

DÉBAT PUBLIC SUR LE PROJET PENLY 3

Construction d'une unité de production électronucléaire
sur le site de Penly (Seine-Maritime)



CHANGER L'ÉNERGIE ENSEMBLE



GUIDE DE LECTURE

Le dossier du maître d'ouvrage est composé de deux parties complémentaires :



Dossier, partie principale contenant les informations strictement nécessaires au débat. // **Pages 1 à 72**
Sommaire détaillé en pages 4 et 5



Mieux comprendre les enjeux du nucléaire, information complémentaire en 11 points thématiques approfondissant certains éléments présentés dans le "Dossier" // **Pages 73 à 146**
Sommaire détaillé en pages 74 et 75

Les renvois du "Dossier" vers "Mieux comprendre les enjeux du nucléaire" sont identifiés par un picto présent dans la marge. Le nombre correspond au numéro de la fiche à laquelle il faut se reporter.

i
2.2

Glossaire

Les mots ou expressions **mis en valeur** dans le texte sont explicités dans le glossaire présent en **pages 148 à 150**.

Dictionnaire des sigles

Un dictionnaire des sigles utilisés dans ce document est présent en **page 151**.

Les données figurant dans ce document sont les dernières connues à la date de la rédaction.

DOSSIER DU MAÎTRE D'OUVRAGE



Construction d'une unité
de production électronucléaire
sur le site de Penly (*Seine-Maritime*)





MESSAGE DU PRÉSIDENT D'EDF

Chère Madame, Cher Monsieur,

Ce dossier est notre première contribution au débat public qui s'engage sur le projet Penly 3. Je souhaite que ce débat nous donne l'occasion d'informer de façon complète et d'échanger de façon ouverte sur tous les aspects de ce projet.

Notre pays bénéficie depuis plus de vingt ans d'une électricité bon marché, indépendante des fluctuations des cours des hydrocarbures, et peu émettrice de CO₂ à l'origine des changements climatiques. Il le doit largement au parc nucléaire d'EDF, composé de 58 réacteurs à eau sous pression mis en service depuis la fin des années 70.

L'électricité est un bien de première nécessité et continuera à jouer un rôle essentiel dans les prochaines décennies. Elle devra, plus que jamais, être produite à partir de moyens peu émetteurs de gaz à effet de serre, nucléaire et énergies renouvelables.

EDF est partie prenante de l'ambitieuse politique énergie climat développée par l'Europe et la France. L'entreprise, en tant qu'acteur de la maîtrise de la demande d'énergie, apporte sa contribution pour modérer la croissance de la consommation. Il est aussi de sa responsabilité de construire de nouveaux moyens de production pour répondre aux besoins futurs de ses clients : des moyens économiques, peu ou pas émetteurs de gaz à effet de serre et peu sujets aux fragilités économiques ou politiques de tous ordres. Enfin EDF s'implique fortement dans le développement de solutions électriques performantes dans tous les secteurs de l'économie.

C'est dans cette perspective globale que s'inscrit le projet Penly 3, qui fait suite à celui de Flamanville 3, première unité de production électronucléaire utilisant un réacteur de type EPR en France. Le projet Flamanville 3 a fait l'objet d'un débat public en 2005/2006, l'unité est actuellement en cours de construction. Les caractéristiques techniques des deux projets sont identiques.

Penly 3 sera un projet en partenariat où nous associerons GDF SUEZ, TOTAL et d'autres électriciens européens.

"Cette période de débat public constitue, pour EDF et ses partenaires, un moment fort dans l'élaboration de notre projet."

Forte de plus de 50 années d'expérience dans le nucléaire, EDF a collaboré activement à l'amélioration de la sûreté, de l'efficacité économique et environnementale des réacteurs nucléaires à eau sous pression avec ses partenaires industriels européens, sous le contrôle en France de l'Autorité de sûreté nucléaire. La technologie EPR (*European Pressurised Reactor*), synthèse de ces améliorations, est un choix réaliste, qui allie le progrès technique et la continuité de nos savoir-faire.

Le 28 mai 2009, conformément à la loi, EDF a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) qui a décidé, le 1^{er} juillet 2009, d'organiser un débat sur le projet.

Cette période de débat public constitue, pour EDF et ses partenaires, un moment fort dans l'élaboration du projet. Comme nous l'avons fait pour Flamanville 3, c'est pour nous et nos partenaires l'occasion de prendre le temps d'échanger avec vous sur l'intérêt de ce choix industriel, de nous donner la possibilité d'écouter les positions des uns et des autres, d'expliquer notre projet, d'examiner ensemble quels en sont les enjeux.

 **Henri Proglio**

	PAGE
DOSSIER DU MAÎTRE D'OUVRAGE	1
Le mot du Président d'EDF	2
1 // But et objectifs du projet Penly 3	7
2 // Quel contexte pour l'électricité ?	9
2.1 Les besoins énergétiques mondiaux en augmentation	11
2.2 Des réserves énergétiques géographiquement déséquilibrées, des prix très fluctuants et en tendance haussière	11
2.3 La dépendance énergétique de l'Europe et de la France	15
2.4 Le bilan énergétique français	15
2.5 Les spécificités de l'électricité	17
2.6 La consommation et la production d'électricité en France	20
2.6.1 La consommation d'électricité en 2009	20
2.6.2 La production d'électricité en France	20
2.7 La prise de conscience mondiale du changement climatique	23
3 // De la mise en œuvre de la politique énergétique française au projet Penly 3	25
3.1 Les conséquences du Grenelle de l'environnement	26
3.2 Vers une réduction de la consommation énergétique française	26
3.3 Vers une croissance modérée de la consommation électrique nationale	28
3.4 La PPI 2009, des moyens de production adaptés au nouveau contexte énergétique	29
3.4.1 Le développement des énergies renouvelables (ENR)	29
3.4.2 La modernisation du parc thermique à flamme	30
3.4.3 Le recours à l'énergie nucléaire	31
3.5 La proposition d'EDF: le projet Penly 3	32
3.5.1 Renforcer la sécurité énergétique	32
3.5.2 Disposer d'une énergie peu émettrice de CO ₂	34
3.5.3 Garantir une électricité compétitive, rentable et au coût de production stable	35
3.6 Les alternatives au projet	36
3.6.1 Remplacer le projet par des nouveaux moyens de production utilisant des énergies renouvelables	36
3.6.2 Remplacer le projet par des actions de maîtrise de la demande d'énergie	37
3.6.3 Faire le projet plus tard	37
3.6.4 Optimiser le parc de centrales nucléaires existant	38
3.6.5 Utiliser un autre moyen de production non nucléaire	38

	PAGE
4 // Le projet Penly 3	39
4.1 Les objectifs de sûreté	41
4.2 Les choix de conception de Penly 3	42
4.3 Les progrès en matière d'environnement	46
4.3.1 Une démarche de progrès continu	46
4.3.2 Les prélèvements d'eau	48
4.3.3 Les rejets thermiques	49
4.3.4 Les rejets chimiques	50
4.3.5 Les rejets radioactifs	51
4.3.6 Les déchets	54
4.3.7 L'impact sonore et visuel	54
4.3.8 La déconstruction	56
4.4 Les objectifs de performance de Penly 3	56
4.5 Le coût prévisionnel du projet et son financement	57
4.6 L'expérience acquise	58
5 // Penly 3, un impact socio-économique significatif	61
5.1 L'implantation sur le site de Penly	62
5.1.1 Le site de Penly	62
5.1.2 Des adaptations limitées	63
5.1.3 Le raccordement de Penly 3 au réseau 400 000 V	63
5.2 Les aspects socio-économiques	63
5.2.1 L'activité pendant la construction	63
5.2.2 L'activité pendant l'exploitation	64
5.2.3 L'accompagnement du projet	65
5.2.4 La concertation autour du projet	65
5.3 La maîtrise du projet	66
5.3.1 L'organisation retenue	66
5.3.2 La nature des travaux	68
5.3.3 Les conséquences du chantier sur l'environnement	69
6 // Les grandes étapes du projet	71
MIEUX COMPRENDRE LES ENJEUX DU NUCLÉAIRE	73
Annexes	147
Glossaire	148
Dictionnaire des sigles	151
Décisions de la CNDP	152

1

BUT ET OBJECTIFS DU PROJET PENLY 3



AVEC SES PARTENAIRES ET SUR SON SITE DE PENLY (SEINE-MARITIME), EDF SOUHAITE CONSTRUIRE DÈS MAINTENANT UNE NOUVELLE UNITÉ NUCLÉAIRE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'UNE PUISSANCE DE 1 650 MW¹. LE DÉBUT DE LA CONSTRUCTION (PREMIER BÉTON) EST PRÉVU EN 2012.



1.1

Cette unité de production appelée "Penly 3" serait construite en utilisant la technologie de réacteurs nucléaires à eau sous pression européenne EPR (European Pressurised Reactor).



6.2

Elle produirait de l'ordre de 13 TWh d'électricité par an, soit plus de 2 % de la production française, pendant une durée prévisionnelle de 60 ans.

Pourquoi le projet Penly 3 ?

EDF et ses partenaires préparent l'avenir en cohérence avec la politique de développement durable de la France. Celle-ci, en complément des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) et du développement des **énergies renouvelables** réaffirme l'intérêt de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité : elle contribue à l'**indépendance énergétique** nationale et n'émet que très peu de gaz à effet de serre. De plus, l'électricité produite est compétitive par rapport à celle produite par des moyens utilisant des combustibles **fossiles** (gaz et charbon principalement).

S'il est réalisé, le projet Penly 3 contribuera à apporter des marges pour assurer en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, comme le précise le rapport au Parlement sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), diffusé en juin 2009.

En parallèle, EDF et ses partenaires ont analysé les besoins de leurs clients. Une nouvelle unité de production électronucléaire à Penly aurait les caractéristiques techniques, environnementales et financières requises pour les satisfaire.

Penly, une implantation qui conjugue plusieurs avantages

Le site de Penly a été choisi parmi les sites disponibles pour ses atouts qui sont susceptibles de faciliter la réalisation de ce projet : EDF, qui exploite deux unités de production électronucléaire sur ce site, est déjà propriétaire ou concessionnaire des terrains nécessaires. La majeure partie des terrassements est déjà réalisée car le site a été prévu dès

l'origine pour recevoir quatre unités de production. De plus, la région a déjà une expérience importante dans l'accueil des grands chantiers, y compris nucléaires, et le site a bénéficié d'une volonté partagée d'élus locaux et d'acteurs du territoire, lors de la phase préliminaire de réflexion en vue du choix du site.

Enfin, selon Réseau de Transport d'Électricité (RTE²), les deux lignes à très haute tension existantes sont suffisantes pour évacuer la puissance produite par les trois unités de production du site de Penly vers le **réseau interconnecté**.

Un projet en partenariat

Si le projet est confirmé à l'issue du débat public, Penly 3 fera l'objet d'un partenariat, sous la forme d'une société de projet dont EDF aura la majorité avec plus de 50 % des parts. GDF SUEZ et TOTAL seront associés à l'opération avec 33,33 % des parts. EDF a aussi entamé des discussions avec d'autres énergéticiens pour les associer dans la limite des 16,66 % restants ; il s'agit en particulier d'ENEL, avec qui EDF a noué un accord de coopération dans des projets nucléaires en Italie et en France, et qui est déjà présent dans le projet EPR de Flamanville 3, ainsi que d'E.ON, deuxième opérateur nucléaire en Europe, qui avait été, aux côtés d'EDF, l'un des commanditaires des études préliminaires de l'EPR dans les années 90. La société de projet sera propriétaire de Penly 3.

