EUROPE

Immeuble du parlement européen à Bruxelles (Belgique).

5.1 L'ouverture des marchés de l'électricité en Europe

Après les premières expériences d'ouverture des marchés de l'électricité en Grande-Bretagne dès 1990, le coup d'envoi d'une réforme profonde des marchés européens a été donné par l'adoption de la première directive communautaire sur les marchés intérieurs de l'électricité en 1996, suivie en 2003 d'une deuxième directive qui a ouvert totalement les marchés au 1^{er} juillet 2007.

L'objectif de ces directives est d'introduire une concurrence sur les marchés électriques européens. Toutefois, une volonté de maintenir une partie des activités sous le contrôle d'une organisation régulée est exprimée par le maintien de missions d'intérêt général. Ceci s'est traduit en France par la séparation en deux parties du secteur électrique : le secteur concurrentiel (production et vente d'électricité) et le secteur "régulé" (acheminement, transport et distribution de l'électricité).

L'impact des directives et de leur transposition en droit national s'est traduit dans les États membres de l'Union par une organisation complexe des marchés et une multiplication des acteurs, avec l'émergence de marchés de gros de l'électricité alimentés par des opérateurs natio-

naux et étrangers. De nouveaux acteurs interviennent sur les marchés européens : les courtiers (brokers), simples intermédiaires entre vendeurs et acheteurs, et les négociants (traders) pour le négoce de produits et services plus sophistiqués. Les marchés de gros permettent aux traders et aux fournisseurs-commercialisateurs de s'approvisionner pour alimenter à leur tour les clients finaux.

Via des prises de participation, les grands opérateurs historiques nationaux, tel EDF, ont étendu leur action au niveau européen, pour la production, mais aussi la commercialisation et le trading. Par exemple, EDF a des participations en Grande-Bretagne, Allemagne, Italie, Autriche, Pologne, Belgique, Suisse. Par ailleurs, l'italien Enel, l'allemand Eon et d'autres ont des participations dans des moyens de production en France.

L'émergence d'un marché européen vise à optimiser, via l'accroissement des échanges, la gestion des systèmes électriques. À court, moyen et long termes, les achats et ventes d'électricité s'effectuent selon deux modalités : de gré à gré ou à travers des bourses d'échange d'électricité.

Dans chaque État membre, les activités de gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ont été confiées à des organismes régulés (RTE pour le réseau de transport et ERDF pour le réseau de distribution en France). Des autorités indépendantes de contrôle et de régulation (la CRE, Commission de régulation de l'énergie en France) ont aussi été créées pour contrôler le bon fonctionnement du secteur électrique, aussi bien les activités régulées que le secteur concurrentiel.

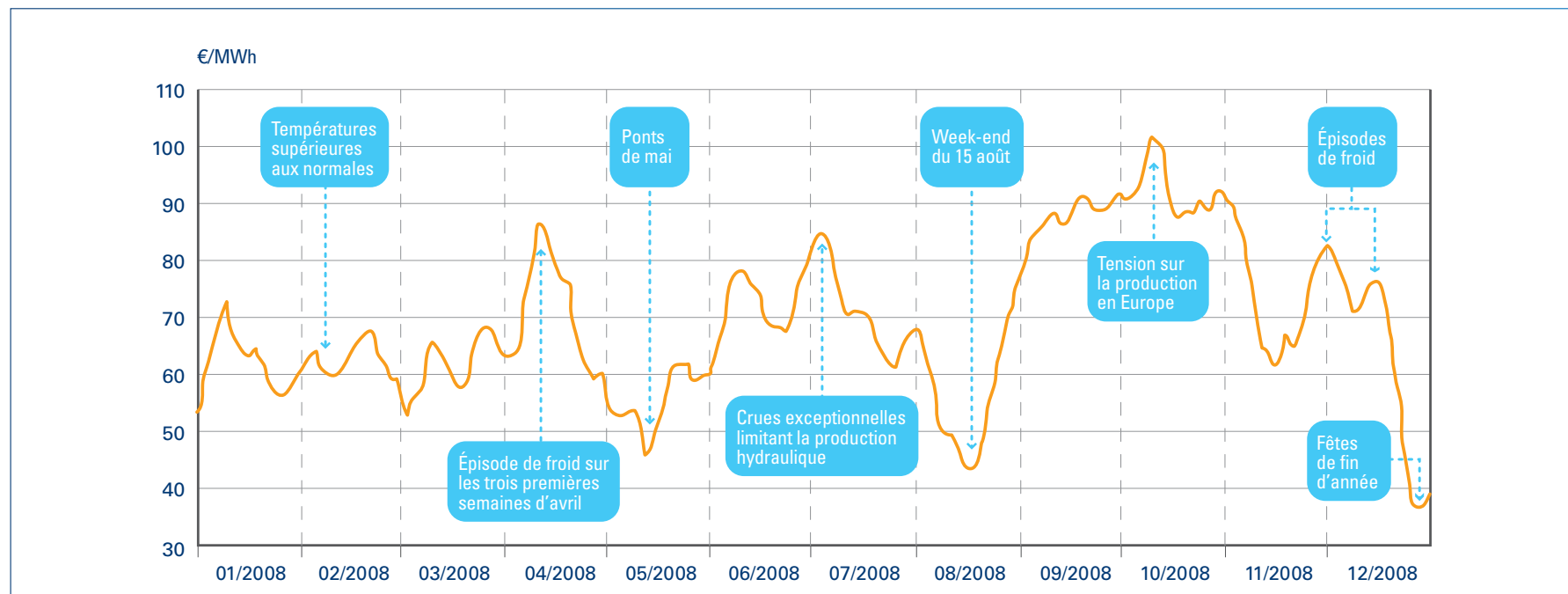
La structure des parcs européens de production d'électricité est contrastée. Elle reflète l'histoire, la géographie et la diversité des politiques énergétiques nationales. Cette situation a de fortes répercussions sur les prix de l'électricité.

Après une période de prix bas jusqu'à mi-2003, les marchés ont subi des hausses importantes dues à l'augmentation du prix des combustibles fossiles et à la croissance constante de la demande. La mise en place des permis d'émission de CO₂ début 2005 et l'évolution à la hausse de leur cotation ont encore amplifié l'augmentation des prix.

L'objectif à terme des autorités de régulation est de constituer une zone "continentale" de marché la plus fluide possible et de réduire les écarts de prix avec les zones périphériques. Cet objectif sera atteint grâce à trois actions soutenues par la Commission européenne :

- le renforcement des interconnexions pour supprimer les congestions actuelles ;
- la coordination des gestionnaires de réseau de transport pour mieux exploiter encore les interconnexions existantes ;
- la mise en place de règles d'allocation des capacités d'échange aux frontières pour augmenter la fluidité et l'efficacité des échanges commerciaux.

Évolution des prix de marché de l'électricité sur l'année 2008



Source : Platts pour les données et EDF.

5.2 La maîtrise de la demande d'énergie (MDE)

Jusqu' alors, bien que les gouvernements se soient intéressés à la MDE, les politiques énergétiques issues des chocs pétroliers et des problèmes géopolitiques étaient principalement orientées par la hausse des prix des hydrocarbures. Aujourd'hui, les politiques volontaristes de MDE au niveau européen (paquet énergie climat) et en France (loi fixant les orientations énergétiques de la France et Grenelle de l'environnement) cherchent à répondre aux exigences du développement durable et se placent sur des perspectives de long terme.

L'objectif est de renforcer l'efficacité énergétique au stade de l'utilisation finale, toutes énergies confondues. La maîtrise se mesure par la réduction de la quantité d'énergie consommée à service énergétique rendu identique.

L'État entend promouvoir les efforts d'économie d'énergie et le développement des énergies renouvelables afin de contribuer à limiter la dépendance de la France vis-à-vis des combustibles fossiles importés, à réduire les usages énergétiques responsables des pollutions atmosphériques et à lutter davantage contre l'aggravation de l'effet de serre.

La politique énergétique devrait donner une impulsion significative à la MDE : elle en fait le premier axe de la politique énergétique et fixe le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique¹ finale à 2 % d'ici 2015 et à 2,5 % d'ici 2030.

Pour atteindre ces objectifs, le législateur s'appuie pour partie sur un dispositif innovant basé sur les certificats d'économies d'énergie (CEE). Ce dispositif rendu opérationnel le 1^{er} janvier 2006 consiste à fixer des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'énergie², lesquelles économies ouvrent droit à la délivrance de CEE. Tout acteur économique (industriel, chaîne d'hôtels, etc.) réalisant des économies d'énergie au-delà d'un seuil de 1 000 MWh CUMAC peut aussi obtenir, à sa demande, des CEE qu'il pourra céder aux fournisseurs d'énergie pour satisfaire leurs obligations, fixées par décret.

Tout fournisseur qui ne satisferait pas à son objectif de remise des certificats en fin de période se verrait assigner une pénalité financière proportionnelle aux kWh économisés manquants.

Le système des certificats d'économies d'énergie a conduit les producteurs d'énergie à faire économiser, entre mi-2006 et mi-2009, 54 TWh d'énergie cumulée actualisée à leurs clients. Le coût associé est difficile à

évaluer : à titre indicatif la pénalité pour non atteinte des objectifs a été fixée à 20 €/MWh.

À la date de rédaction du document, le dispositif pour la prochaine période n'est pas encore connu. L'intention du Gouvernement est clairement d'amplifier le mouvement mais l'objectif ne pourra être fixé qu'après le vote de la loi Grenelle 2. Néanmoins, le ministre d'État, Jean-Louis Borloo a annoncé lors de la conférence de presse du 26 juin 2009 que le Gouvernement vise un objectif de 100 TWh par an, au minimum, ce qui équivaut à périmètre identique à tripler les objectifs des énergéticiens comme EDF.

En quoi un producteur d'électricité trouve son intérêt à promouvoir des actions de MDE ?

Au-delà de la participation à l'effort collectif pour la sobriété et l'efficacité énergétique, les producteurs d'électricité trouvent leur intérêt à promouvoir des actions de maîtrise de la demande d'énergie, par exemple :

- l'isolation des logements, première source d'économies d'énergie, permet d'économiser de l'électricité pendant l'hiver et contribue ainsi à rendre la consommation plus constante au cours de l'année, ce qui diminue les besoins d'investissements dans des moyens de production de semi-base et de pointe (ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution) et permet une meilleure utilisation des moyens de production de base,
- beaucoup d'actions d'éco-efficacité se réalisent par substitution de combustibles fossiles au bénéfice de l'électricité. Le remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe à chaleur permet, d'une part, la diminution de la consommation globale d'énergie car la pompe à chaleur est plus efficace que la chaudière au fioul, mais également le remplacement du fioul par de l'électricité. La collectivité y gagne également puisque la consommation globale d'énergie et les émissions de CO₂ diminuent. ■

1. Rapport entre la consommation d'énergie et le produit intérieur brut.

2. Personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur, du froid, du fioul domestique, dont les ventes annuelles excèdent un seuil fixé par décret.

Conjuguée au développement des énergies renouvelables, la politique de MDE contribue non seulement à réduire l'intensité énergétique mais aussi à préserver les ressources naturelles et, grâce au recours aux énergies

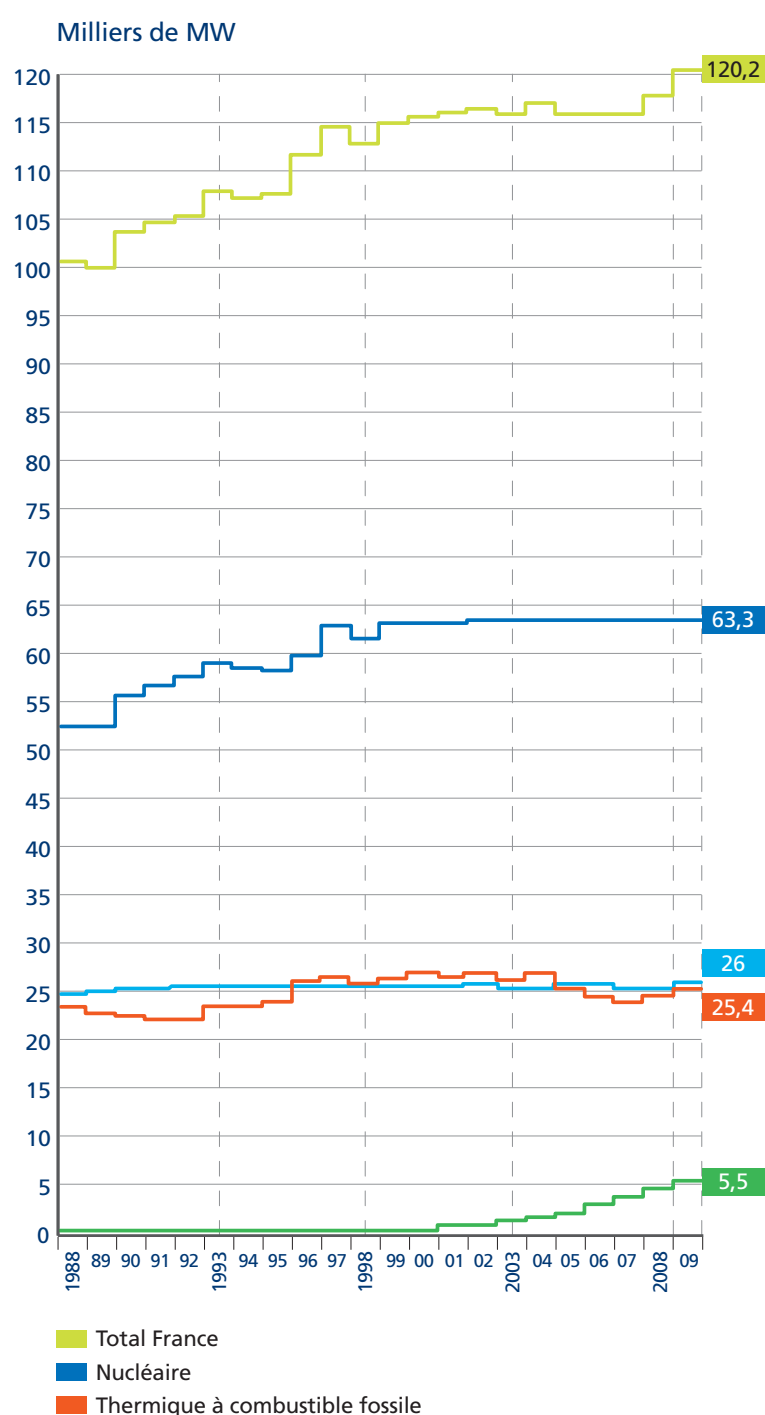
les moins émettrices de CO₂, à réduire les émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le changement climatique.