Le principe fondateur de ce partenariat est de reproduire à Penly un projet de construction d'une unité de production électronucléaire utilisant un réacteur EPR identique à celui de Flamanville.

La gouvernance du projet n'est pas encore complètement définie, notamment qui sera l'exploitant nucléaire, garant de la sûreté nucléaire au sens de la loi Transparence et Sécurité Nucléaire du 13 juin 2006. Ce thème est détaillé au chapitre 5.3.

Tous les engagements pris par EDF sur Penly 3, notamment dans le cadre du débat public, seront ensuite repris par la Société de Projet une fois qu'elle sera constituée.

1. 1 MW = 1 million de Watts.

2. RTE : Réseau de Transport d'Électricité, est le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français. Son indépendance vis-à-vis des producteurs d'électricité est garantie par la Commission de Régulation de l'Énergie instituée en application de la loi du 10 février 2000.

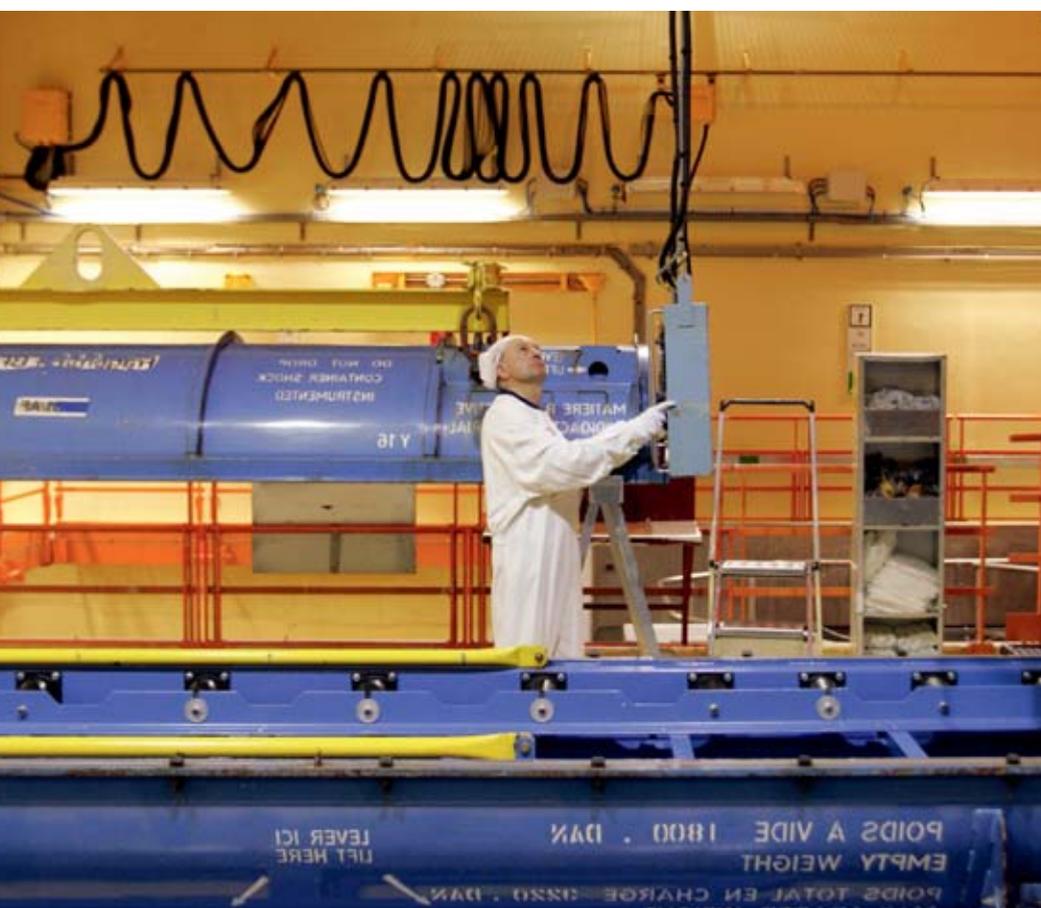
2

QUEL CONTEXTE POUR L'ÉLECTRICITÉ ?

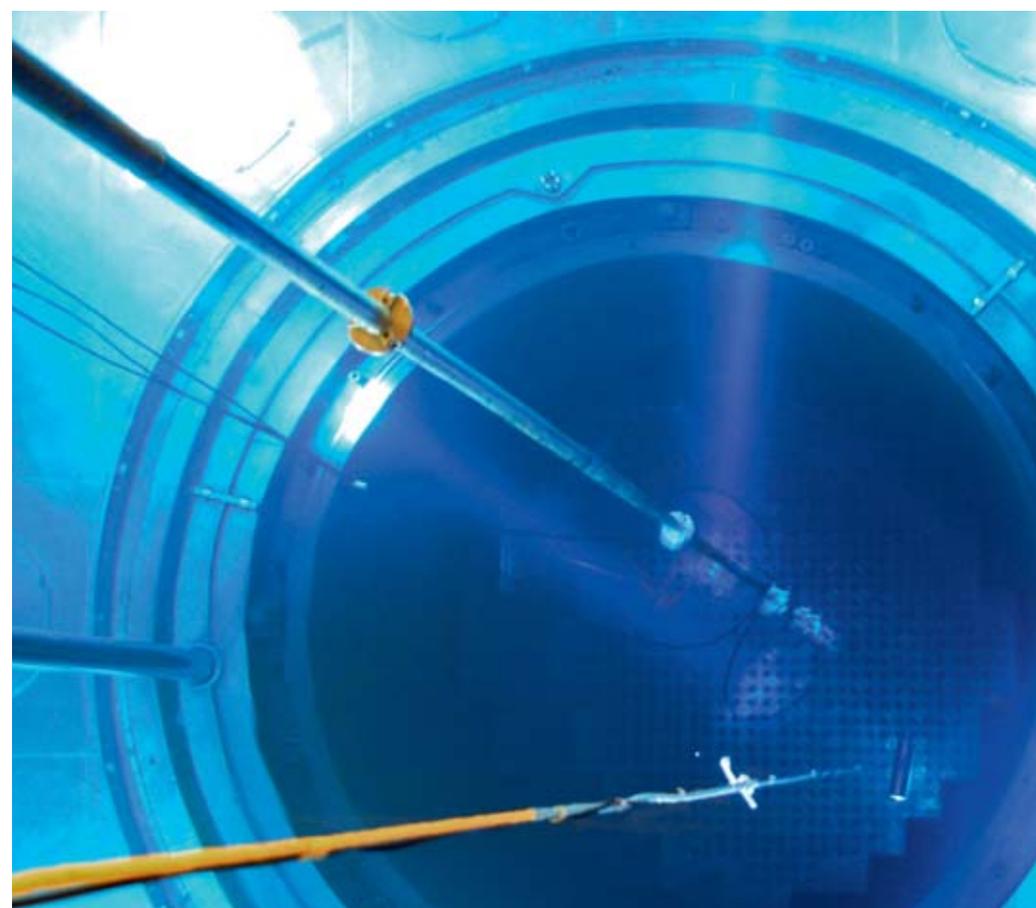
i 4.1 L'ÉLECTRICITÉ PEUT ÊTRE PRODUITE À PARTIR D'ÉNERGIE RENOUVELABLE (HYDRAULIQUE, ÉOLIENNE, SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE...), NUCLÉAIRE, OU FOSSILE (GAZ NATUREL, PÉTROLE, CHARBON). PARMIS SES TRÈS NOMBREUX USAGES, CERTAINS LUI SONT QUASIMENT SPÉCIFIQUES (PAR EXEMPLE, L'ÉCLAIRAGE EST ASSURÉ À PRESQUE 100 % PAR DE L'ÉLECTRICITÉ). À L'INVERSE, D'AUTRES USAGES SONT EN COMPÉTITION AVEC LES ÉNERGIES FOSSILES OU LES ÉNERGIES RENOUVELABLES (PRODUCTION DE CHALEUR, TRANSPORTS...). LES PROBLÉMATIQUES ÉLECTRIQUES SONT DONC INDISSOCIABLES DE CELLES DE L'ÉNERGIE. C'EST LA RAISON POUR LAQUELLE CE CHAPITRE PRÉSENTE D'ABORD LE PANORAMA ÉNERGÉTIQUE MONDIAL PUIS NATIONAL.

L'ÉLECTRICITÉ PRÉSENTE PAR AILLEURS DES SPÉCIFICITÉS (CONTRAINTES DE TRANSPORT, ADAPTATION PERMANENTE ET INSTANTANÉE DE LA PRODUCTION AUX FLUCTUATIONS DE LA CONSOMMATION) QUI ONT DES RÉPERCUSSIONS TRÈS IMPORTANTES, NOTAMMENT SUR LES CHOIX D'ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION. CES CARACTÉRISTIQUES SONT EXPOSÉES BRIÈVEMENT AVANT LA PRÉSENTATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN FRANCE.

ENFIN, LA PRÉSENTATION DU CONTEXTE DANS LEQUEL S'INSCRIT LE PROJET PENLY 3 S'ACHÈVE PAR UN ÉLÉMENT IMPORTANT : LA PRISE DE CONSCIENCE DE L'IMPACT DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CLIMAT ; LE SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EST EN EFFET UN DES PREMIERS ÉMETTEURS AU NIVEAU MONDIAL, MÊME SI CETTE SITUATION EST DIFFÉRENTE POUR LA FRANCE.



Manutention de conteneurs de combustible nucléaire.



La cuve d'un réacteur nucléaire.

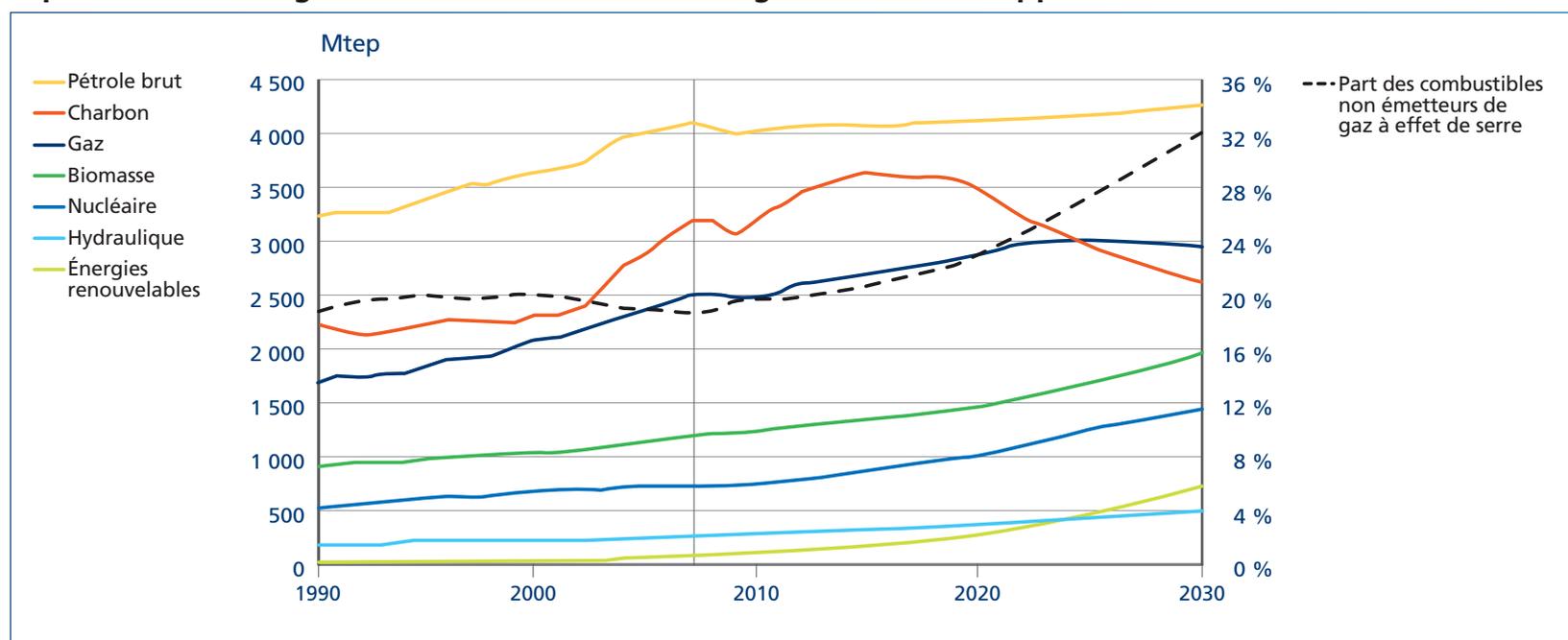
2.1 Les besoins énergétiques mondiaux en augmentation

Dans son **scénario de référence** de 2009, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit qu'en 2030 la planète consommera 40 % d'énergie de plus qu'aujourd'hui. Cette augmentation n'est pas répartie uniformément sur la surface du globe ; les pays les plus industrialisés lancent des actions de maîtrise de la demande alors que les besoins des pays émergents vont beaucoup augmenter. En 2009, l'AIE a également élaboré un nouveau scénario dit "450 ppm" qui suppose que les Pouvoirs Publics des nations du monde entier engagent une action collective visant à limiter la concentration à long terme des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par million (ppm) d'équivalent CO₂, devant permettre ainsi de limiter la hausse de la température

moyenne du globe à 2 °C (le scénario de référence conduirait à une concentration de 1 000 ppm et à une augmentation de la température de 6 °C). Ce scénario s'appuie sur un recours accru aux énergies émettant peu de gaz à effet de serre, d'origine nucléaire et renouvelable, et prévoit une augmentation de la consommation énergétique mondiale en 2030 de 20 % de plus qu'aujourd'hui.

Le graphique ci-après donne l'évolution rétrospective de la demande d'énergie dans le monde et la prévision qu'en donne l'Agence internationale pour l'énergie jusqu'à 2030. L'énergie présentée regroupe la totalité des sources d'énergie qui servent à satisfaire les besoins de l'humanité (industrie, électricité, chauffage, transports, etc.)¹.

Évolution de la demande d'énergie mondiale et prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie, scénario 450 ppm



Source : "World Energy Outlook" de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) 2009.

2.2 Des réserves énergétiques géographiquement déséquilibrées, des prix très fluctuants et en tendance haussière

Le pétrole est peu utilisé pour la production d'électricité, mais il est la référence en matière de prix de l'énergie et rentre en concurrence avec l'électricité pour le chauffage et pour une partie des transports terrestres.

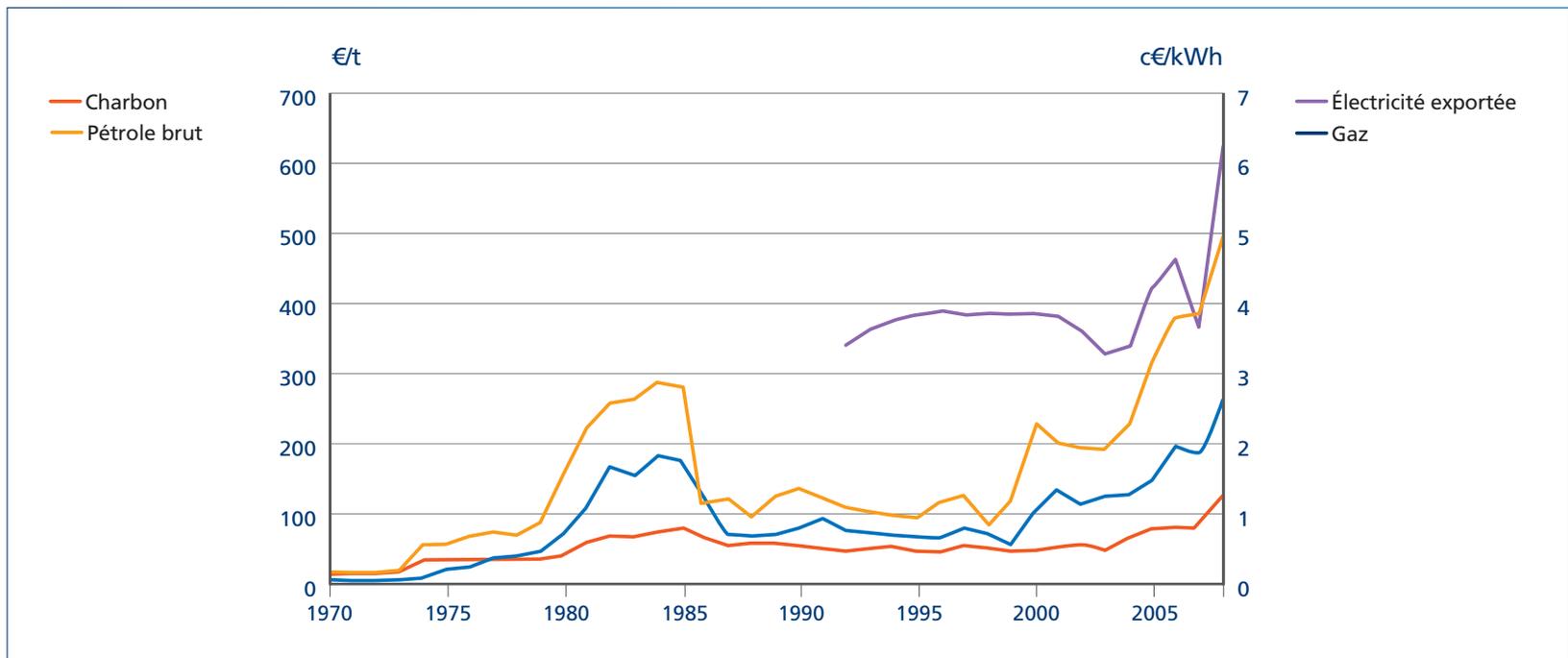
▣ **Les réserves de pétrole** sont inégalement réparties sur la surface du globe et quasiment absentes en Europe où les réserves de la mer du Nord sont en voie d'épuisement. De plus, le prix moyen du pétrole augmente depuis 1998 et son cours est

très fluctuant, avec des crises subites. Les années 2007 et 2008 sont, à cet égard, tout à fait révélatrices de ce comportement erratique.

Le cours du **brent**, principale référence utilisée dans les transactions, est passé de 54 dollars le baril en janvier 2007 à 96 \$/bl fin décembre 2007. En juillet 2008, le cours atteint 145 \$/bl. Il est ensuite affecté par la crise financière. Les cours s'effondrent. Ils plongent jusqu'à 36 \$/bl en fin d'année 2008, pour remonter récemment et s'établir entre 75 et 80 \$ sur le dernier trimestre 2009.

1. Les données sont exprimées en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep).

Prix moyens annuels des énergies importées et exportées en France en euros 2008



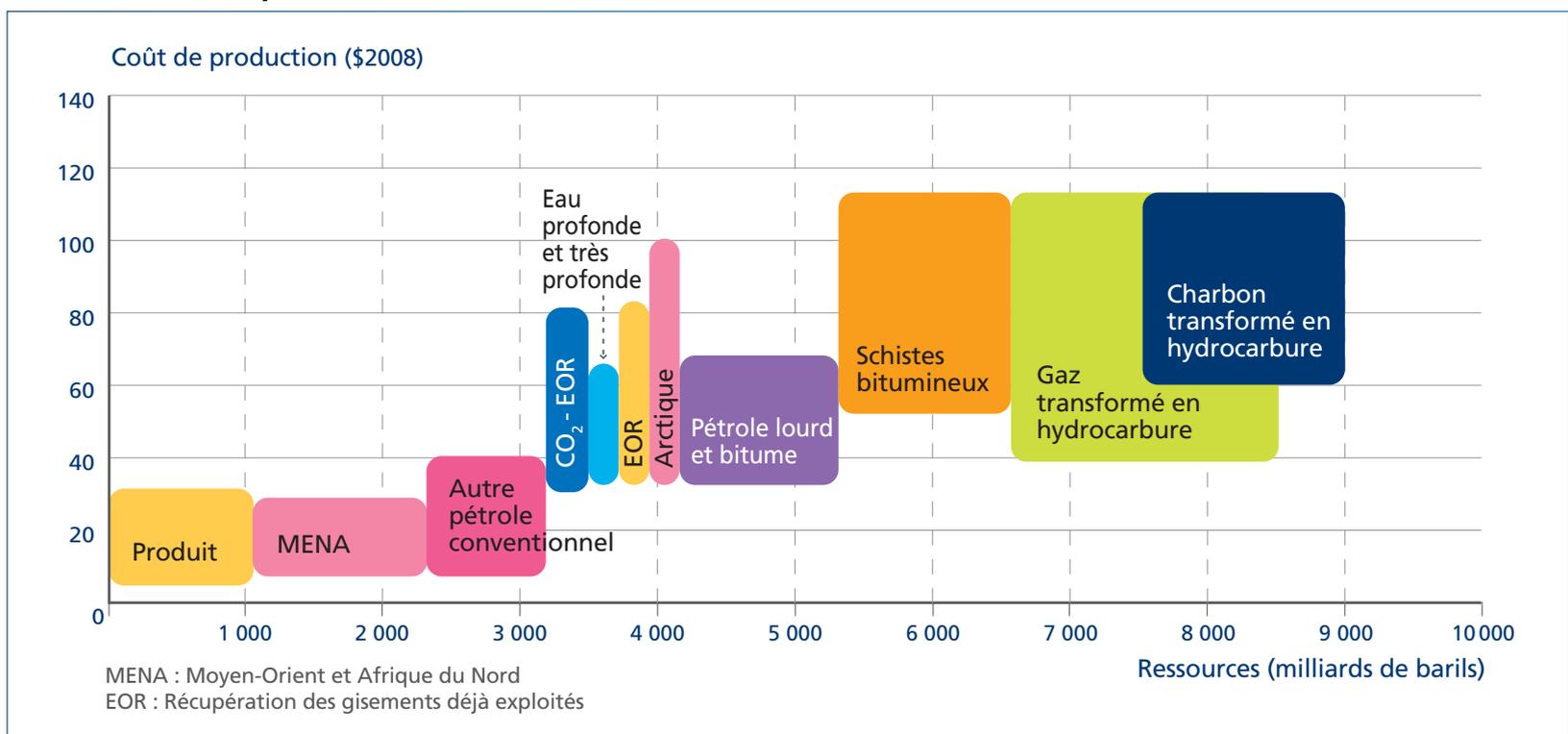
Source: Service de l'observation et des statistiques du commissariat général au développement durable, principalement d'après des données des douanes.