5.3 La production d'électricité en France

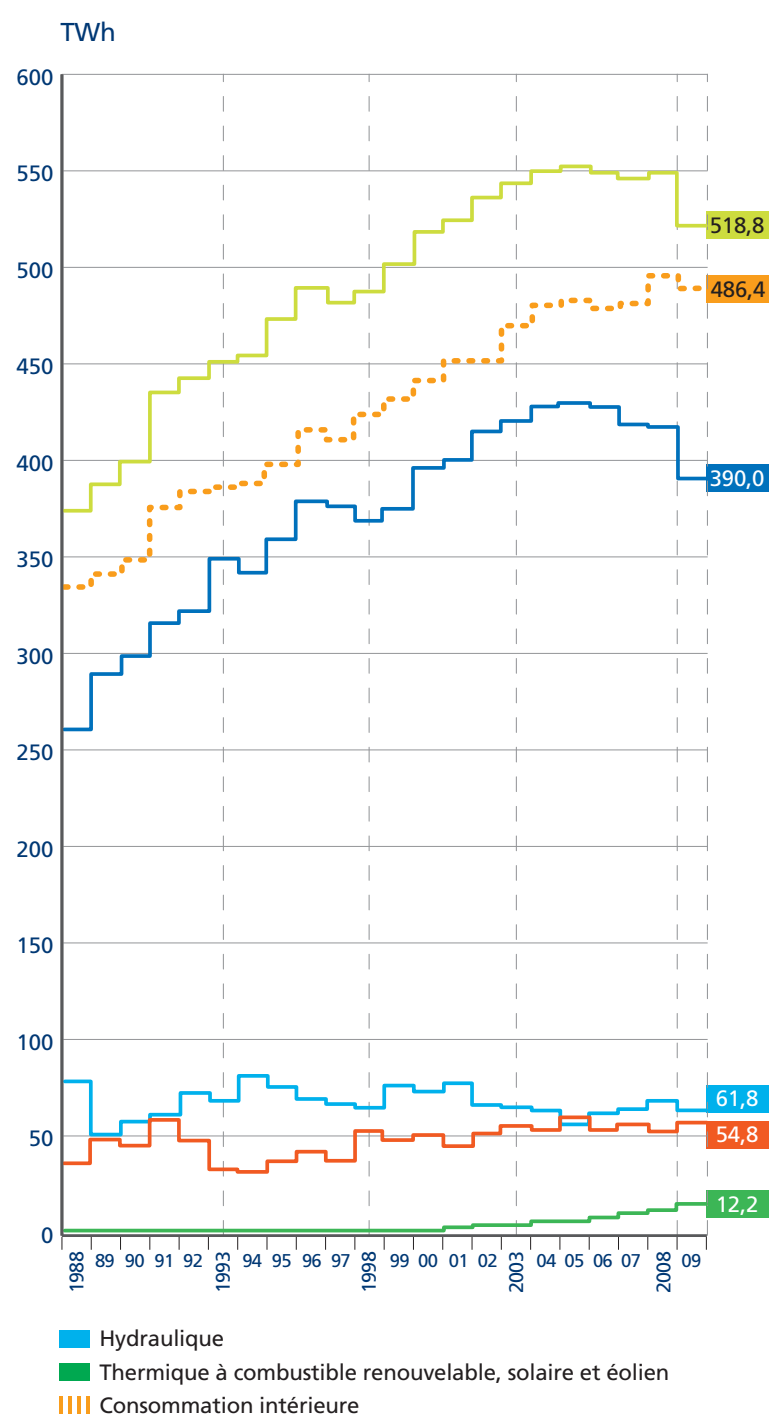
Le parc de production français a une capacité de production nette de 120 200 MW¹ en 2009. Il se structure autour de quatre types de production : nucléaire, thermique, hydraulique et autres énergies nouvelles renouvelables.

La production d'électricité en France métropolitaine, tous opérateurs confondus, est majoritairement d'origine nucléaire et hydraulique. On note ces dernières années une progression importante de la production par les énergies nouvelles renouvelables.

Équipement France (puissance maximale installée)



Production



Source : RTE.

1. 1 MW = 1 Million de Watt = 1 000 kW.

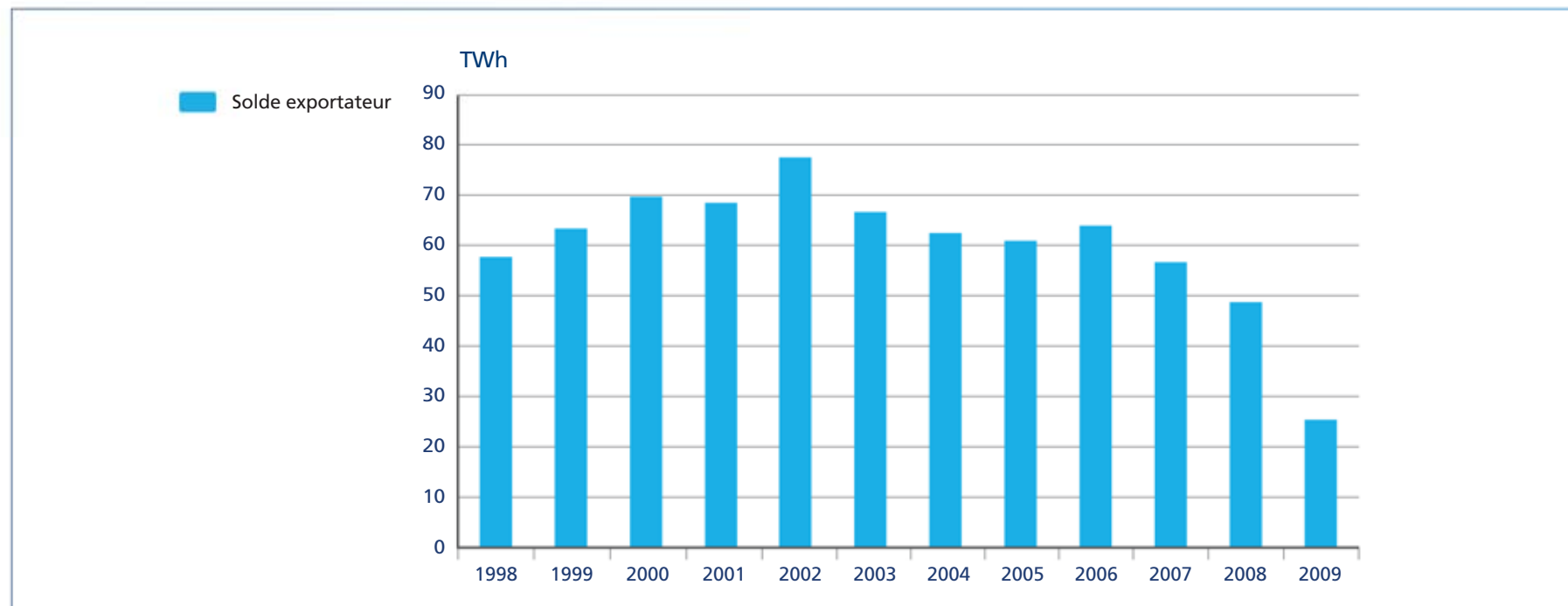
Les parts de chacune des énergies se sont établies en 2009 à :

Type d'énergie	Part en 2009
Nucléaire	75,2 %
Combustible fossile	10,6 %
Hydraulique	11,9 %
Éolien	1,5 %
Autres renouvelables	0,8 %

Source : RTE.

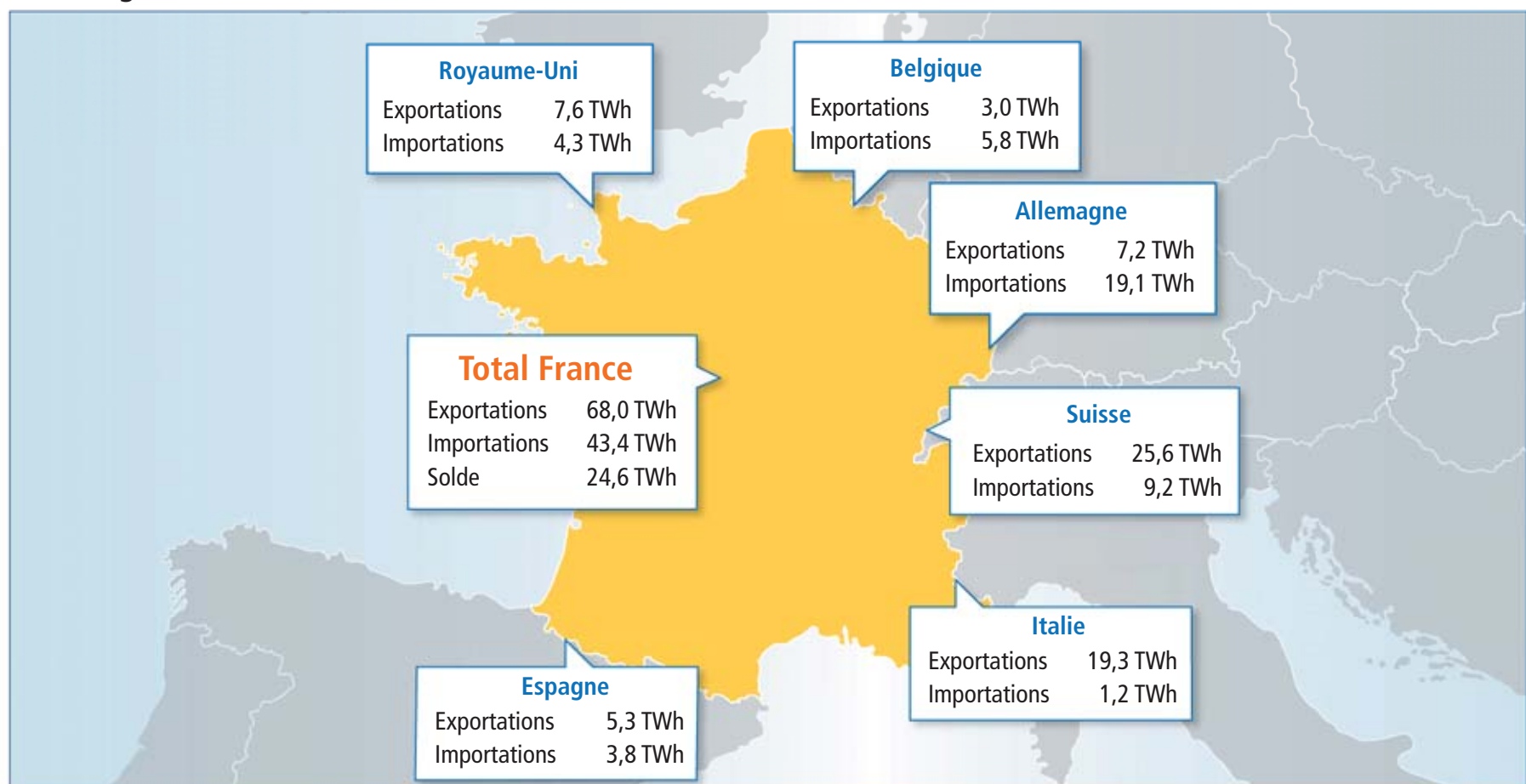
Le solde des échanges avec l'étranger est exportateur et s'est établi à 24,6 TWh en 2009 (4,7 % de la production).

Échanges physiques avec l'étranger



Source : RTE.

Échanges contractuels transfrontaliers en 2009



Source : RTE.

6

LES CENTRALES ÉLECTRONUCLÉAIRES



La centrale nucléaire du Tricastin.

6.1 Le principe de la réaction nucléaire

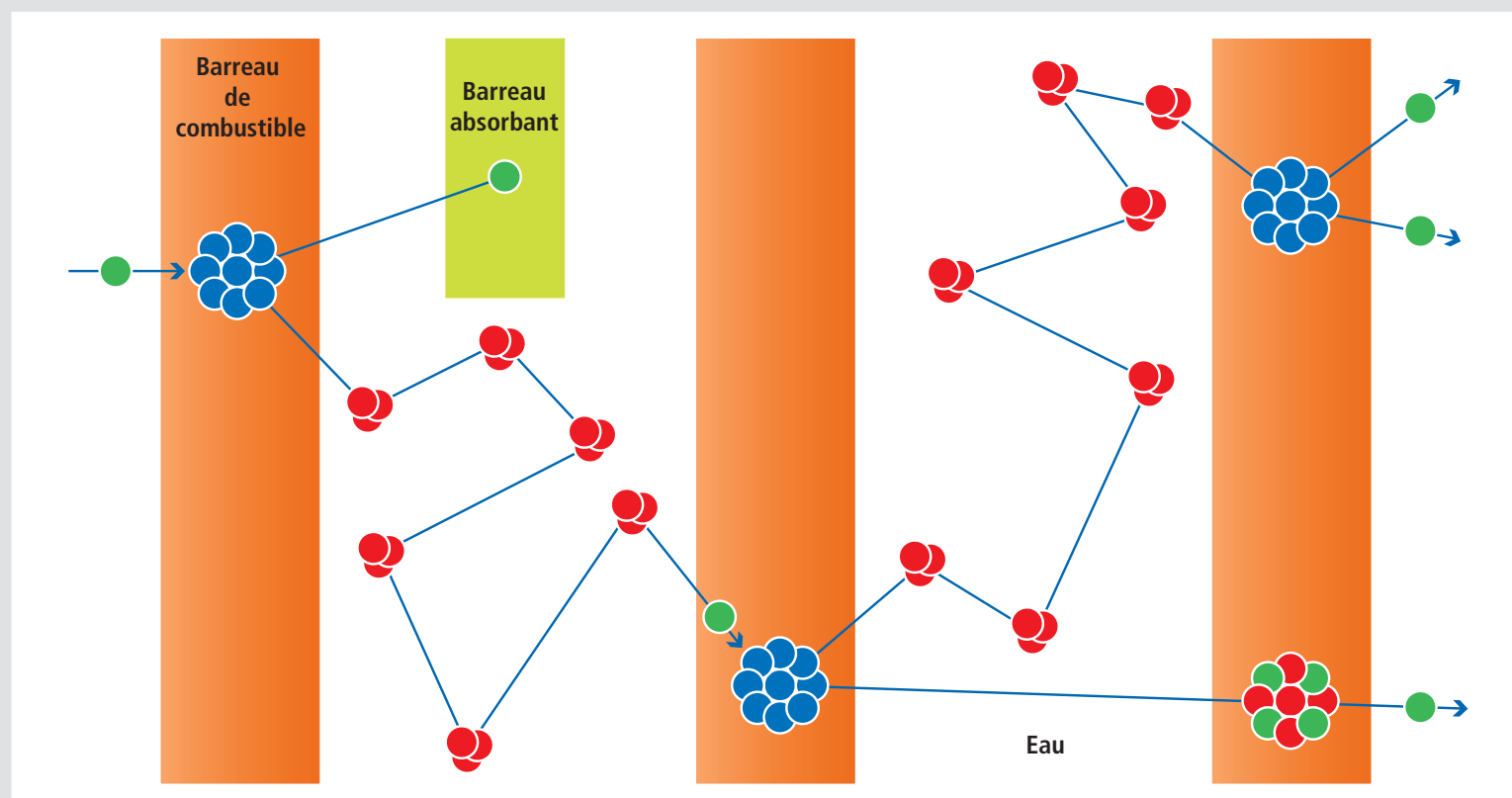
Le combustible des réacteurs est appelé "matière fissile" dont les atomes peuvent être, dans certaines conditions, brisés par des neutrons. L'atome se casse alors en plusieurs autres atomes, appelés "produits de fission", en émettant de la chaleur, récupérée pour produire ensuite de l'électricité, ainsi que 2 ou 3 neutrons. Un de ces neutrons va à son tour briser un autre atome de matière fissile et maintenir ainsi une réaction appelée "réaction en chaîne".

On distingue deux grandes familles de réacteurs : ceux qui ne fonctionnent qu'avec des neutrons ralentis et qui constituent la quasi-totalité du parc des réacteurs de production d'électricité dans le monde, et ceux qui fonctionnent avec des neutrons rapides.

Pour ralentir les neutrons, on recourt à plusieurs types de matériaux "modérateurs" (graphite, eau, eau lourde) qui doivent également être peu absorbants.

Il faut aussi évacuer la chaleur produite par la réaction nucléaire. On utilise un fluide "caloporteur" qui doit aussi être assez transparent aux neutrons. Ce peut être un gaz (CO_2 ou hélium) ou un liquide (eau ou vapeur principalement). Les réacteurs des centrales d'EDF en exploitation et celui de Penly 3 sont à eau pressurisée ; le modérateur et le caloporteur sont de l'eau chaude sous très forte pression.

Schéma de principe de la réaction nucléaire dans un réacteur à eau pressurisée (REP)



Que se passe-t-il dans le réacteur ?

Un neutron, représenté en vert sur la gauche du schéma, rentre dans un barreau de combustible. Il percute un atome d'uranium 235, qui se brise et produit de la chaleur récupérée pour produire de l'électricité et deux neutrons qui ressortent du barreau. L'un est neutralisé par les barreaux absorbants de réglage de la réaction (en vert). Le neutron restant percute des molécules d'eau représentées en rouge dans le schéma, ce qui a pour effet de le ralentir suffisamment. Il rentre dans un barreau combustible, percute un atome d'uranium 235, le brise. Deux neutrons sont à

nouveaux produits, l'un est ralenti et poursuit la réaction en chaîne. L'autre n'est pas ralenti car il n'a pas rencontré de molécule d'eau sur sa trajectoire, il ne brisera pas d'atome d'uranium, même s'il le percute.

Dans un souci de simplification, ce schéma ne fait apparaître ni les produits d'activation ni les produits de fission qui sont les résidus des atomes d'uranium brisés. Ces produits de fission présentent une forte radioactivité et constituent pour leur grande majorité (à l'exception du plutonium qui est récupéré lors du retraitement) les déchets de haute activité. ■

6.2 Le principe de fonctionnement des réacteurs REP

Les réacteurs à eau pressurisée (REP) équipent tout le parc de centrales françaises actuellement en exploitation. L'EPR est également un réacteur de ce type. Le réacteur nucléaire, enfermé dans une cuve, chauffe de l'eau à l'aide de l'énergie dégagée par la réaction nucléaire. Malgré la température supérieure à 300 °C, l'eau ne se vaporise pas car elle est maintenue sous très forte pression (155 fois la pression atmosphérique) par le pressuriseur.

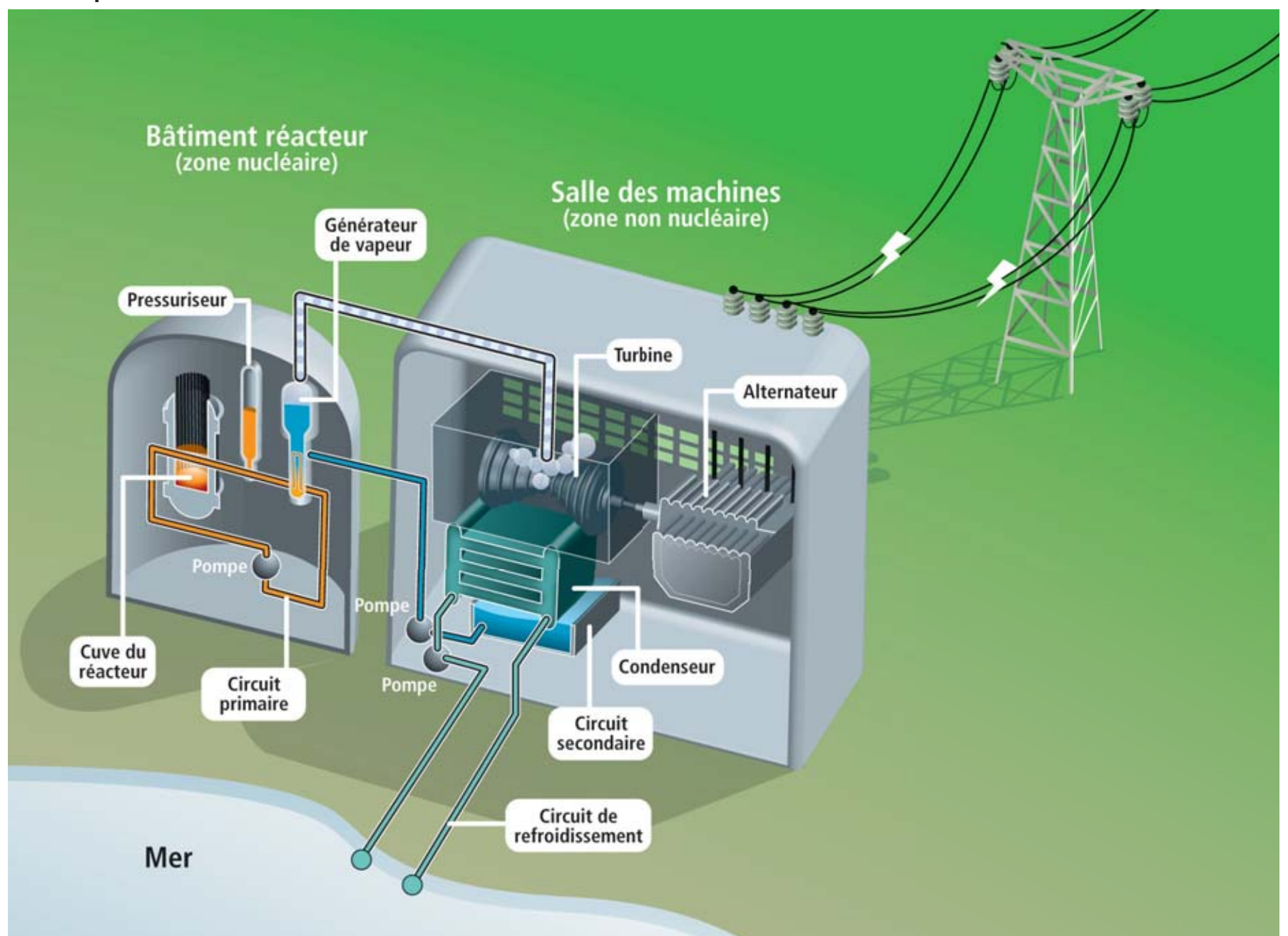
Cette eau, mise en circulation par une pompe, traverse un générateur de vapeur où elle cède une partie de sa chaleur à un autre circuit, représenté en bleu sur le schéma. L'eau refroidie retourne ensuite dans le réacteur pour y être réchauffée. Ce circuit fermé est appelé "circuit primaire". Il est constitué de quatre circuits identiques (ou boucles) en parallèle, chacun comprenant une pompe et un générateur de vapeur. De plus, sur une de ces boucles est installé le pressuriseur (c'est cette seule boucle qui est

représentée, par mesure de simplification, sur le schéma de principe ci-dessous).

L'énergie transférée dans les quatre générateurs de vapeur sert à faire bouillir de l'eau d'un autre circuit et à la transformer en vapeur (vapeur en bleu clair, eau en bleu foncé sur le schéma).

La vapeur est ensuite dirigée dans une turbine accouplée à un alternateur, le "groupe turboalternateur" qui produit l'électricité. La vapeur, qui a perdu une partie de son énergie, est retransformée en eau pour être renvoyée vers le générateur de vapeur : elle se condense sur les tubes du "condenseur" (boîte traversée par plusieurs milliers de tubes froids où circule de l'eau de mer) et l'eau, pompée au bas du condenseur, est renvoyée vers le générateur de vapeur pour y être de nouveau vaporisée. Ce circuit, également fermé, est le circuit secondaire. Il est séparé du circuit primaire principalement pour des raisons de sûreté.

Principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire REP



Source : EDF.

6.3 L'histoire de la production électronucléaire

Dès la découverte, en 1939, de la réaction en chaîne¹ et de son énorme dégagement de chaleur, les principes de la production d'électricité à l'aide de l'énergie nucléaire sont imaginés. Après 1945, les travaux reprennent en France et en Grande-Bretagne.

La recherche et le développement sont confiés au CEA, créé en 1945. Zoé, la première pile atomique française, diverge en décembre 1948 à Saclay.

Le CEA développe sa propre filière et associe EDF à l'exploitation des premiers réacteurs. Le premier kWh nucléaire est produit à Marcoule le 28 septembre 1956. L'électronucléaire apparaît rapidement comme une solution adaptée pour produire de l'énergie bon marché et en grande quantité. La France envisage le lancement d'un programme d'équipement nucléaire basé sur l'utilisation d'uranium naturel. Au même moment, les États-Unis développent des filières nucléaires basées sur l'utilisation de l'uranium enrichi, technique dont les Européens ne disposent pas encore.

Dans les années 60, l'Allemagne construit ses premiers réacteurs expérimentaux avec l'aide des États-Unis. La filière française "graphite-gaz" utilisant de l'uranium naturel comme combustible, du graphite comme modérateur, et du gaz comme caloporteur se met en place. La Grande-Bretagne fait de même avec des types de réacteur très proches.

EDF s'intéresse également aux filières américaines, particulièrement aux réacteurs à eau pressurisée (REP). Les Belges et les Français mettent en chantier une unité de ce type à Chooz dans les Ardennes. Cependant, la crainte de dépendre exclusivement des États-Unis pour l'approvisionnement en combustible guide les choix d'investissements : les technologies utilisant de l'uranium naturel sont privilégiées, un prototype à l'eau lourde mais utilisant aussi de l'uranium naturel, est mis en chantier à Brennilis dans les Monts d'Arrée et démarre en 1967.

Les réacteurs à uranium naturel sont robustes et fiables, mais malheureusement beaucoup plus chers que les REP américains. En 1969, un comité interministériel prend la décision d'en arrêter les programmes d'investissements.

Parallèlement, la recherche progresse et une nouvelle voie s'ouvre : celle des réacteurs dits surgénérateurs qui permettent d'utiliser jusqu'à 50 fois mieux le combustible nucléaire. Le réacteur prototype de Phénix est mis en service à Marcoule (Gard) en 1973. Il sera suivi par Superphénix à Creys-Malville (Isère).

Également en 1973, la décision est prise de construire une usine d'enrichissement d'uranium à Pierrelatte (Drôme) pour pouvoir produire industriellement des combustibles pour les centrales REP (usine Georges Besse 1 de la société Eurodif).

L'année suivante, la décision de construire en série des réacteurs REP est prise. C'est le début du programme nucléaire, avec d'abord l'achat de la licence aux États-Unis, puis l'appropriation et l'amélioration de la technologie. 58 unités de ce type sont aujourd'hui en service. Les choix industriels faits à l'époque permettent aujourd'hui de disposer d'une technologie maîtrisée industriellement depuis plus de 25 ans, standardisée et mature, bénéficiant d'un retour d'expérience très important.



La centrale de Chinon en 1965.

1. En janvier 1939, au Collège de France, Frédéric Joliot (gendre de Marie Curie), Lev Kowarski et Hans Von Halban découvrent l'émission de neutrons dans la fission d'atomes d'uranium et imaginent le principe de la réaction en chaîne.

Quelques dates

- 1939** : découverte de la réaction en chaîne
- 1942** : premier réacteur nucléaire aux États-Unis (pile Fermi à Chicago)
- 1948** : premier réacteur nucléaire français (Zoé à Saclay)
- 1951** : premier kWh nucléaire aux États-Unis
- 1954** : premier kWh nucléaire en URSS
- 1956** : premier kWh nucléaire en France à Marcoule et en Grande-Bretagne à Calder Hall
- 1957** : mise en service de la première centrale électronucléaire REP aux États-Unis (60 MW à Shippingport)
- 1958** : accord des États-Unis pour la livraison d'uranium enrichi aux pays européens
- 1962** : mise en service de la première centrale nucléaire REP en Europe (Mol, Belgique, 10 MW) et de la première centrale nucléaire "graphite-gaz" d'EDF (la célèbre boule de Chinon, 70 MW)
- 1967** : mise en service de la centrale de Brennilis dans les monts d'Arrée (eau lourde, 70 MW) et de Chooz A dans les Ardennes (premier REP en France de 310 MW)
- 1969** : annonce de l'abandon de la filière française "graphite-gaz"
- 1972** : mise en service de la sixième et dernière centrale "graphite-gaz" (540 MW)
- 1973** : mise en service du réacteur surgénérateur de Phénix (233 MW) à Marcoule, choc pétrolier, décision de construire une usine d'enrichissement d'uranium (Eurodif)
- 1974** : lancement du programme nucléaire REP français (16 unités de 900 MW puis 10 en 1976) et mise en service du premier réacteur REP de grande puissance en Allemagne (1 140 MW)
- 1977** : mise en service de Fessenheim 1 (900 MW), première unité du parc REP actuel d'EDF
- 1986** : mise en service du réacteur surgénérateur de Superphénix à Creys-Malville (1 200 MW)
- 1994** : arrêt définitif de la dernière centrale "graphite-gaz"
- 1997** : arrêt définitif de Superphénix
- 1999** : mise en service de Civaux 2 (1 500 MW), 58^e unité nucléaire du parc REP actuel
- 2009** : arrêt définitif de Phénix ■

6.4 Les différentes générations de réacteurs nucléaires

L'histoire de la production d'électricité avec l'énergie nucléaire est encore récente. Elle a débuté dans les années 1950 avec les premiers prototypes qui ont permis le développement des modèles industriels en fonctionnement aujourd'hui. L'expérience considérable d'exploitation de ces réacteurs se retrouve dans les nouveaux modèles proposés aujourd'hui qui sont des évolutions de ceux en fonctionnement, d'où leur appellation "évolutionnaire". On définit les différentes générations comme suit.