Hors OPEP, le pétrole bon marché est en voie d'épuisement. L'exploitation des nouveaux gisements va devenir de plus en plus difficile et enchérir leur coût financier et environnemental. De plus, ces dernières années, les découvertes de nouvelles réserves de pétrole à bas coût de production se font à un rythme inférieur à la consommation mondiale. C'est le signe du fameux "peak oil"

qui annonce la raréfaction de la ressource et donc son enchérissement.

Le graphique ci-après donne les réserves estimées de pétrole et leur coût d'extraction. Aujourd'hui, les coûts d'extraction sont compris entre 10 et 30 dollars le baril. À titre indicatif, la consommation mondiale de pétrole a été de 31 milliards de barils en 2008 (4,2 milliards de tonnes).

Ressources de pétrole et coût d'extraction



Source: Agence Internationale de l'Énergie 2008.

▣ Les réserves de gaz naturel

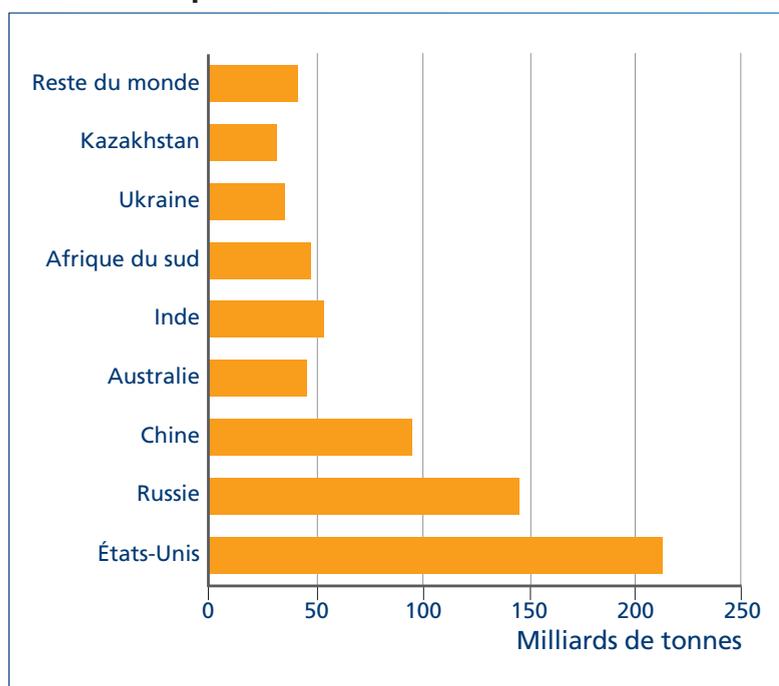
En 1985, les réserves mondiales de gaz naturel étaient estimées à 100 000 milliards de m³ (environ 100 milliards de tep); en 2008 de nouvelles évaluations faisaient état de 185 000 milliards de m³ (environ 180 milliards de tep). Les principales réserves prouvées de gaz naturel dans le monde sont situées pour 41 % au Moyen-Orient, 34 % en Europe et Eurasie (chiffres 2008).

Les pays qui alimentent la France sont notamment la Norvège (29 %), la Russie (18 %), l'Algérie (18 %), les Pays-Bas (17 %) (chiffres 2006 donnés par la DGEC¹). La consommation mondiale de gaz naturel a été de 2 916 milliards de m³ en 2006, l'Agence internationale de l'énergie prévoit qu'elle augmente à hauteur de 3 400 milliards de m³ en 2015.

Comme pour le pétrole, le prix du gaz, qui lui est souvent corrélé, est amené à connaître une hausse durable sur le long terme en Europe.

▣ **Les réserves de charbon** estimées sont importantes et mieux réparties géographiquement.

Réserves prouvées de charbon



Source: Conseil mondial de l'énergie (2007).

Les réserves prouvées ont été évaluées à 847 milliards de tonnes en 2005 et la production s'est élevée à 4,4 milliards en 2006. L'Agence internationale de l'énergie prévoit que la consommation augmente jusqu'à 7 milliards de tonnes en 2030 dans son scénario de référence et baisse à 4 milliards dans le scénario "450 ppm".

Une flambée des prix a été observée avant la crise, que l'on explique principalement par une demande

exceptionnellement forte dans certaines zones, la Chine surtout, et par de fortes tensions sur le fret. En effet, entre 2002 et 2007, la consommation de charbon affichait une évolution annuelle moyenne d'environ +6 %, soit environ trois fois la croissance du gaz naturel et deux fois celle du pétrole. Avec la crise, les prix sont revenus à des niveaux beaucoup plus bas, puis sont remontés un peu pour s'établir au-dessus de 85 \$ la tonne fin 2009.

▣ **Les réserves d'uranium** présentent une situation encore différente. Selon l'Agence Internationale pour l'Énergie Atomique (AIEA), les réserves identifiées atteignent environ 5,5 millions de tonnes à un coût d'extraction inférieur à 130 \$/kg.

Les ressources totales sont estimées à des valeurs beaucoup plus importantes. En effet, la recherche de nouveaux gisements a été très faible pendant de nombreuses années, elle est à présent beaucoup plus active et conduira à une probable réévaluation des réserves dans un proche avenir.

L'AIEA estime à 10 millions de tonnes les ressources non encore découvertes et à plus de 22 millions de tonnes les ressources non-conventionnelles (notamment dans les phosphates).

À la différence des autres combustibles, l'uranium ne représente aujourd'hui que 5 % du coût du kWh et rend donc le coût de l'électricité produite par les centrales nucléaires peu sensible aux variations des cours de l'uranium. Cette caractéristique permettra l'exploitation future de gisements qui ont des coûts d'extraction plusieurs fois supérieurs à ceux d'aujourd'hui.

La consommation mondiale d'uranium en 2006 et sa prévision jusqu'en 2030 figurent dans le tableau ci-après.

Consommation mondiale d'uranium

Année	Tonnes d'uranium
2006	66 500
2010	de 70 000 à 75 000
2015	de 77 000 à 86 000
2020	de 85 000 à 99 000
2025	de 91 000 à 111 000
2030	de 94 000 à 122 000

Source: Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire 2007.



7.4

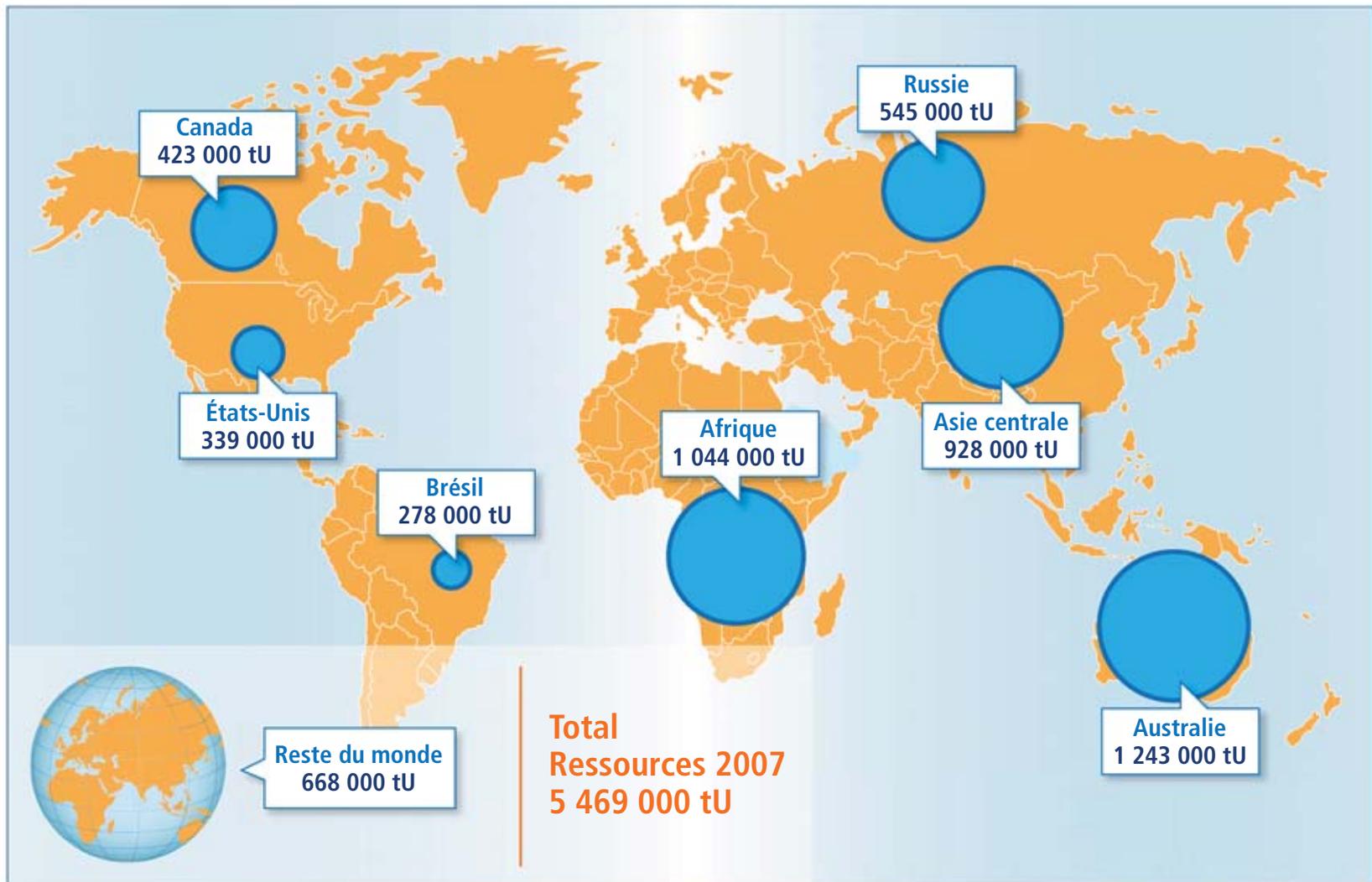
1. Direction Générale de l'Énergie et du Climat du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer.

Les fourchettes de consommation correspondent aux différents scénarios de développement de la production d'électricité nucléaire dans les décennies à venir. Dans tous les cas, la couverture des besoins serait assurée au moins jusqu'à la fin du siècle.

Au-delà de 2040, la commercialisation des nouveaux réacteurs nucléaires, dits de génération 4, pourrait progressivement diviser la consommation d'uranium naturel d'au moins un facteur 50 et augmenter d'autant la durée des réserves disponibles.

i
6.4

Ressources identifiées d'uranium à un coût d'extraction inférieur à 130\$ le kilo



Source : Red book OCDE/AIEA 2008.

Les réserves d'énergies renouvelables en vue de la production d'électricité

Pour les énergies renouvelables, les limitations ne portent pas sur la quantité d'énergie, mais sur le potentiel exploitable. Par exemple, l'énergie du vent est suffisante en théorie pour assurer la totalité des besoins mondiaux d'électricité. En pratique, le potentiel est limité pour des raisons économiques (coût élevé du kWh produit, les sites peu ou mal ventés sont moins intéressants...), techniques (difficultés d'accès, intermittence, évacuation de l'électricité...), environnementales et d'occupation des sols. Le solaire photovoltaïque est confronté aux mêmes types de contraintes.