Génération 1 : réacteurs prototypes et/ou "tête de filières" des années 1960-1970 (REP, "eau lourde", "graphite-gaz").

Génération 2 : réacteurs actuellement en fonctionnement, depuis les années 1970 (toutes les unités en service en France de 900 MW, 1 300 MW et 1 500 MW).

Génération 3 : les réacteurs de génération 3 sont des réacteurs aptes à une mise en service industrielle vers 2010 et au-delà. Il s'agit de réacteurs déjà approuvés ou certifiés par les Autorités de sûreté, ou pouvant l'être à court terme (EPR, AP1000...). Par rapport aux générations de réacteurs actuellement en service (essentiellement génération 2), ces réacteurs, conçus après l'accident de Tchernobyl, intègrent des objectifs de sûreté nucléaire encore plus élevés; notamment, ils réduisent très fortement les conséquences sanitaires et environnementales en cas d'accident grave; ces réacteurs sont tous modérés et refroidis à l'eau légère.

Génération 4: la quatrième génération de réacteurs nucléaires est celle des systèmes du futur, qui succéderont, à terme, aux réacteurs de type EPR de troisième génération. Elle fait l'objet d'innovations et de développements importants, tant du point de vue du réacteur, que du cycle du combustible.

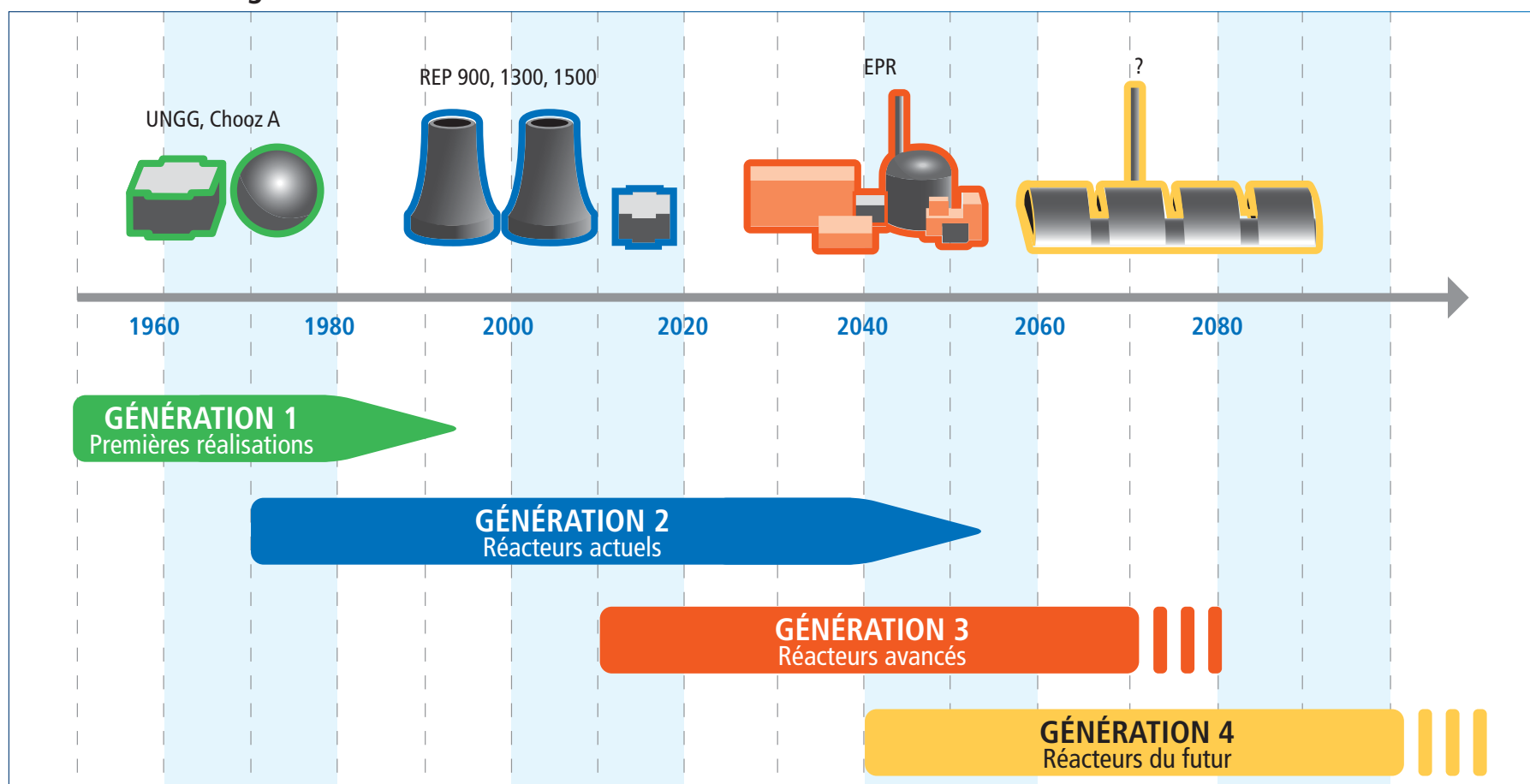
Les objectifs visés pour ces systèmes du futur et le choix des technologies clés pour les atteindre sont au cœur de discussions internationales, notamment au sein du Forum international Génération 4, lancé en 2000 à l'initiative du département américain de l'énergie. Ce forum a pour objectif de sélectionner et de développer des systèmes de production nucléaire du futur intégrant des critères de développement durable : sûreté, compétitivité économique, optimisation des ressources dans l'hypothèse d'une croissance forte de la demande mondiale d'électricité et d'usages non électrogènes de la production nucléaire, minimisation des déchets, résistance à la prolifération et aux agressions externes.

Il rassemble treize membres (Afrique du Sud, Argentine, Brésil, Canada, Chine, Corée du Sud, États-Unis, Euratom, France, Japon, Royaume-Uni, Russie et Suisse) qui mènent des recherches en coopération sur les systèmes nucléaires du futur.

En France, le CEA rassemble les éléments de recherche et développement sur deux filières : le réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (RNR-Na) et le réacteur à neutrons rapides refroidi au gaz (RNR-G). Il est ensuite prévu qu'en 2012, le gouvernement décide du type de prototype de réacteur de recherche à développer pour une mise en service à l'horizon 2020.

Comme l'ont précisé les experts nationaux participant au forum Génération 4, c'est au plus tôt à l'horizon 2040/45 que ces réacteurs pourraient équiper des centrales électronucléaires, avec la maturité industrielle suffisante pour leur déploiement en série.

Les différentes générations de réacteurs électronucléaires



Source : EDF.

Le projet ITER, basé sur la fusion nucléaire, prépare l'avenir des générations de réacteurs au-delà de la génération 4.

6.5 La sûreté des centrales nucléaires

Pour EDF et ses partenaires du projet Penly 3, ainsi que pour les pouvoirs publics, la **sûreté** est une priorité absolue, afin que la production d'électricité nucléaire ait l'incidence la plus faible possible sur l'homme et l'environnement.

La sûreté regroupe l'ensemble des dispositions mises en œuvre dès la conception d'une centrale, puis lors de sa construction, de son exploitation et jusqu'à sa déconstruction pour éviter la dispersion de produits radioactifs.

▣ La sûreté, une priorité au quotidien

Le fonctionnement d'une installation nucléaire ne doit entraîner aucun **impact significatif** sur la santé et l'environnement, c'est sur cette exigence qu'est fondé le principe de sûreté. Il guide le travail des concepteurs et des exploitants. Des dispositions techniques, humaines et organisationnelles sont mises en œuvre à tous les stades de la vie des centrales nucléaires pour garantir la sûreté.

L'autorisation de construire une installation nucléaire est d'abord soumise à une première évaluation de sa

sûreté : cette "analyse de sûreté" doit être approuvée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui est une autorité administrative indépendante. Celle-ci permet de garantir que toutes les dispositions techniques et humaines sont prises pour assurer le fonctionnement normal des installations, pour prévenir les risques et, dans l'éventualité d'une défaillance, pour en limiter les conséquences.

Ensuite, chaque étape de la construction de la centrale est vérifiée. La qualité et les caractéristiques des ouvrages, des matériels et des systèmes sont contrôlées et doivent être conformes au cahier des charges.

▣ La prévention des risques

La prévention des risques s'appuie sur les lignes de défense en profondeur de l'installation. Cette disposition de sûreté consiste à prendre en compte de façon systématique les défaillances possibles des matériels ou des hommes et à s'en prémunir par des lignes de défense successives (systèmes de sûreté, procédures, contrôles techniques et administratifs).

La défense en profondeur s'appuie sur trois lignes distinctes : la prévention qui doit permettre d'éviter les défaillances, la surveillance dont l'objectif est d'anticiper la défaillance technique ou humaine ou de la détecter immédiatement, et enfin, les actions pour limiter les conséquences d'une défaillance.

Ces principes dictent l'exploitation d'une centrale. Concrètement, les opérateurs en salle de commande qui pilotent l'unité de production doivent respecter les règles d'exploitation. En cas d'événements fortuits, des systèmes automatiques ramènent le réacteur dans son domaine de fonctionnement et les opérateurs disposent, en temps réel, des informations leur permettant d'agir en complément, quand cela est nécessaire.

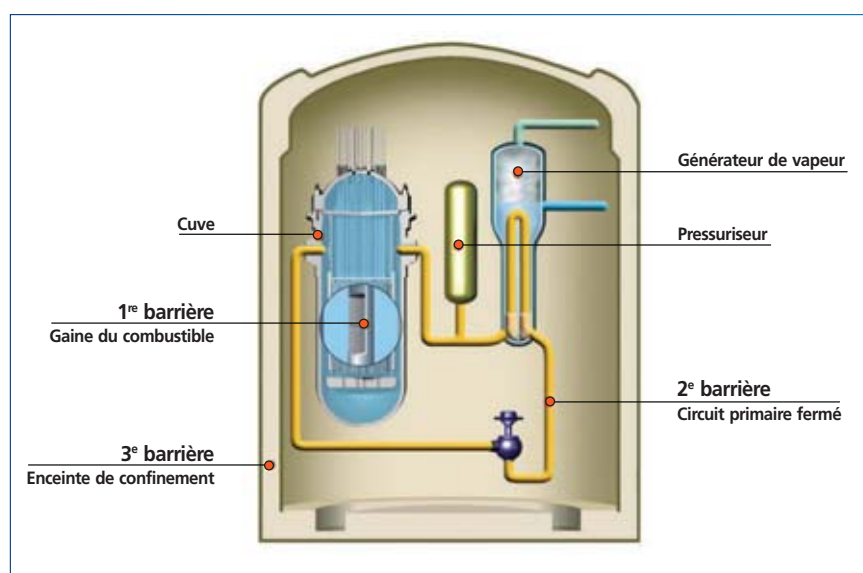
La formation des opérateurs est essentielle pour leur permettre de réagir opportunément en cas d'accident. Cela suppose l'apprentissage de l'imprévu qui ne peut pas s'acquérir dans la vie quotidienne de la centrale. Des stages de recyclage réguliers sur des simulateurs, capables de reproduire des accidents multiples et complexes, permettent aux opérateurs d'acquérir et d'entretenir ces réflexes. Chaque centrale nucléaire d'EDF est dotée d'un simulateur de ce type.

L'analyse de sûreté d'une nouvelle installation

Elle est réalisée par l'Autorité de sûreté nucléaire assistée de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), sur la base du rapport préliminaire de sûreté, partie intégrante du dossier accompagnant la demande d'autorisation de création. L'approbation du rapport préliminaire de sûreté par l'ASN est un préalable au décret d'autorisation de création.

L'analyse de sûreté se poursuit pendant toute la période de construction par une instruction de plus en plus détaillée. Au cours de cette seconde partie, l'ASN peut demander des approfondissements et émettre des recommandations, comme par exemple pour le contrôle-commande de l'EPR en novembre 2009. C'est le déroulement normal d'une instruction. Celle-ci se clôt par la diffusion du rapport de sûreté qui prend en compte les évolutions résultant de l'instruction. L'exploitant peut alors demander l'autorisation de mise en service de l'installation. ■

Les trois barrières de sûreté



Source : EDF.

Le principe de défense en profondeur repose également sur des barrières physiques successives (selon le principe des poupées russes) pour limiter la dispersion des produits radioactifs dans l'environnement.

Trois barrières étanches confinent les produits radioactifs. Ceux contenus dans le cœur du réacteur ont pour barrières : la gaine qui contient les pastilles de combustible nucléaire, l'enveloppe en acier qui constitue le circuit du réacteur, l'enceinte de confinement en béton qui abrite le circuit du réacteur.

Si une barrière est défaillante, il en reste toujours au moins deux.

Les trois barrières

Les accidents de Three Miles Island aux États-Unis en 1979 et de Tchernobyl en Ukraine en 1986 ont malheureusement confirmé la pertinence des trois barrières.

À Three Miles Island, centrale nucléaire de conception assez proche de celles d'EDF, l'enceinte en béton, barrière ultime de protection dans une situation accidentelle extrême a montré son utilité en empêchant la dissémination de la radioactivité à l'extérieur.

À Tchernobyl, la troisième barrière n'était pas conçue pour résister aux accidents. ■

Pour éviter la défaillance des barrières ou en limiter les conséquences, il faut en toutes circonstances maintenir certaines fonctions :

- le contrôle de la puissance du réacteur (barres de contrôle et systèmes de borication) ;
- le refroidissement du combustible (circulation d'eau refroidie) ;
- le confinement des produits radioactifs (circuits de ventilation, mise en dépression des locaux) .

Ces fonctions sont assurées par des systèmes mécaniques et/ou électriques, dont la fiabilité est renforcée par la redondance (de deux à quatre systèmes identiques et indépendants pour assurer la même fonction) et la diversification des alimentations (par exemple, deux lignes électriques indépendantes entre l'unité de production et le réseau de RTE, plus des groupes diesels pour les alimentations électriques).

La réglementation

Les pouvoirs publics ont mis en place une réglementation très stricte quant à la conception, la construction et l'exploitation des centrales nucléaires. En plus de la surveillance interne qu'exerce EDF, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) réalise elle-même une surveillance permanente et contrôle le respect des directives.

C'est l'Autorité de sûreté nucléaire qui définit des objectifs généraux en matière de sûreté nucléaire, élabore les règles techniques générales, analyse les modalités proposées par les exploitants nucléaires pour atteindre ces objectifs, vérifie par des inspections programmées et inopinées sur les sites nucléaires que les règles sont bien appliquées. L'ASN, à l'issue de ces contrôles, a le pouvoir d'imposer l'arrêt préventif d'une centrale.

Pour sa part, pendant l'exploitation de ses centrales, EDF effectue en permanence des essais et des contrôles des fonctions et des systèmes qui garantissent leur bon fonctionnement et donc leur sûreté.

6.6 La radioprotection

La radioactivité est un phénomène physique qui a pour conséquence l'émission de rayonnements. Si une personne est exposée à ce rayonnement, elle absorbe une quantité d'énergie exprimée sous la forme d'une grandeur, la dose. L'unité de mesure, le Sievert (Sv en abrégé) correspond à la dose absorbée par les différents tissus et organes du corps, pondérée suivant les types et les énergies des rayonnements.

La radioprotection a pour but de protéger les personnes des effets de ces rayonnements et ainsi de limiter la dose.

De façon plus générale, la radioprotection désigne l'ensemble des mesures mises en œuvre pour protéger l'homme de la radioactivité : le public, les travailleurs de l'industrie nucléaire, le personnel médical, les chercheurs... L'objectif étant que l'exposition à la radioactivité soit la plus faible possible. Deux grands principes ont été définis.

▣ Le principe d'optimisation technico-économique des doses reçues

Ce principe est dit "ALARA" : *As Low As Reasonably Achievable*, ce qui signifie en français "aussi bas que raisonnablement possible".

L'exposition aux rayonnements ionisants des personnes est maintenue au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre, compte tenu de l'état des techniques, des facteurs économiques et sociaux. Ce principe est appliqué à toutes les étapes de l'installation : conception, exploitation et déconstruction.

▣ Le principe de limitation des doses individuelles

Le cumul des doses auxquelles peut être soumis un individu est limité. La réglementation française fixe les limites suivantes :

- 20 mSv (20 millièmes de Sievert) sur 12 mois consécutifs pour le travailleur ;
- 1 mSv/an pour le public.

La réglementation française est plus sévère que les recommandations de la Commission internationale de protection radiologique (CIPR 60) qui depuis 1990 fixe cette limite à 100 mSv sur 5 ans, et à 50 mSv sur une année donnée. Ces limites sont également celles de la directive européenne (Euratom 96/29).

La limitation de l'exposition aux rayonnements repose sur trois paramètres majeurs :

- distance (plus on s'éloigne plus l'exposition diminue) ;
- écran (sa nature et son épaisseur sont adaptées aux caractéristiques des rayonnements) ;
- temps d'exposition (la dose absorbée par l'organisme est directement proportionnelle au temps d'exposition).

Utilisés de manière combinée, ils assurent une protection optimale.

Les efforts engagés par EDF, et partagés par les entreprises prestataires, se sont traduits par une réduction notable et régulière de la dose individuelle et collective. Pour une dose collective, on parle d'Homme.Sievert (H.Sv en abrégé) qui correspond à la somme des doses pour l'ensemble des activités et l'ensemble des intervenants. Par exemple, une dose collective de 1 H.Sv est la dose absorbée par un groupe de 100 personnes ayant absorbé chacune 10 mSv ou d'un groupe de 1 000 personnes ayant absorbé chacune 1 mSv.

En 2008, la dose moyenne annuelle par intervenant est inférieure au dixième de la limite annuelle (1,41 mSv), et la dose collective moyenne est de 0,66 H.Sv/an/unité.

Depuis 2001, aucun intervenant, EDF ou prestataire, n'a dépassé les 20 mSv/an et depuis 2004, aucun n'a dépassé 18 mSv/an. Ces doses individuelles continuent de décroître. En 2008, aucun intervenant ne cumule une dose annuelle supérieure à 18 mSv et 14 personnes ont une dose supérieure à 16 mSv. Sur 39 783 personnes (EDF et prestataires), 77,3 % cumulent une dose inférieure à 1 mSv, et moins de 2 % présentent un cumul supérieur à 10 mSv.

6.7 L'industrie électronucléaire française

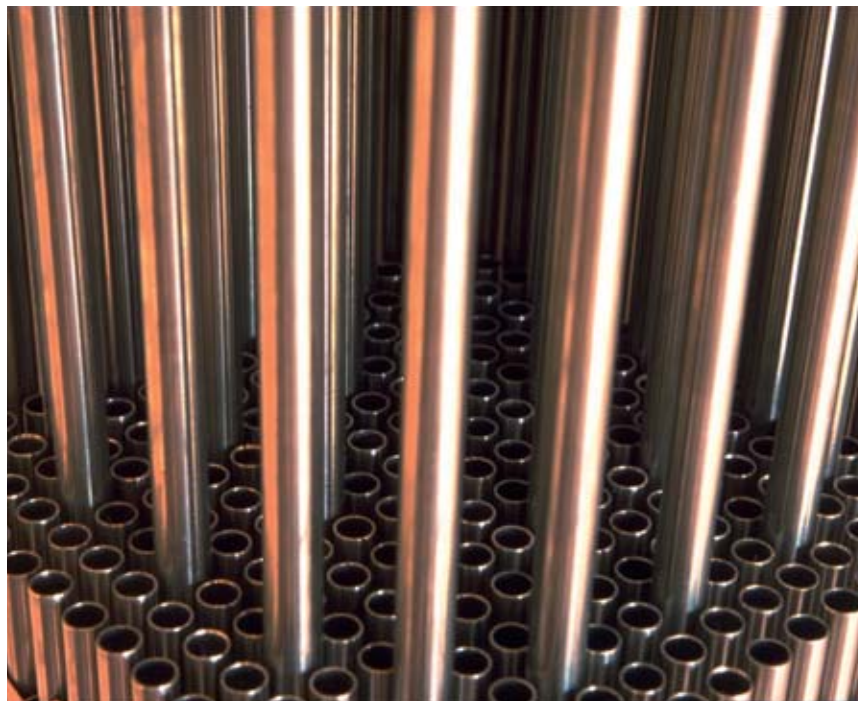
La filière nucléaire assure à la France un taux d'indépendance énergétique supérieur à 50 % et a des retombées positives sur une part significative de l'activité économique nationale.

Dans l'hypothèse de remplacement du parc nucléaire actuel par un parc virtuel 100 % gaz, la facture énergétique de la France se serait alourdie en 2002 de 44 %, à 31,4 milliards d'euros, contre 21,8 constatés, soit un écart de 160 € par Français. Dans ce scénario, la facture aurait ainsi représenté 2,1 % du PIB, soit 0,7 point de plus en prélèvement sur la richesse nationale par rapport à la situation effective (Source : DGEC 2004, "Les avantages du nucléaire en France").

L'industrie nucléaire représente en France environ 100 000 emplois directs pour la construction des centrales, leur exploitation, la fabrication et le traitement du combustible, la gestion des déchets et la recherche :

- près de 50 000 personnes au CEA, à AREVA, à l'ANDRA et dans les entités de contrôle ;
- environ 26 000 personnes à EDF et 20 000 intervenants de 600 entreprises prestataires pour l'exploitation des 58 réacteurs du parc nucléaire.

À ces effectifs s'ajoutent ceux des entreprises sous-traitantes, notamment dans les opérations de BTP et de démantèlement ou, plus largement, les prestataires de services du domaine tertiaire.



Fabrication de combustible nucléaire à Melox (Gard).



Transport de combustible nucléaire.

6.8 Les centrales nucléaires dans le monde

436 réacteurs nucléaires de différents types sont exploités dans le monde pour produire de l'électricité, 53 sont en construction.

Un réacteur nucléaire est caractérisé par le combustible, le modérateur qui ralentit les neutrons, le caloporteur qui évacue la chaleur pour produire l'électricité.

▣ Les réacteurs à eau pressurisée (REP)

Ce sont les plus répandus : 264 sont en service dans le monde. Le caloporteur et le modérateur sont de l'eau sous très forte pression, pour rester liquide à très haute

température. Le combustible est de l'uranium légèrement enrichi, éventuellement mélangé avec du plutonium (combustible MOX). Ces réacteurs équipent toutes les centrales nucléaires françaises.

▣ Les réacteurs à eau bouillante (REB)

92 réacteurs sont en service, surtout en Allemagne, au Japon et aux États-Unis. Le caloporteur et le modérateur sont de l'eau qui, à l'inverse des REP, bout dans le réacteur, la vapeur alimentant directement la turbine. Le combustible est de l'uranium légèrement enrichi.

▣ Les réacteurs à eau lourde

44 réacteurs sont en service dans le monde, principalement au Canada. Le modérateur est de l'eau lourde, le caloporteur de l'eau légère et le combustible de l'uranium légèrement enrichi.

▣ Les réacteurs refroidis au CO₂

Très utilisés dans les années 60-70, ces réacteurs ne sont plus en service qu'en Grande-Bretagne où 18 unités sont actuellement exploitées. Ce type de réacteur, qui utilise



Centrale nucléaire de Sizewell B (Grande-Bretagne).

de l'uranium naturel ou très légèrement enrichi, doit avoir un caloporteur particulièrement transparent aux neutrons, en l'occurrence du gaz carbonique. Le modérateur est du graphite.

▣ Les RBMK

C'est le type de réacteur utilisé à Tchernobyl. Ces réacteurs sont progressivement arrêtés, sauf dans la Fédération de Russie. 16 sont encore exploités en Europe de l'Est. Le RBMK utilise de l'uranium légèrement enrichi comme combustible, de l'eau bouillante comme caloporteur, du graphite comme modérateur.

▣ Les réacteurs à neutrons rapides

Un réacteur à neutrons rapides est en fonctionnement en Russie. En France, le réacteur Phénix qui était également utilisé par le CEA pour des expérimentations dans le cadre de la gestion à long terme des déchets radioactifs a été définitivement arrêté en 2009.

Situation au 1^{er} octobre 2009 (Source: site Internet de l'AIEA - www.iaea.org)

6.9 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. De même EDF et ses partenaires assumeront cette même responsabilité pour Penly 3.

▣ L'organisation de la déconstruction

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'agence Internationale de l'Énergie Atomique :

- niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service ;
- niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement – confinement – mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire. À l'issue de ces opérations, le site peut être réutilisé pour un usage industriel.

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations, et peut dépendre de la réutilisation envisagée pour le site. À l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans.

Le volume de déchets produits par la déconstruction a été estimé pour une unité à environ :

- 100 m³ de déchets relevant du stockage géologique (déchets B à vie longue) défini dans la loi de 2006 ;
- 10 000 m³ de déchets de très faible activité (TFA) pouvant être expédiés au centre de stockage de l'ANDRA (Morvilliers) ;
- 7 000 m³ de déchets de faible et moyenne activité (FMA) pouvant être expédiés au centre de stockage de l'ANDRA (Soulaines).

Le cadre réglementaire se caractérise par un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, permettant la déconstruction totale. Ce décret peut prévoir des points d'arrêt pour validation intermédiaire par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance, la maintenance des installations et la sécurité des sites. Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3.

▣ L'estimation des coûts

Pour les 58 unités en exploitation, les provisions sont constituées sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 306 euros (2008)/kW installé qui a été évalué à partir d'un devis très détaillé de "déconstruction virtuelle" du site de Dampierre (4 unités 900 MW en bord de Loire). Ce devis a été réactualisé en 2009, pour tenir compte de l'expérience acquise lors des opérations de démantèlement effectuées sur les centrales de première génération et d'opérations de démantèlement de niveau 3 menées par d'autres opérateurs, essentiellement américains. À l'occasion de cette mise à jour, il a été vérifié :

- que le coût de démantèlement ramené au kW installé pour les 4 tranches 900 MW du site de Dampierre était bien extrapolable à l'ensemble du parc en exploitation ;
- que les provisions constituées pour la déconstruction des 58 unités en fonctionnement et pour la gestion des déchets correspondants n'avaient pas lieu d'être révisées à la hausse ou à la baisse.

Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % au-dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets.

Pour ce qui concerne le projet Penly 3, le coût de déconstruction n'a pas encore été évalué avec précision. Il le sera pour la première réaction nucléaire en 2017.

▣ Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Conformément à la réglementation, les engagements d'EDF devant être couverts par des actifs dédiés concernent :

- la déconstruction des centrales nucléaires du parc REP en exploitation et des centrales à l'arrêt (10,4 milliards d'euros au 31 décembre 2008) ;
- l'évacuation et le stockage définitif des déchets (6,2 milliards d'euros au 31 décembre 2008) ;
- la gestion du combustible usé (0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2008).

La dotation au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF au titre de l'exercice 2008 s'élève à 1 785 millions d'euros. La dotation annuelle au portefeuille d'actifs dédiés pour la période 2008-2010 a été fixée en mai 2008 à 2,78 milliards d'euros (exprimés en euros 2008).

Les actifs dédiés ont été progressivement constitués par EDF à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentaient au 31 décembre 2008 une valeur de marché de 8 655 millions d'euros et sont investis environ pour moitié en obligations et pour moitié en OPCVM. La dotation au portefeuille d'actifs dédiés se poursuivra jusqu'en 2011, ils seront alors totalement constitués.

La Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs contrôle l'adéquation des provisions aux charges, ainsi que la gestion des actifs dédiés. Cette Commission, formée de parlementaires et de personnalités qualifiées, peut, à tout moment, adresser au Parlement et au Gouvernement des avis sur les questions relevant de sa compétence.

1. Niveau 3 de démantèlement AIEA : le niveau 3 correspond à la "libération totale et inconditionnelle du site" sans qu'aucune surveillance ne soit nécessaire, tous les matériaux ou équipements de radioactivité significative ayant été évacués.

7

NUCLÉAIRE ET ENVIRONNEMENT



La centrale nucléaire de Saint-Laurent des Eaux.

7.1 Les rejets de Penly 3

▣ Origine des rejets radioactifs

Le circuit du réacteur contient de l'eau à laquelle on ajoute des produits de conditionnement chimique ayant pour objectif à la fois de contrôler la réaction nucléaire et également de protéger les matériels et les tuyauteries de la corrosion par l'eau.

Lors du fonctionnement du réacteur, et sous l'effet de la circulation de l'eau à hautes températures et pressions, l'eau se charge de particules provenant des différents composants du circuit (tuyauteries, pompes, assemblages combustibles); ces particules et les produits de conditionnement chimiques se transforment petit à petit et deviennent radioactifs sous l'effet du flux de neutrons du réacteur.

Pour maintenir les caractéristiques chimiques optimales et limiter la radioactivité du circuit, l'eau est épurée en permanence (filtration, dégazage et déminéralisation) par dérivation d'une partie de l'eau en circulation, ce qui entraîne la production d'effluents.

Ces effluents sont collectés, triés et traités par différents procédés qui permettent d'éliminer la radioactivité majo-

ritairement sous forme de déchets solides, qui seront ensuite conditionnés et stockés.

Pour le reste, une faible quantité d'effluents est rejetée dans l'environnement sous forme liquide ou gazeuse après stockage et contrôle, dans le respect de prescriptions réglementaires qui définissent les limites de rejets et les modalités de surveillance de l'environnement.

Les rejets gazeux proviennent aussi de la ventilation des locaux nucléaires, soumise également à traitement avant rejet.