L'électricité produite à partir de la biomasse pourrait représenter plus de 10 % de la consommation

d'électricité pour les zones les plus favorables. Pour les autres types d'énergies renouvelables en phase industrielle ou pré-industrielle (hydraulique non encore équipée, énergie de la mer, géothermie...), le potentiel est plus limité et ne pourrait contribuer à satisfaire que quelques pourcents de la consommation d'électricité, particulièrement dans les pays industrialisés qui utilisent déjà largement leur potentiel hydraulique.

À ce jour, les coûts de production de ces nouvelles technologies sont supérieurs à ceux des centrales thermiques (nucléaire, gaz ou charbon). La production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables est subventionnée dans la plupart des pays européens pour permettre l'atteinte de la maturité industrielle de ces nouvelles filières.

i
4.3

i
4.1

2.3 La dépendance énergétique de l'Europe et de la France

Comme l'a établi le Livre Vert de la Commission européenne¹, l'Union européenne apparaît particulièrement fragile, marquée par une dépendance énergétique forte et croissante : 52,4 % de ses besoins énergétiques étaient assurés en 2005 par des produits importés, ce chiffre pourrait augmenter jusqu'à 65 % en 2030 si aucune mesure n'est prise. Cette dépendance est particulièrement marquée pour le gaz (de 57 % en 2005 à 84 % en 2030) et le pétrole (de 82 % en 2005 à 93 % en 2030). La situation de la France est plus favorable, en raison du fort recours à l'énergie nucléaire pour la production d'électricité, alors que les autres pays européens voient leurs ressources propres diminuer (charbon en Allemagne et en Espagne, gaz au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, etc.).

Le nucléaire et l'indépendance énergétique

L'indépendance énergétique d'un pays est sa capacité à satisfaire ses besoins d'énergie en maîtrisant les sources de production, les canaux d'approvisionnement et les techniques de valorisation des différentes formes d'énergie.

Le taux d'indépendance énergétique correspond au rapport entre l'énergie produite par un pays et l'énergie consommée dans le pays. La façon de déterminer l'indépendance énergétique est définie par l'Union Européenne.

Bien que le minerai d'uranium soit importé, le combustible nucléaire est considéré comme une ressource nationale qui participe à l'indépendance énergétique, en raison de la très forte valeur ajoutée nationale pour transformer le minerai en combustible nucléaire. En outre, les stocks d'uranium représentent plusieurs années de consommation et l'approvisionnement est diversifié. ■

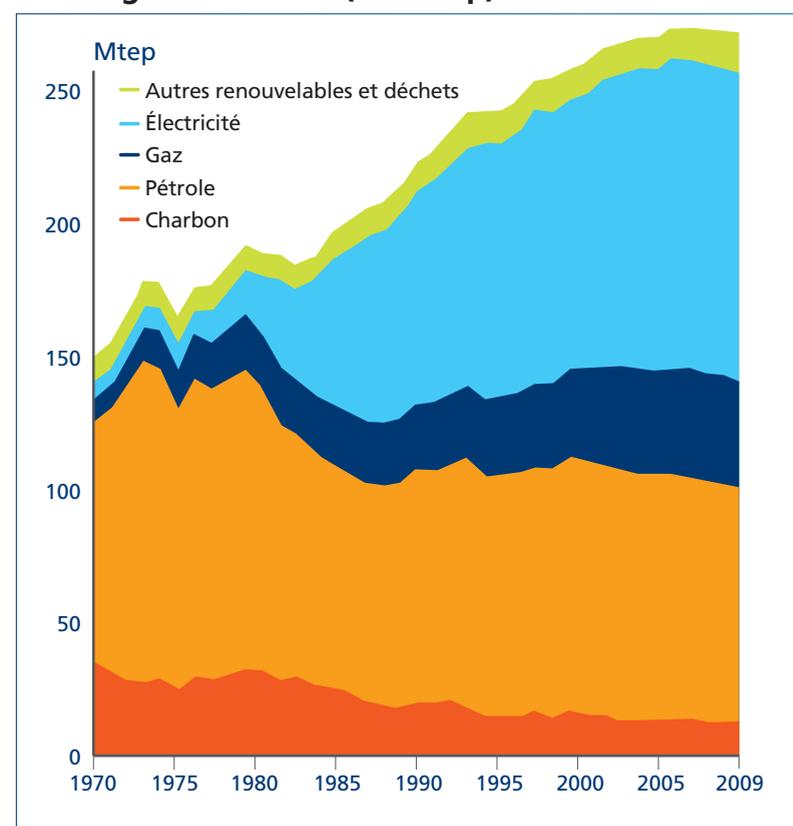
La volonté de l'Europe de limiter la dépendance énergétique va de pair avec la lutte contre le changement climatique. Elle s'est concrétisée par le "paquet climat-énergie" adopté en décembre 2008 (voir paragraphe 2.7).

2.4 Le bilan énergétique français

La consommation

Sur la dernière décennie, des modifications durables semblent se dessiner, avec notamment la confirmation de la stabilisation de la consommation d'énergie. L'envolée des prix du pétrole au premier semestre 2008, assimilable à un choc pétrolier, et la crise économique commencent à faire sentir leurs effets sur la consommation d'énergie en 2009. Il se pourrait aussi que les niveaux de prix atteints par l'énergie laissent des traces dans les comportements des ménages. Une part importante des réductions de consommation est toutefois évidemment liée à la baisse de l'activité économique.

Consommation française d'énergie corrigée du climat (en Mtep)



Source : Service de l'observation et des statistiques du Commissariat général au développement durable.

Avec 273,6 Mtep, la consommation totale d'énergie de la France en 2008, corrigée du climat, reste au même niveau qu'en 2007. Elle est un peu en retrait par rapport aux années 2004-2006 et à peine au-dessus du niveau de 2000, alors que le produit intérieur brut poursuivait sa croissance.

1. Source : Livre vert "Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable", mars 2006.

En 2009, la consommation d'énergie a baissé d'environ 5 %. Il est encore trop tôt pour apprécier la part due à la crise économique.

Depuis les chocs pétroliers de 1973 et 1979, c'est la première fois que la consommation connaît une période aussi longue sans croissance. La stabilisation de ces dernières années, acquise sous des conjonctures économiques diverses et dans un contexte d'émergence des préoccupations environnementales, semble l'expression d'une tendance durable (Source: Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)).

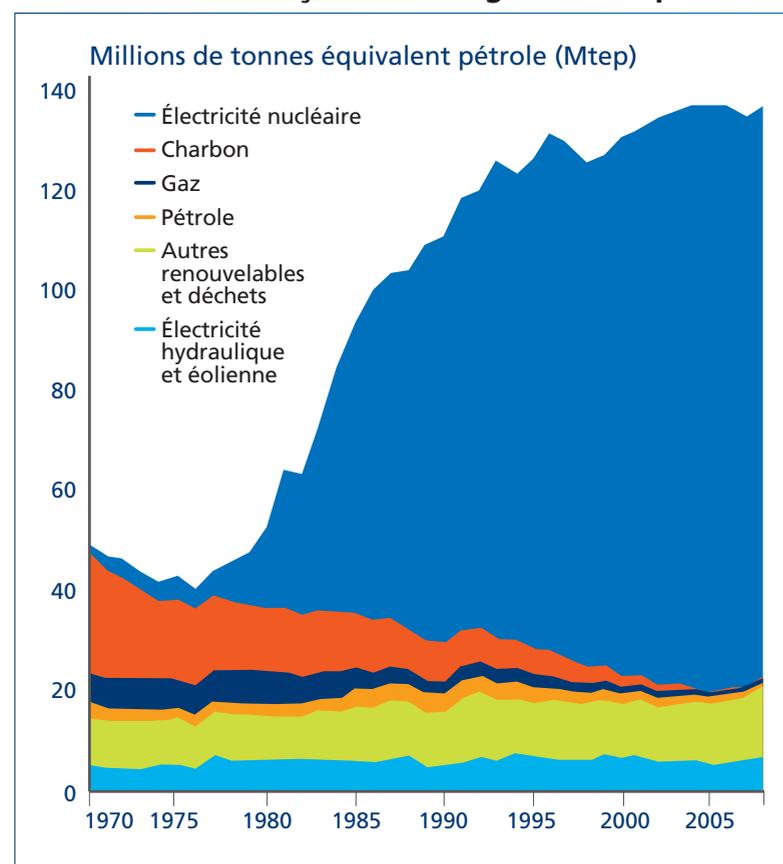
La production d'énergie en France

La France dispose de réserves énergétiques fossiles très limitées, ce qui l'expose à des risques d'approvisionnement qu'elle a su limiter: la facture énergétique de la France, exprimée en pourcentage du produit intérieur brut (PIB), est passée dans des circonstances comparables, assimilables à des chocs pétroliers, de 5 % en 1980 à 3 % en 2008, grâce notamment à la pénétration de l'électricité nucléaire (Source: DGEC).

Le risque d'augmentation de la facture énergétique, due aux produits pétroliers, demeure cependant, comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous: elle a doublé en euros constants entre 2000 et 2008.

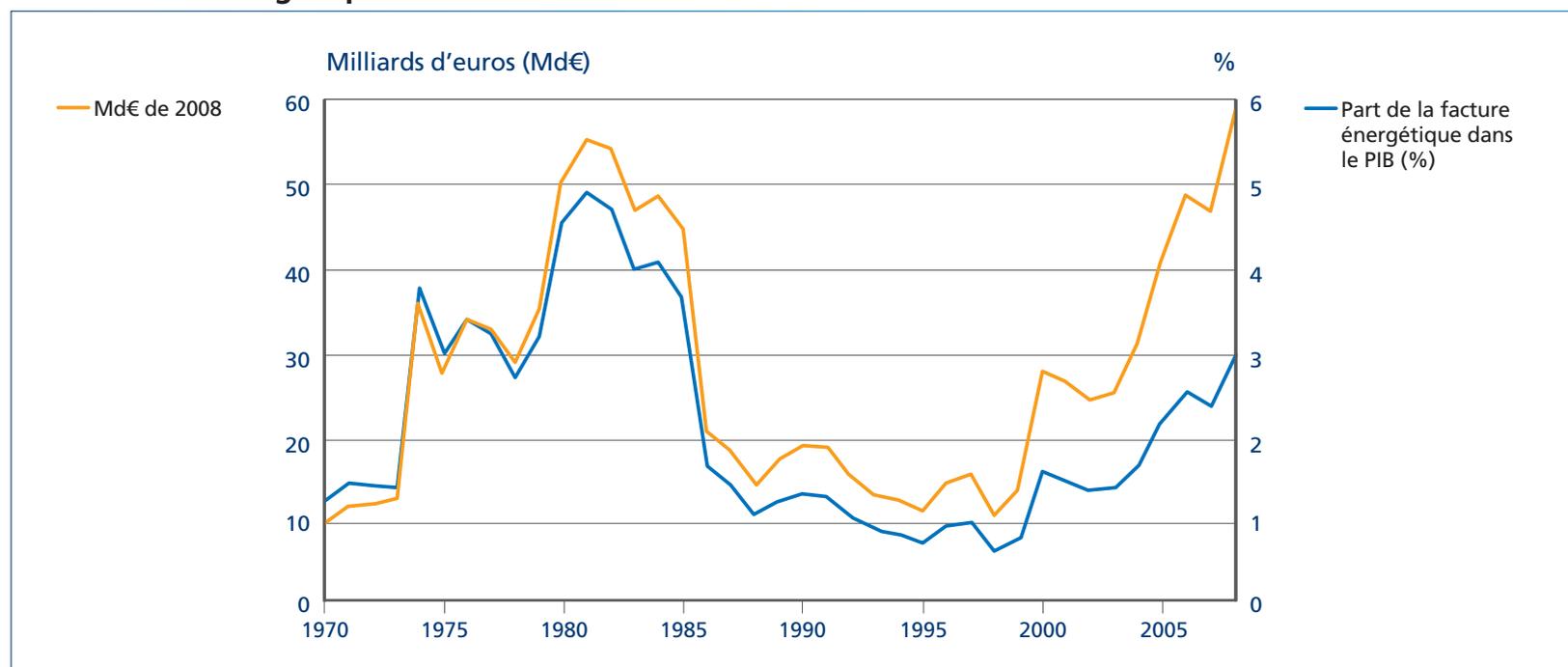
La production française d'énergie n'a que peu augmenté entre 2000 et 2008 (3,9 %). La production de combustibles fossiles n'est plus que 1,5 % du total, contre encore 4,3 % en 2000. Le nucléaire reste prédominant (83,6 %) mais la part des énergies renouvelables s'accroît (15 % contre 13,6 %). En 2009, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique) poursuit une vigoureuse progression (24 % environ sur l'année).