▣ Rejets liquides

Le contenu du réservoir de rejets radioactifs concerné est analysé. La concentration de chaque type d'éléments radioactifs et chimiques est mesurée. Le rejet ne peut se faire que si chacune des concentrations est inférieure à sa limite définie par l'ASN et si la quantité rejetée est compatible avec les limites annuelles.

Pour Penly 3, le rejet se fera dans l'eau de refroidissement qui circule dans une conduite sous-marine abou-

tissant à 1 000 m au large. Le débit de rejet est réglé de telle manière que la concentration finale de produits radioactifs et chimiques dans l'eau de refroidissement soit toujours inférieure aux limites fixées par l'ASN. Le rejet est surveillé en permanence et interrompu à la moindre anomalie.

Rejets radioactifs annuels maximaux par voie liquide envisageables

Substance	Quantité annuelle pour Penly 3 (GBq ¹)	Quantité annuelle pour Penly 1,2 et 3 (GBq)
Tritium	75 000	175 000
Carbone 14	95	285
Iodes	0,05	0,15
Autres	10	35

Source : EDF.

Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie liquide envisageables pour le site actuel seront précisés dans le cadre de la procédure de DAC.

Les rejets liquides non radioactifs obéissent aux mêmes principes que les rejets radioactifs.

Rejets en mer annuels chimiques maximaux envisagés pour Penly 3

Substance	Quantité annuelle en kg
Bore	7 000
Azote	5 060
Morpholine	840
Hydrazine	14
Phosphates	400
Sous-produits de la chloration	19 500

Source : EDF.

▣ Les rejets gazeux

Les rejets gazeux radioactifs se font en un point unique, par la cheminée qui se trouve sur le flanc du bâtiment réacteur.

Le contrôle et la comptabilisation de tous les rejets gazeux à la cheminée sont permanents.

Rejets radioactifs annuels maximaux par voie gazeuse envisageables

Substance	Quantité annuelle pour Penly 3 (GBq ¹)	Quantité annuelle pour Penly 1,2 et 3 (GBq)
Tritium	3 000	11 000
Carbone 14	900	2 300
Iodes	0,4	1,2
Autres	0,34	1,14
Gaz rares	22 500	67 500

Source : EDF.

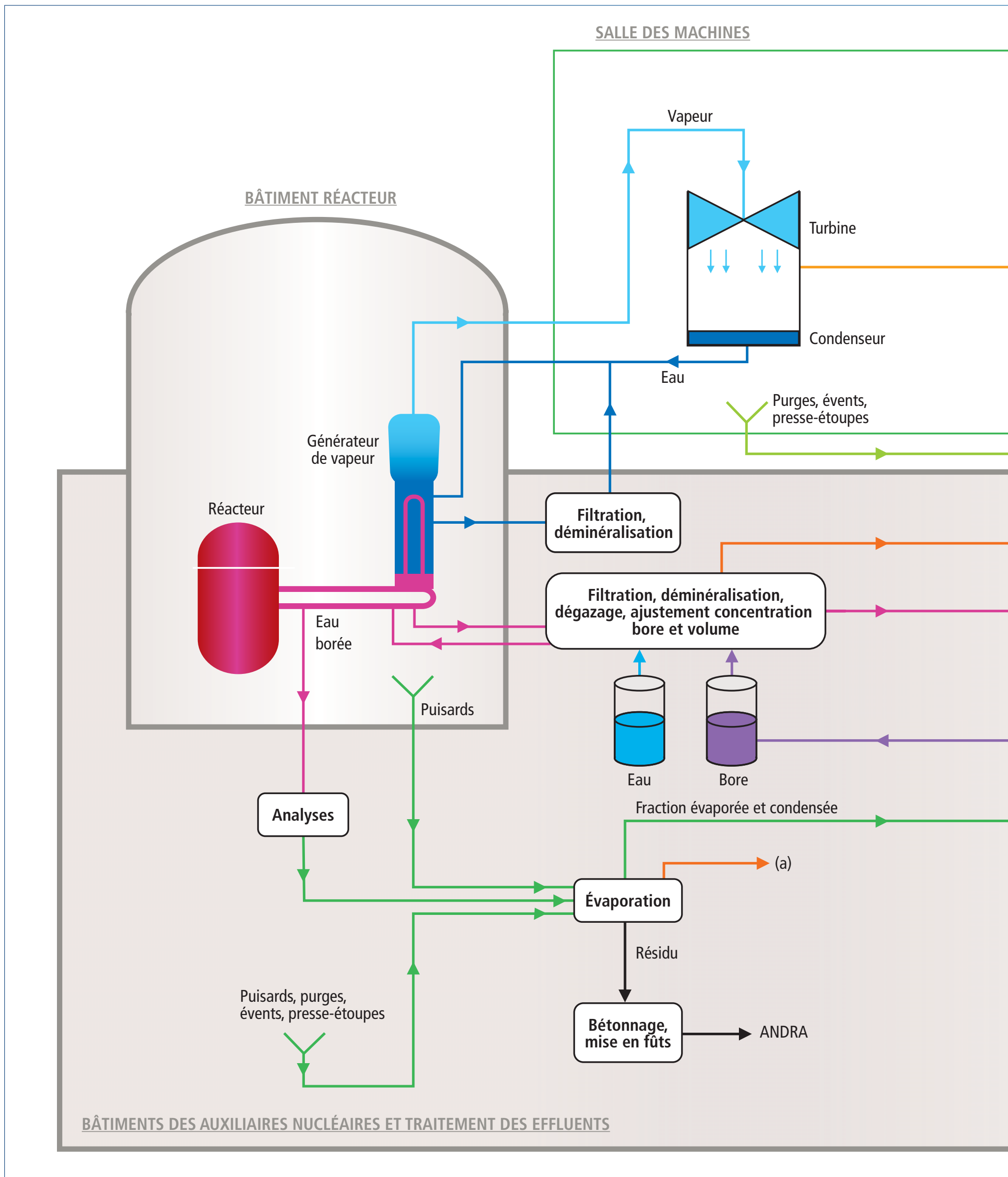
Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie gazeuse envisageables pour le site actuel seront précisés dans le cadre de la procédure de DAC.



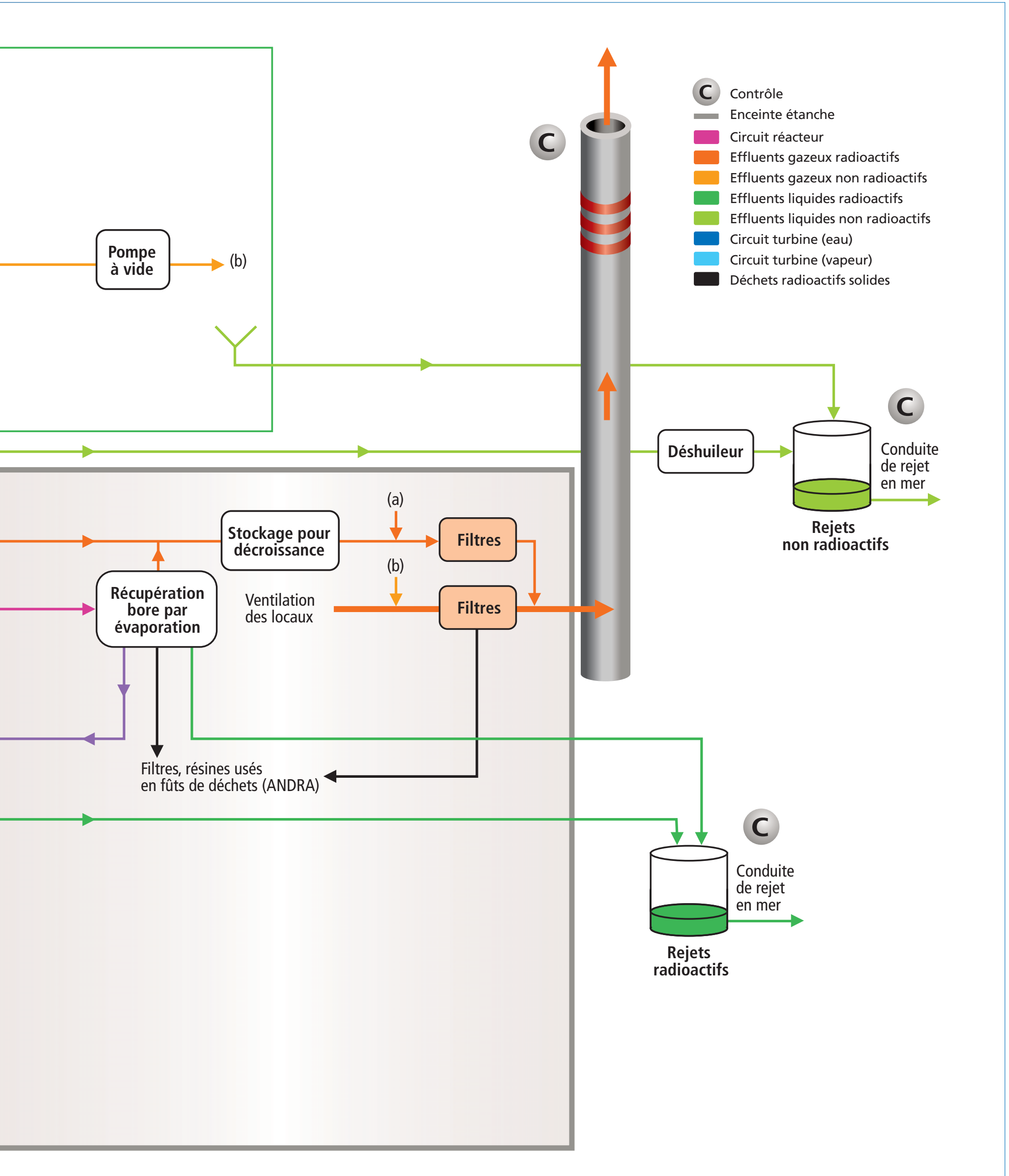
Analyse de prélèvements effectués autour de la centrale de Penly.

1. GBq = Giga Becquerel = 10⁹ Bq.

Schéma de principe du traitement des effluents et des rejets



Source : EDF.



7.2 Réglementation et optimisation des rejets

▣ La réglementation en matière de rejets

Les prélèvements d'eau et les rejets des centrales nucléaires sont soumis au décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et à l'arrêté du 26 novembre 1999 qui définissent les conditions dans lesquelles sont fixées les limites et conditions de rejets et de prélèvements. Ces textes interviennent en application notamment de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sécurité en matière nucléaire. Ainsi, pour l'application du décret d'autorisation, l'Autorité de sûreté nucléaire peut définir des prescriptions relatives aux prélèvements d'eau de l'installation et aux rejets d'effluents dans le milieu ambiant. Les prescriptions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement sont soumises à l'homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Les limites et conditions des rejets et prélèvements doivent être compatibles avec les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux, qui fixent pour chaque bassin hydrographique les orientations fondamentales d'une gestion équilibrée de la ressource en eau, dans l'intérêt général et dans le respect des principes de la loi sur l'eau.

Par ailleurs, en application du principe d'optimisation figurant dans le code de la santé publique, l'exploitant doit réduire l'impact radiologique de son installation à des valeurs aussi basses que raisonnablement possible, compte tenu des facteurs économiques et sociaux.

▣ L'optimisation des rejets

Dans le cadre de sa politique environnementale, EDF met en œuvre, pour les rejets chimiques comme pour les rejets radioactifs, la même politique d'optimisation. Depuis la mise en service des premières centrales nucléaires, les meilleures technologies disponibles sont recherchées et mises en œuvre, afin de limiter la production d'effluents.

Les effluents sont traités de manière à en extraire le maximum de radioactivité possible et de l'immobiliser sous forme solide dans des conteneurs qui seront ensuite envoyés dans les centres de stockage de l'ANDRA. Seul le reliquat est rejeté, sous forme liquide ou gazeuse. Là encore, les meilleurs procédés sont recherchés et mis en œuvre. Cette démarche permanente, contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire s'applique également à l'EPR, ce qui permet de prévoir une nette diminution de certaines catégories de rejets par rapport aux centrales existantes.

Pratiquement cette démarche d'optimisation se traduit par quelques principes :

- les effluents sont systématiquement collectés. Ils subissent un traitement adapté (filtrage, épuration par passage sur résines, évaporation...) et sont recyclés vers leur circuit d'origine lorsque leur qualité est compatible avec les spécifications chimiques. Dans le cas contraire, les effluents résiduels sont stockés dans des réservoirs, puis analysés par les chimistes du site pour s'assurer qu'ils respectent bien les limites réglementaires. Après cette ultime vérification, ils sont rejetés ;
- le personnel chargé de la manipulation des produits chimiques a été sensibilisé à l'impact environnemental potentiel des différentes substances utilisées et à l'importance des bonnes pratiques (limitation des quantités, recyclage...) dans le cadre d'un cursus de formation à la prévention des risques. Cette sensibilisation a été accrue avec la mise en œuvre, dans les centrales nucléaires, de la démarche de certification ISO 14001 qui témoigne des actions d'EDF pour respecter et protéger l'environnement. Tous les sites nucléaires EDF ont aujourd'hui cette certification ;
- la limitation ou le retrait de certains produits (recherche systématique de produits de substitution de moindre toxicité) ;
- la généralisation des meilleures pratiques des autres centrales nucléaires françaises et étrangères pour l'utilisation et le traitement des substances chimiques.

Pour répondre à cet objectif d'optimisation, les prescriptions relatives aux rejets d'effluents et prélèvements d'eau des installations sont régulièrement mises à jour, le plus souvent à la baisse, pour tenir compte des meilleures technologies disponibles et se rapprocher de la réalité des rejets.

▣ Évaluation de l'impact environnemental et sanitaire des rejets radioactifs

Depuis la mise en service industrielle du parc nucléaire de production électrique, des contrôles permanents et périodiques sont effectués par l'exploitant et les autorités publiques sur la radioactivité dans l'environnement de chaque installation. Leur objectif est d'estimer l'impact radioécologique des centrales nucléaires sur l'environnement.

Des études radioécologiques sont réalisées, depuis la fin des années 70, par l'IRSN (précédemment IPSN) selon une méthode générale optimisée au fil des ans.

Les résultats de ces suivis radioécologiques n'ont pas mis en évidence d'**impact significatif** sur l'écosystème lié au fonctionnement des installations.

▣ Évaluation de l'impact sanitaire par un indicateur: la dose

Dans son principe, la surveillance exercée autour des centrales nucléaires en fonctionnement normal doit conduire à une évaluation de l'impact sanitaire des rejets radioactifs dans le milieu ambiant. En l'état des rejets pratiqués et de leur dilution dans l'environnement, les nombreuses études épidémiologiques réalisées autour des centrales nucléaires EDF n'ont pas mis en évidence l'apparition, dans la population, de maladies dues à la radioactivité. Aucun impact sanitaire dû aux installations nucléaires n'est aujourd'hui directement décelable.

À la demande de la Direction Générale de la Santé, des experts ont étudié la question en 1996 et 1997. Leur rapport¹ a reçu en 1998 un avis favorable du Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France. Ce rapport considère que "...l'impact sanitaire ne pouvant être mesuré directement, il convient d'évaluer indirectement cet

impact par un indicateur, la dose, et qu'il convient donc de parler d'impact dosimétrique ou radiologique".

L'impact dosimétrique annuel des rejets d'un réacteur ou de toute installation nucléaire de base se traduit ainsi par le calcul de la dose efficace exprimée en mSv/an.

L'estimation de l'impact radiologique des rejets radioactifs des centrales nucléaires est fondée sur des hypothèses volontairement majorantes. Elle se fait au moyen de codes de calcul qui déterminent, à partir des activités rejetées dans l'année, la dose reçue par des groupes "théoriques" (appelés groupes de référence) de personnes les plus exposées.

Ainsi, les calculs de dose sont réalisés pour des personnes supposées habiter et travailler en permanence à proximité de la centrale, sous les vents dominants et se nourrissant exclusivement de produits locaux. Le calcul de dose prend en compte les différentes voies d'exposition externes et internes (par inhalation et ingestion).

Les rejets de chaque centrale nucléaire sont présentés dans le rapport annuel "loi TSN" correspondant. Celui-ci est téléchargeable sur le site Internet d'EDF dédié à la production d'électricité <http://energies.edf.com/>.

7.3 Les déchets radioactifs

Les déchets radioactifs produits par l'exploitation et la déconstruction des centrales nucléaires peuvent être classés en deux catégories :

- les déchets "à vie courte", qui perdent leur radioactivité au bout de 300 ans ;
- les déchets "à vie longue", qui perdent leur radioactivité sur des durées plus longues, pouvant aller jusqu'à des centaines de milliers d'années.

Leur radioactivité peut être forte, moyenne ou faible.

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux familles) génère environ 11 g de déchets radioactifs, toutes catégories confondues.

Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de ce volume mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets.

Les déchets à vie longue représentent moins de 10 % du volume mais ils concentrent l'essentiel de la radioactivité des déchets (99,9 %).



Stockage de déchets nucléaires à Soulaïnes (Aube).

1. Rapport du Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France – section Radioprotection, intitulé "Étude de l'impact radiologique sur le public des installations nucléaires en fonctionnement normal" publié aux éditions TEC&DOC – ministère de l'Emploi et de la Solidarité – Direction Générale de la Santé. Avis favorable donné par la section Radioprotection en séance du 7 octobre 1998.

▣ Les déchets à vie courte

L'exploitation des centrales nucléaires génère des déchets à "vie courte". Il s'agit essentiellement des résidus générés par l'exploitant et l'entretien des installations nucléaires : filtres et résines servant à purifier l'eau des circuits, outillages, pièces usagées, plastiques et textiles utilisés pour la maintenance de la partie nucléaire des installations.

La déconstruction des centrales nucléaires mises à l'arrêt définitif produit également des déchets radioactifs à vie courte, principalement des gravats et des ferrailles.

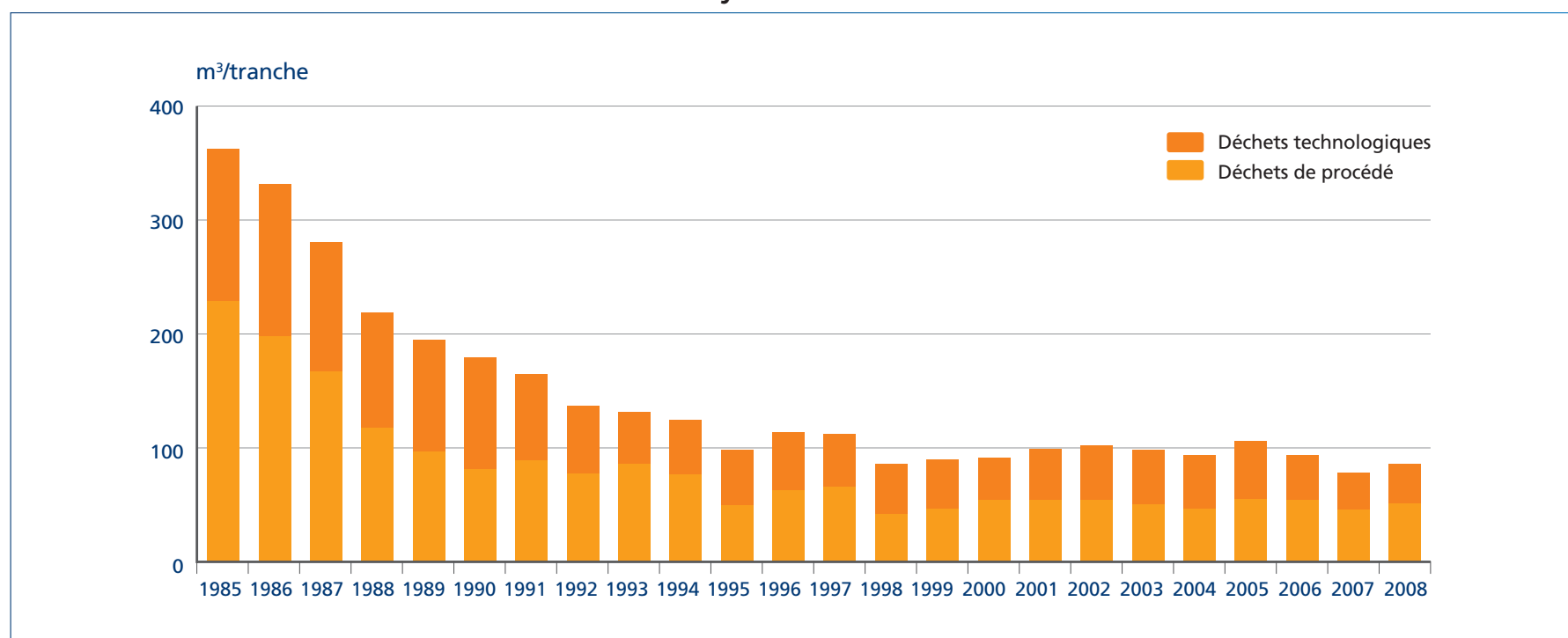
▣ La gestion des déchets à vie courte

EDF gère les déchets radioactifs selon quatre principes :

- limiter les quantités produites ;
- trier par nature et niveau de radioactivité ;
- conditionner pour préparer la gestion à long terme ;
- confiner les déchets pour les isoler de l'homme et de l'environnement.

Cette démarche a ainsi permis de réduire d'un facteur 4 le volume de colis de déchets radioactifs de "Faible et Moyenne Activité à Vie Courte", comme le montre le schéma ci-dessous, et qui a atteint son niveau optimum d'environ 85 m³ par an et par unité depuis quelques années.

Volume annuel de colis de déchets à faible et moyenne activité conditionnés



Source : EDF.

▣ Le stockage des déchets à vie courte

Une fois conditionnés, les déchets d'exploitation sont temporairement entreposés sur les centrales, dans des installations prévues à cet effet, puis expédiés vers les centres de stockage de l'ANDRA.

Tous les déchets à vie courte disposent aujourd'hui d'une solution de gestion à long terme mise en œuvre par l'ANDRA :

- les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) sont stockés au centre de Soullaines dans l'Aube. Opérationnel depuis 1992, ce centre a reçu 220 000 m³ de déchets (fin 2008) et dispose d'une capacité d'accueil d'environ 60 ans (1 000 000 m³) ;
- les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont stockés au centre de Morvilliers, également dans l'Aube. Ce centre, mis en service en octobre 2003, a déjà reçu 116 000 m³ de déchets (juin 2008) et devrait pouvoir accueillir des déchets jusque vers 2020.

▣ Les déchets à vie longue

La production électrique d'origine nucléaire d'EDF nécessite aujourd'hui environ 1 200 tonnes de combustible chaque année. Après usage, ces combustibles contiennent, d'une part des déchets radioactifs à vie longue, d'autre part des matières recyclables. La politique d'EDF est de retraiter à terme tout le combustible nucléaire usagé afin de pouvoir réutiliser les matières recyclables et diminuer le volume des déchets ultimes.

Les déchets issus du combustible et de ses structures métalliques, dits de "Haute et Moyenne Activité à Vie Longue", sont constitués :

- de déchets de haute activité à vie longue qui représentent les "cendres" de la combustion nucléaire ;
- de déchets de moyenne activité à vie longue issus des structures (gainés et embouts).

Le traitement du combustible usagé effectué par AREVA à l'usine de La Hague consiste à :

- séparer les déchets à vie longue (résidus de la combustion nucléaire et déchets métalliques) des matières recyclables (uranium et plutonium) ;
- conditionner les déchets de haute activité d'une part et les déchets de moyenne activité d'autre part.

Les déchets de haute activité, que constituent les résidus de la combustion nucléaire, sont calcinés et incorporés dans un verre en fusion coulé dans un conteneur en acier inoxydable pour constituer le colis standard de déchets vitrifiés (CSD-V). Ce conditionnement permet de confiner de manière durable, dans la perspective d'une gestion à très long terme, la quasi-totalité (99,9 %) de la radioactivité contenue dans l'ensemble des déchets radioactifs, toutes catégories confondues.

Les déchets métalliques de moyenne activité à vie longue, principalement constitués des gaines et embouts métalliques du combustible, sont compactés et conditionnés dans un conteneur standard très semblable à celui des déchets vitrifiés, le CSD-C (colis standard de déchets compactés).

▣ L'entreposage des déchets à vie longue

Les déchets de haute activité à vie longue doivent, compte tenu du dégagement de chaleur lié à leur niveau de radioactivité, refroidir en entreposage pendant plusieurs dizaines d'années avant de pouvoir être dirigés vers une solution de gestion à long terme. Ces colis de déchets sont donc entreposés en toute sécurité à La Hague dans des installations spécifiques qui garantissent la protection des personnes contre les rayonnements. Ils

sont surveillés et peuvent être repris pour faire l'objet d'une gestion ultérieure à long terme. Certains pays ont commencé à mettre en œuvre des solutions de stockage souterrain. En France, la loi du 30 décembre 1991, dite loi Bataille, prévoyait un débat parlementaire qui a eu lieu en 2006 afin de déterminer la ou les solutions qui conviendront le mieux pour notre pays. Ce débat a été précédé par un débat public en 2005.

La loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, conforte et prolonge les avancées de la loi Bataille pour ce qui concerne la gestion des déchets à vie longue :

- pour le premier axe, relatif à la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue, un bilan sera dressé en 2012 entre les différentes filières de transmutation. En fonction des résultats qui seront obtenus dans le cadre de ce bilan, des prototypes d'installation pourraient être construits à partir de 2020 et une mise en service industrielle envisagée à l'horizon 2040 ;
- pour le deuxième axe, relatif aux possibilités de stockage des déchets en couche géologique profonde, la demande d'autorisation d'un stockage réversible sera instruite en 2015 et la mise en exploitation du centre de stockage interviendra en 2025 (naturellement dans le cas où l'instruction préalable serait favorable) ;
- pour le troisième axe, concernant l'étude de procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface, la loi prévoit, au plus tard en 2015, la création de nouvelles installations ou la modification des installations existantes.

7.4 Le recyclage du combustible nucléaire

Le traitement du combustible usagé à La Hague permet de récupérer et de valoriser les matières qui peuvent être réutilisées pour fabriquer à nouveau du combustible nucléaire :

- uranium fissile (Uranium 235 qui peut se briser sous l'action d'un neutron et entretenir la réaction en chaîne) qui n'a pas été complètement consommé et peut être réenrichi ;
- plutonium produit par la réaction nucléaire.

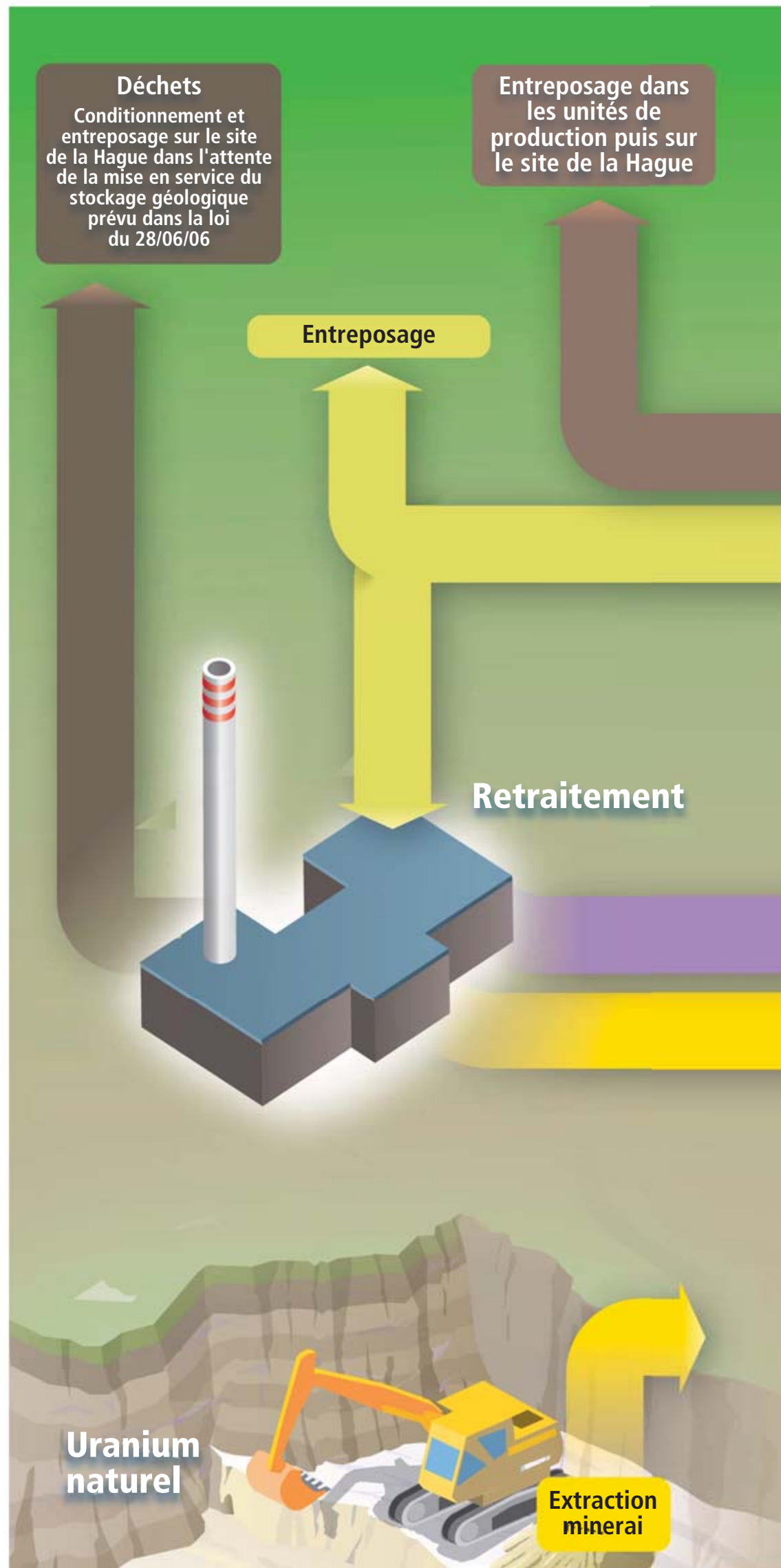
La matière récupérée est utilisée pour faire de nouveaux assemblages de combustible d'un autre type, le MOX ("Metal Oxyde", mélange de plutonium et d'uranium enrichi) actuellement utilisé dans 20 réacteurs nucléaires. Il est prévu que Penly 3 puisse aussi utiliser ce combustible.