Production française d'énergie en Mtep



Source: Service de l'observation et des statistiques du Commissariat général au développement durable.

La facture énergétique de la France



Source: Service de l'observation et des statistiques du Commissariat général au développement durable.

2.5 Les spécificités de l'électricité

▣ Des contraintes fortes

Les lois de la physique imposent qu'à tout moment la production d'électricité soit égale à la consommation à l'intérieur d'un réseau en courant alternatif. Comme l'électricité se stocke très difficilement, il est nécessaire d'adapter en permanence la production à la consommation en faisant varier la puissance de certaines unités de production et en arrêtant et démarrant d'autres unités. Il faut également disposer de production en réserve, mobilisable en quelques secondes pour faire face aux aléas tels que l'arrêt inopiné d'un moyen de production ou l'augmentation brutale de la consommation.

Un réseau électrique très étendu permet de limiter la réserve globale en la mutualisant et de réagir plus efficacement en cas de perturbation importante. C'est une des raisons pour lesquelles le réseau électrique s'étend dans toute l'Europe de l'Ouest, permettant également des échanges commerciaux. Ces derniers sont cependant limités par les capacités des lignes électriques et encore une fois par la physique : l'électricité en courant alternatif se transporte mal sur de très grandes distances.

Le réseau électrique européen est également très maillé et ressemble à une sorte de plan de métro

parisien géant. Ce maillage permet la sécurisation de l'alimentation en électricité : en cas de défaillance d'une ligne électrique, l'électricité trouve un autre chemin, de la même manière qu'en cas d'indisponibilité d'une ligne de métro, on peut quand même arriver à destination en prenant d'autres lignes. Globalement l'électricité va des lieux de production vers les lieux de consommation, mais sans passer forcément par le chemin le plus court, ni aller vers le plus proche. Si l'on poursuit l'analogie avec le métro, un voyageur ne prendra pas forcément le trajet le plus court, s'il en trouve un autre plus rapide. De même, s'il a dans l'idée d'acheter quelque chose, il ira dans le magasin qui lui prendra le moins de temps de trajet, pas forcément le plus proche. Il est ainsi impossible de savoir avec précision où va l'électricité produite par une centrale.

Il est préférable d'avoir le meilleur équilibre géographique possible entre la production et la consommation d'électricité de manière à limiter le nombre de lignes électriques. Dans la pratique, cet objectif est contrarié par les zones très urbanisées, grandes consommatrices d'énergie, avec peu de possibilités de production (par exemple l'Ile-de-France ou les grandes agglomérations) ou à l'inverse les zones peu urbanisées propices à la production d'électricité (montagne pour l'hydraulique, par exemple).

Aire d'interconnexion en courant alternatif



Source : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité.

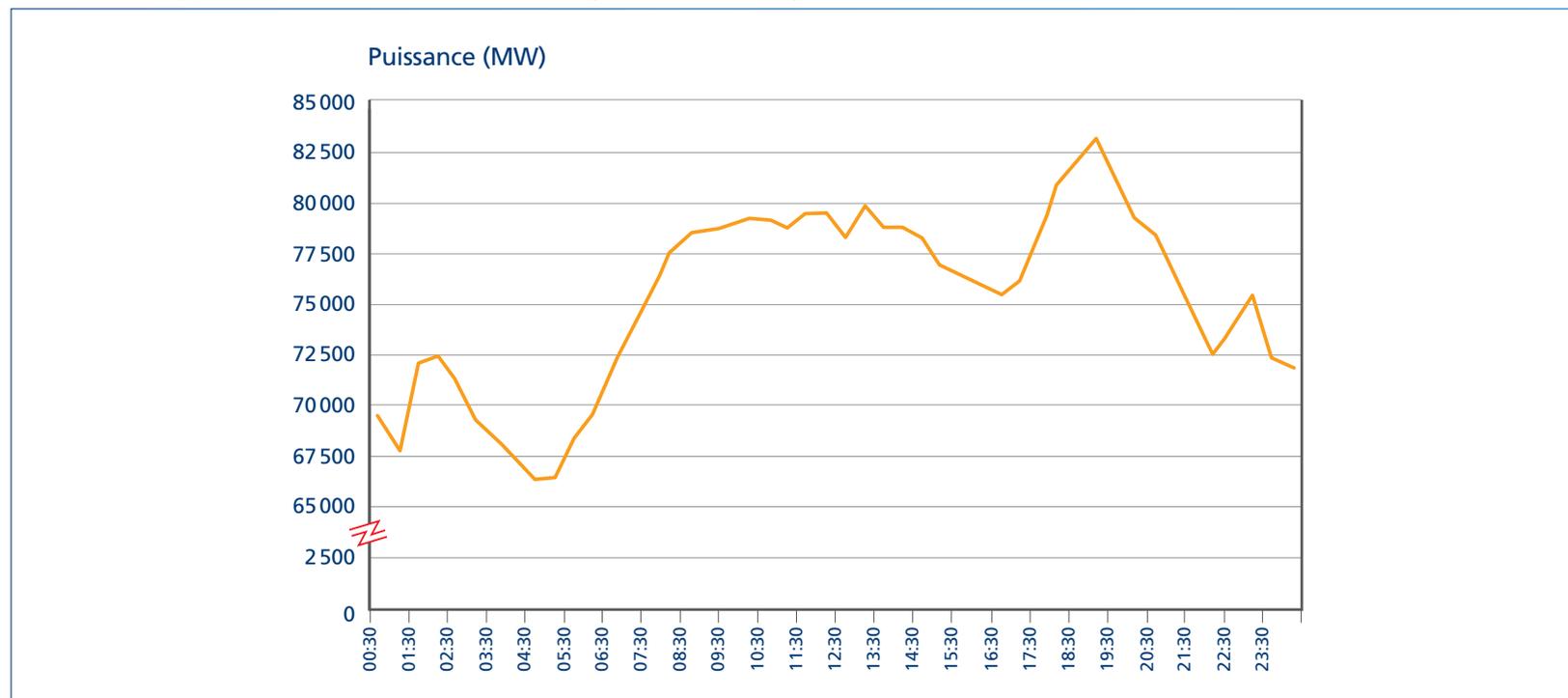
De grandes variations de la consommation

La consommation d'électricité en France, donc également la production, varie jusqu'à 30 % au cours de la même journée. Même si ces variations peuvent s'atténuer par des incitations à ne pas consommer pendant la pointe (tarification de pointe flexible associée à un compteur communicant, par exemple), elles ne

peuvent pas totalement être supprimées.

La consommation dépend aussi de la saison, avec 70 % d'écart entre la journée la plus chargée de l'hiver et la plus creuse de l'été. D'autres paramètres influent également sur la consommation d'électricité : la température extérieure, la nébulosité, l'activité économique, etc.

Courbe type de consommation française sur une journée



Source : RTE.

Des moyens de production aux caractéristiques différentes

Les installations de production d'électricité n'ont pas toutes les mêmes caractéristiques pour répondre en temps réel à la variation de la consommation.

Certaines installations ne peuvent pas faire varier leur puissance à volonté. C'est le cas, par exemple, des panneaux solaires, des éoliennes ou des usines hydroélectriques sur les fleuves : s'ils ne sont pas utilisés, leur énergie est perdue.

Ils ne peuvent donc s'adapter à la variation de la demande qu'au détriment de leur efficacité.

Les panneaux solaires et les éoliennes présentent également l'inconvénient d'avoir une production intermittente. Néanmoins, la prévisibilité de la météorologie permet d'en atténuer les effets.

Les autres types d'installation peuvent moduler leur puissance pour répondre au besoin. Elles peuvent faire varier leur puissance plus ou moins rapidement (de quelques minutes à quelques dizaines de minutes) entre une valeur minimum, généralement de l'ordre de 30 % de la puissance maximale, et cette puissance maximale. Cette catégorie comprend toutes les centrales thermiques (classiques et nucléaires) et les centrales hydrauliques, hormis celles qui sont sur les fleuves.

Il existe quelques moyens très souples et très ra-

pides, principalement les centrales hydrauliques avec de grands barrages et les turbines à combustion, malheureusement peu nombreuses pour les premières et d'un coût de production très élevé pour les secondes.

Enfin, les STEP, Stations de Transfert d'Énergie par Pompage permettent de stocker de l'énergie et de la restituer au moment voulu sous forme d'électricité. Ce sont des usines hydroélectriques avec deux réservoirs, un à l'amont, un à l'aval. L'usine peut fonctionner dans les deux sens. On pompe de l'eau du bas vers le haut quand la consommation d'électricité est faible et les prix de l'électricité sont bas. On la turbine du haut vers le bas quand les prix de l'électricité sont très élevés en période de forte consommation (**pointe**).

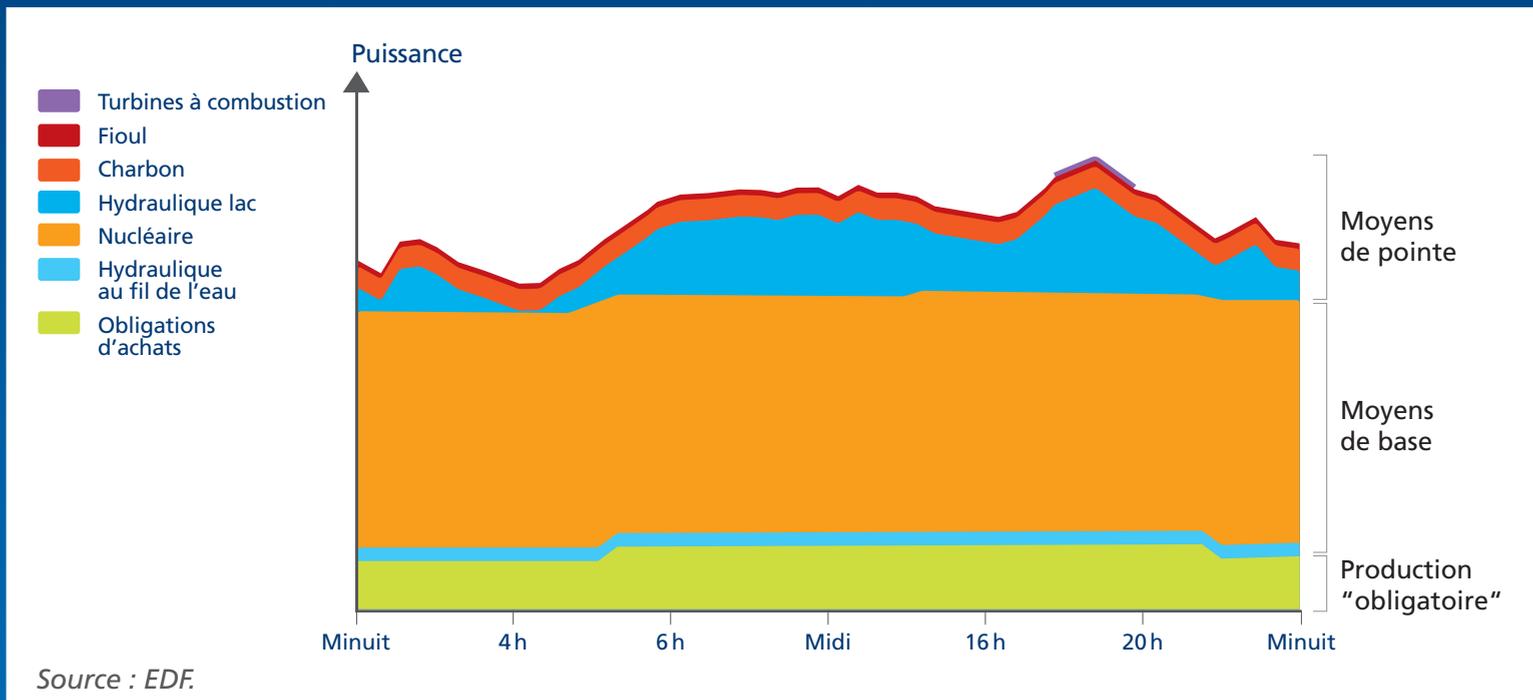
L'objectif global est de combiner à chaque instant tous les moyens de production nécessaires pour garantir la sûreté du réseau de la manière la plus économique possible. La prise en compte de l'aspect environnemental se fait, en plus des contraintes réglementaires, au travers de la taxation du carbone qui fait augmenter le coût de production des centrales qui émettent des gaz à effet de serre et donc en diminuer le recours.

i
4.1

i
4.3

Principe de l'utilisation des différents moyens de production pour assurer l'équilibre production/consommation

Allocation des moyens de production au cours de la journée



L'offre et la demande d'électricité doivent toujours être à l'équilibre. En France, EDF mobilise le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau pour répondre à la demande de base et appelle les centrales thermiques et l'hydraulique de barrage pour couvrir les pointes de consommation ou

pallier les aléas survenant sur les autres centrales. Dans le système électrique français, les centrales sont appelées par ordre croissant de coût de production, intégrant le prix de la tonne de CO₂ rejetée. ■

2.6 La consommation et la production d'électricité en France

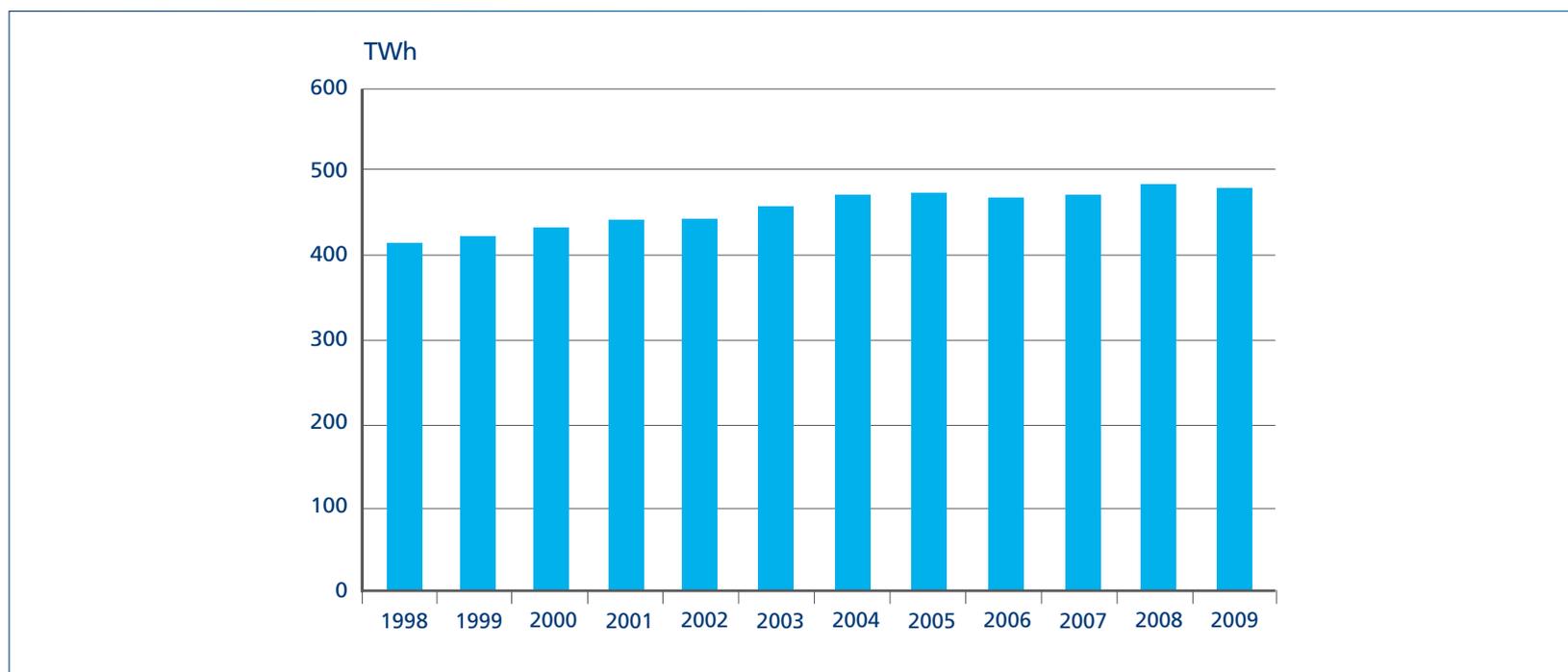
2.6.1 La consommation d'électricité en 2009

La consommation française d'électricité (France métropolitaine) a été de 486,4 TWh¹ en 2009. Après correction des variations climatiques², elle s'établit à 478,1 TWh, en baisse de 1,8 % par rapport à l'année précédente.



Sensibilisation aux économies d'énergie.

Évolution de la consommation d'électricité (France continentale)



Source : RTE.

Ces dernières années, la consommation se répartit ainsi en moyenne par type d'usage :

Type d'usage	Part de la consommation
Transports	3 %
Agriculture	1,5 %
Résidentiel / tertiaire	63,5 %
Industrie	32 %

Source : Service de l'observation et des statistiques du Commissariat général au développement durable.

2.6.2 La production d'électricité en France

Même si sa part de marché est prépondérante, EDF est en concurrence pour la production et la fourniture d'électricité en France. Depuis l'ouverture des marchés, de nouveaux acteurs sont apparus, notamment dans la production hydraulique, thermique et les **énergies renouvelables**.

La production d'électricité en France pendant l'année 2009 s'est élevée à 518,8 TWh (milliards de kWh), celle d'EDF à 448 TWh (hors Corse). Les deux autres producteurs les plus importants sont la CNR (filiale de GDF SUEZ) avec 15,8 TWh et la SNET (filiale de EON France) avec 8,4 TWh (chiffres 2008).

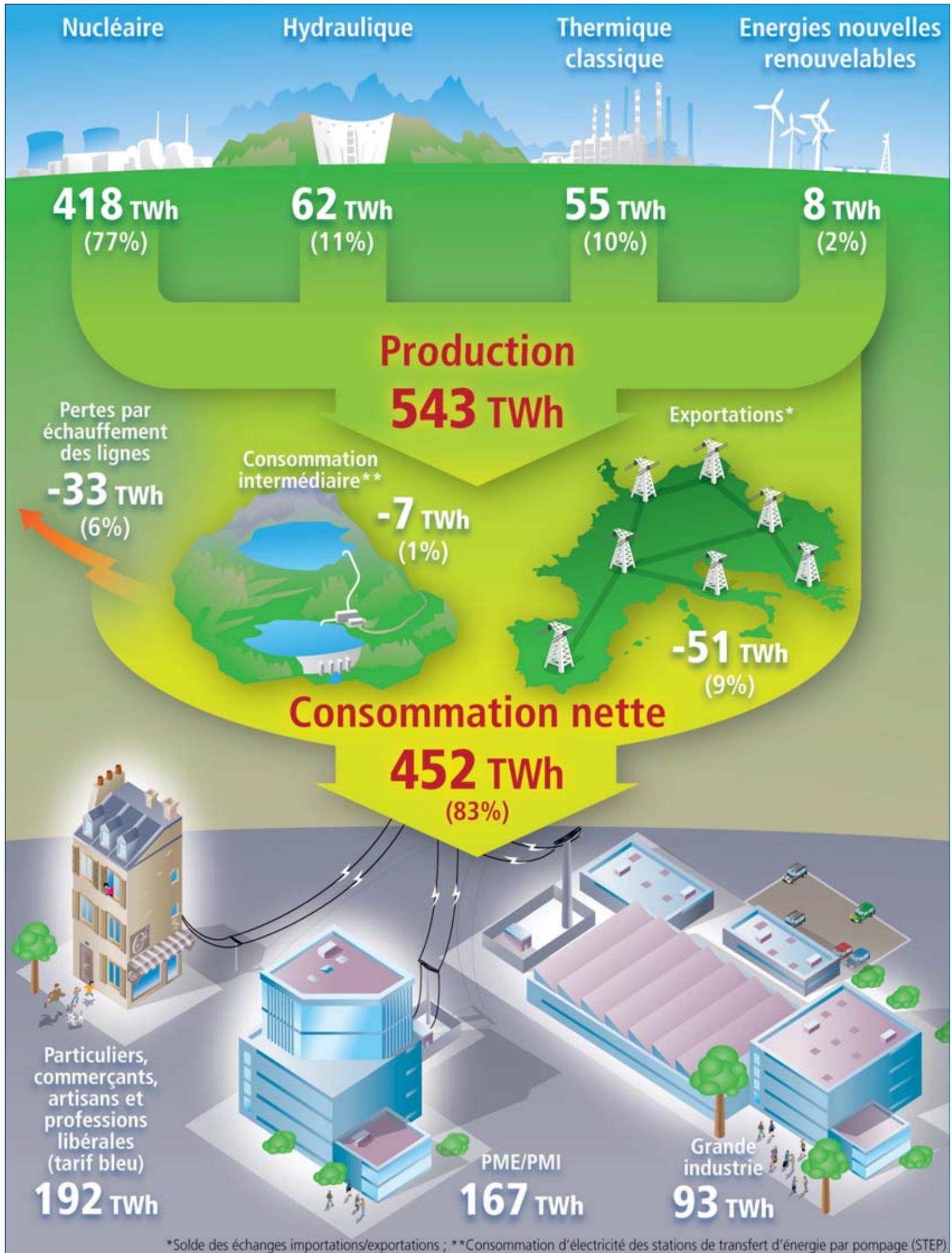
i
5.1

i
5.3

1. 1 TWh = 1 Tera Watt heure = 1 milliard de kWh. Tous les chiffres de ce paragraphe proviennent de RTE.