Ce recyclage réalisé par AREVA dans l'usine de La Hague (Manche) permet d'économiser les ressources naturelles d'uranium (le MOX contribue actuellement pour 8 à 10 % de la production électrique) et de réduire la quantité des combustibles usagés (7 assemblages de combustible usagé permettent de fabriquer un assemblage de combustible MOX).

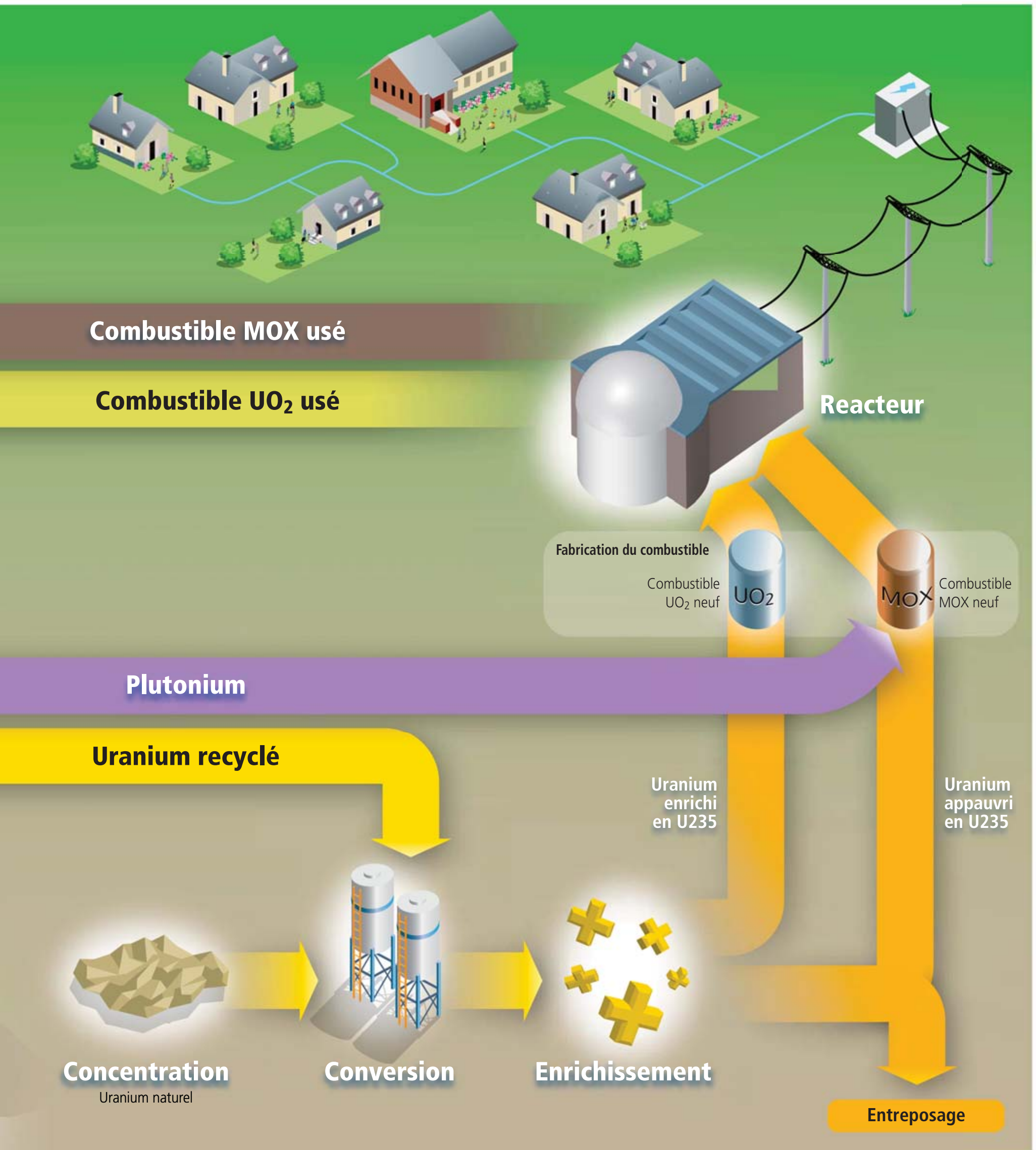
À plus long terme, quand les réacteurs de la génération 4 seront disponibles, le recyclage permettra d'utiliser la quasi-totalité des potentialités du combustible nucléaire dans un cycle plus complet. Le combustible de certains réacteurs de génération 4 sera constitué d'uranium non fissile (appelé également uranium appauvri) et de plutonium, en partie récupéré dans les combustibles MOX usagés. Après ce cycle de production, le traitement du combustible usagé permettra de récupérer autant (ou davantage) de plutonium qu'il n'y en avait au départ, puis de fabriquer de nouveaux éléments de combustible, etc.

Ainsi, les réacteurs de génération 4, associés au traitement-recyclage, pourraient multiplier par un facteur d'au moins 50 l'utilisation des ressources d'uranium naturel et d'uranium appauvri.

Principe du cycle du combustible nucléaire



Source : EDF d'après ASN, revue Contrôle.



7.5 L'organisation de crise

Une organisation de crise a été définie avec les pouvoirs publics, proche de celle mise en place pour les industries présentant des risques. Elle présente cependant un caractère spécifique au nucléaire.

Bien que la probabilité d'accidents soit extrêmement faible, en raison des multiples dispositions prises à la conception et en exploitation, la gestion des risques passe par la mise en place de plans d'urgence, impliquant l'exploitant et les pouvoirs publics. Il s'agit de maîtriser la situation au niveau de l'installation et d'assurer la protection des populations.

Deux plans étroitement coordonnés ont été conçus :

- le PUI (plan d'urgence interne), sous la responsabilité de l'exploitant ;
- le PPI (plan particulier d'intervention), sous la responsabilité des pouvoirs publics.

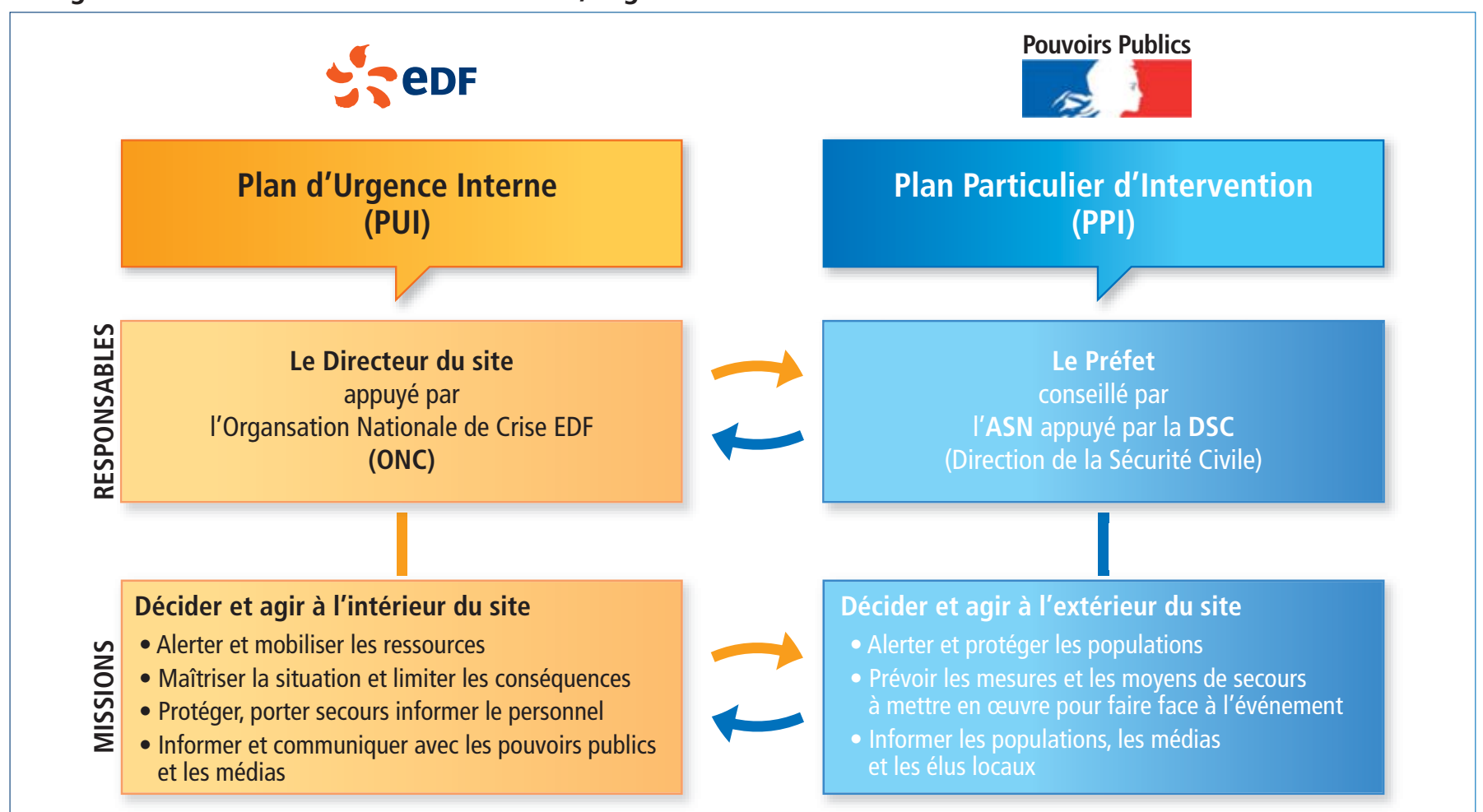
Le PUI est déclenché en cas d'incendie ou s'il y a des blessés, suite à un accident. Il est également déclenché en cas de risque de relâchement de radioactivité dans les installations et/ou dans l'environnement, susceptible de conduire à une exposition des personnes travaillant à l'extérieur des installations nucléaires ou encore des populations voisines.

En cas d'accident, les fonctions et les responsabilités respectives restent inchangées :

- l'exploitant EDF est responsable des actions à mettre en œuvre sur le site, dans le cadre du PUI, à la fois pour la gestion technique des installations, la protection du personnel et le secours aux blessés. Le responsable est le directeur du CNPE, qui agit sous le contrôle et la surveillance de l'Autorité de sûreté nucléaire ;
- les pouvoirs publics ont la responsabilité, dans le cadre du PPI, de l'ensemble des mesures à mettre en œuvre à l'extérieur du site, concernant la protection des populations et la surveillance de l'environnement. Le responsable est le préfet du département d'implantation du CNPE.

Le déclenchement du PUI entraîne également la mobilisation de l'organisation nationale de crise d'EDF, de l'Autorité de sûreté nucléaire et de son appui technique, l'Institut de radioprotection et la sûreté nucléaire (IRSN).

Organisation de crise nucléaire. PUI et PPI, organisation locale de crise



Source : EDF.

▣ Le plan d'urgence interne (PUI)

Au niveau local, le plan d'urgence interne (PUI), établi par l'exploitant, a pour objet de ramener l'installation dans un état sûr et de limiter les conséquences de l'accident sur les personnes et les biens, sur le site et dans l'environnement.

Les principales missions des responsables des centrales nucléaires :

- sauvegarde de l'unité de production et limitation des rejets ;
- secours aux blessés sur le site (le plan sanitaire est inclus dans le PUI) ;
- protection du personnel présent sur le site ;
- information interne (du personnel et des postes de commandement) et externe (des pouvoirs publics et des médias locaux) ;
- mesures dans l'environnement avant l'arrivée des moyens des pouvoirs publics.

On distingue deux types de PUI :

- le PUI conventionnel (incendie, blessé) ;
- le PUI sûreté et radiologique (risque de relâchement d'activité dans les installations et/ou dans l'environnement susceptible de conduire à une exposition des personnes travaillant à l'extérieur de la zone contrôlée ou encore des populations voisines).

D'autres situations peuvent amener à mobiliser tout ou partie des équipes de crise. Ce sont des situations d'appui technique, dont certaines sont sans incidence sur la sûreté (par exemple pollution chimique, etc.), et d'autres nécessitent de mobiliser l'organisation complète par anticipation.



Exercice de crise.

▣ Le plan particulier d'intervention (PPI)

Le plan particulier d'intervention (PPI) peut être déclenché de deux façons : en phase dite "réflexe" ou en phase dite "concertée". En fonction de la nature de l'accident, le préfet peut décider du déclenchement du PPI et des moyens à mettre en œuvre.

- **Le PPI déclenché en mode réflexe** - événement se déroulant rapidement : il permet d'apporter immédiatement une réponse prédéterminée, en termes de protection des populations, à certains types d'événements. Ce mode réflexe a pour but de répondre à des événements à cinétique rapide, c'est-à-dire tout incident ou accident pouvant conduire à des rejets de radioactivité hors du site avant 6 heures. Il est important de signaler que cela n'implique pas nécessairement de rejets importants, voire aucun rejet.
- **Le PPI déclenché en mode concerté** - événement se déroulant lentement : il donne le temps au préfet de mobiliser ses équipes dès qu'il est informé par la centrale de la mise en place de son organisation de crise. Il prépare ainsi l'organisation en cas de PPI à venir, il mobilise progressivement ses moyens dans le cadre d'une préalerte ou d'une veille, et se prépare, selon le degré de risque, à faire face à une crise nucléaire. Le préfet a le temps de prendre l'avis technique des experts locaux et nationaux et d'ajuster la réponse en termes d'actions de protection des populations. Cependant et en fonction des circonstances, le préfet peut anticiper cette phase.

▣ Les exercices de crise

Afin de tester en conditions réelles l'organisation de crise, des exercices sont organisés et réalisés régulièrement, à la fois pour entraîner les équipes de crise et pour tester les moyens et les organisations en vue d'identifier les dysfonctionnements éventuels et faire progresser l'ensemble du dispositif.