2. La valeur corrigée permet de faire des comparaisons sur l'évolution de la consommation au cours des années, alors que la valeur brute permet de comparer la production et la consommation.

Bilan électrique moyen 2005-2009 en TWh pour la France Métropolitaine



Source: RTE.

L'essentiel de la production française d'électricité vient aujourd'hui du nucléaire et des **énergies renouvelables** principalement hydraulique avec une part croissante de l'éolien.

Ce parc de production présente des atouts significatifs :

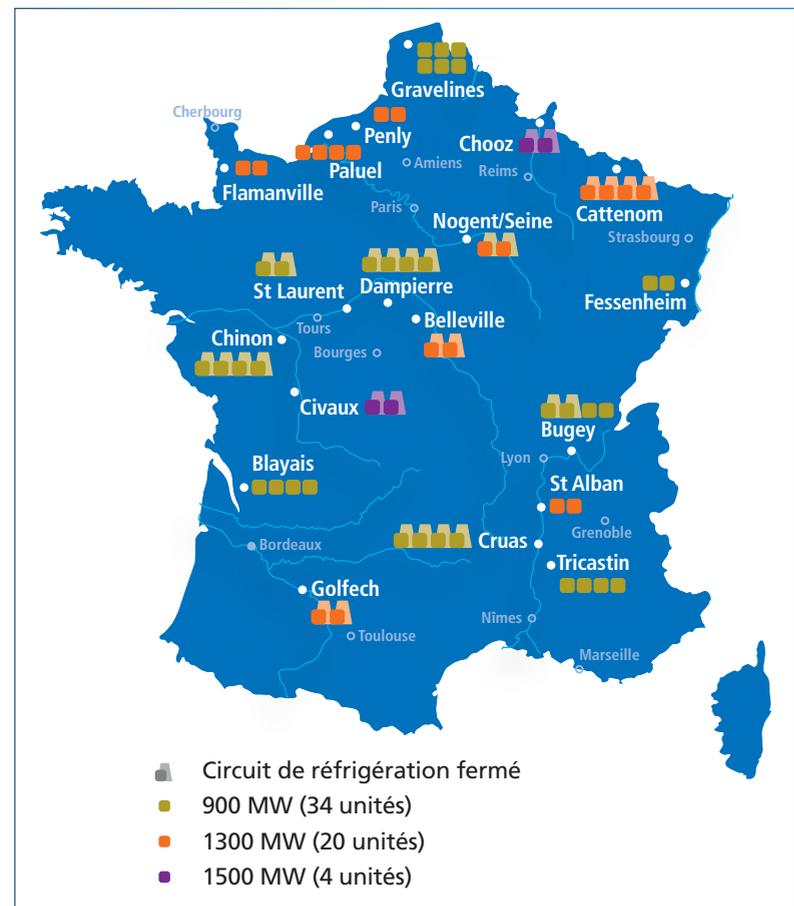
- un ensemble de moyens de production compétitif et peu exposé aux fluctuations des marchés du gaz et du charbon. Les ménages et les industriels bénéficient de prix parmi les plus bas en Europe ;
- une faible dépendance vis-à-vis de l'étranger et des variations des marchés internationaux pour l'approvisionnement de la France en électricité (le taux d'**indépendance énergétique** de la France s'est accru considérablement : de 26 % en 1973, il est passé à plus de 50 % aujourd'hui, essentiellement en raison de la restructuration du parc de production d'électricité). Elle bénéficie donc à ce jour d'une grande sécurité d'approvisionnement.



Aménagement hydraulique du bassin de la Loire et du Massif central.

Le plus grand parc nucléaire européen

Les centrales nucléaires françaises



EDF, premier électricien nucléaire mondial, exploite en France le parc de production nucléaire composé de 58 unités réparties sur 19 sites. Elles utilisent toutes des réacteurs à eau pressurisée fournis par AREVA (anciennement Framatome).

Les unités ont été construites par séries, chaque nouvelle série tirant parti de l'expérience accumulée et de l'amélioration de la technologie.

Cette standardisation a débouché sur la mutualisation des moyens et de l'expérience qui permet aux centrales nucléaires d'EDF d'avoir un haut niveau de **sûreté** et un kWh très compétitif.

i
6.2
6.7
6.8

Les différentes séries constituant le parc nucléaire français

Puissance (MW)	Nombre d'unités	Période de mise en service																						
		77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
900	34	2	2	2	7	8	2	4	4	1	1	1												
1300	20								2	3	4	3	2	0	3	1	1	1						
1500	4																				1	2	0	1
Total	58																							

Source : EDF.

i
6.3

2.7 La prise de conscience mondiale du changement climatique

La fin du XX^e siècle a été marquée par la prise de conscience des problèmes environnementaux dus aux gaz à effet de serre, dont la combustion du gaz, du charbon et du pétrole est le principal émetteur. Le protocole de Kyoto a été la première marque concrète de la volonté internationale de lutte contre ces phénomènes.

▣ Les engagements de Kyoto

Le protocole de Kyoto a été ouvert à ratification le 16 mars 1998 et est entré en vigueur en février 2005. Début 2009, il avait été ratifié par 184 pays. En France, l'entrée en vigueur s'est traduite par le décret n° 2005-295 du 22 mars 2005. La directive européenne 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur a été harmonisée avec les objectifs du protocole.

Le protocole de Kyoto propose un calendrier de réduction des émissions des six gaz à effet de serre¹ qui sont considérés comme la cause principale du réchauffement climatique des cinquante dernières années. Il comporte des engagements absolus de réduction des émissions pour 38 pays industrialisés, avec une réduction globale de 5 % des émissions de CO₂ d'ici 2012 par rapport aux émissions de 1990. L'objectif global est de limiter à 2 °C le réchauffement planétaire.

Sur la période 2008-2012, la France devra stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990. Cet engagement est en bonne voie d'être tenu. Depuis 2000, les émissions sont inférieures à celles de 1990. En 2007, elles leur étaient même de 7 % inférieures.

▣ En Europe, le paquet énergie-climat

En mars 2007, les dirigeants de l'Union Européenne ont approuvé les propositions de la Commission, dites "3 fois 20", visant à :

- réduire les émissions de CO₂ d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport aux émissions de 1990 (voire de 30 %, en cas d'accord au niveau mondial) ;
- porter à 20 % la part des sources d'**énergies renouvelables** dans la consommation énergétique totale ;

- augmenter de 20 % l'efficacité énergétique, par rapport à l'évolution tendancielle actuelle.

Ces engagements se traduisent par le "paquet énergie-climat" qui a été adopté par le Conseil et le Parlement européen en décembre 2008, dont les mesures comprennent principalement :

- un renforcement du système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, en parallèle à un objectif de réduction des émissions :
 - de -21 % comparées aux émissions de 2005, pour les secteurs participant au système de quotas (électricité, industrie),
 - de -10 % comparées aux émissions de 2005, pour les secteurs ne participant pas (bâtiment, transports terrestres et déchets par exemple) ;
- l'adoption d'objectifs contraignants, visant à augmenter la part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie (20 % pour l'Europe en 2020), tout en tenant compte des besoins et possibilités spécifiques de chaque État membre ;
- la définition de nouvelles règles pour la **capture** et le stockage du carbone, et pour les aides en faveur de la protection de l'environnement.

▣ En France, le Grenelle de l'environnement

Lancé le 6 juillet 2007, le Grenelle de l'environnement répond à la volonté du Gouvernement de placer le développement durable au cœur de ses priorités afin de surmonter les défis environnementaux à venir tels que le changement climatique, la préservation de la biodiversité et la prévention des effets de la pollution sur la santé.

Le Grenelle de l'environnement s'est organisé autour de six groupes de travail regroupant chacun l'État, les collectivités territoriales, les syndicats, les entreprises et les associations selon les thèmes suivants :

- lutter contre les changements climatiques et maîtriser la demande d'énergie ;
- préserver la biodiversité et les ressources naturelles ;
- instaurer un environnement respectueux de la santé ;
- adopter des modes de production et de consommation durables ;
- construire une démocratie écologique ;

1. CO₂ (gaz carbonique), CH₄ (méthane), N₂O (protoxyde d'azote), SF₆ (hexafluorure de soufre), HFC (hydrofluorocarbures), PFC (perfluorocarbones).

- promouvoir des modes de développement écologiques favorables à l'emploi et à la compétitivité.

Chacun de ces groupes de travail a été subdivisé en ateliers qui se sont réunis à plusieurs reprises et ont rendu leurs conclusions fin septembre 2007. Celles-ci ont été présentées au public au travers d'une grande consultation dans les régions et sur Internet.

Enfin une table ronde, qui s'est tenue les 24 et 25 octobre 2007, a été l'occasion d'annoncer les mesures décidées lors du Grenelle de l'environnement. Lors du discours de clôture, le Président de la République a notamment déclaré :

"Notre première priorité, et c'est l'une des conclusions du Grenelle, c'est de réduire notre besoin d'énergie. L'objectif est d'améliorer de 20% notre efficacité énergétique d'ici à 2020. Et notre deuxième priorité est de viser un objectif de plus de 95% d'énergie électrique sans effet sur le climat, c'est-à-dire sans carbone. C'est, à mes yeux, le seul objectif pertinent pour lutter contre les défis climatiques."



Bien que le nucléaire ne fût pas un des sujets en débat lors des ateliers du Grenelle, le Président Sarkozy a précisé dans le même discours :

"Il est illusoire en France de vouloir relever le défi du climat, notre premier défi, sans l'énergie nucléaire. Aujourd'hui, nous n'avons pas d'autre choix, sauf à renoncer à la croissance. Mais ça ne signifie nullement que le nucléaire doit être la solution unique au défi climatique."

Par la suite, trente-trois chantiers opérationnels ont été lancés courant décembre 2007, afin de préciser les mesures opérationnelles de mise en œuvre des orientations du Grenelle.

Les conclusions des chantiers opérationnels ont notamment permis d'élaborer le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Cette loi, dite "Grenelle 1" a été votée par les deux Assemblées, en première lecture et publiée au Journal officiel du 5 août 2009. Une seconde loi, traduisant ces conclusions en dispositions applicables et opposables à tous, la loi "Grenelle 2", a été votée par le Sénat et pourrait être votée à l'Assemblée nationale au premier semestre 2010.

En Haute-Normandie, un plan climat énergies

La prise de conscience des enjeux environnementaux et énergétiques en Haute-Normandie se traduit notamment par le plan climat énergies, adopté en juin 2007 par l'assemblée régionale. Ce plan est cofinancé par la Région et l'ADEME. Il fixe comme priorités la réduction progressive des consommations d'énergie, l'amélioration de la performance énergétique, le développement des énergies renouvelables et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Le plan entend également conforter la Haute-Normandie comme l'une des premières régions françaises productrices d'énergie.

Pour plus d'information, le lecteur pourra se reporter à : www.hautenormandie.fr/Environnement-Transports/Environnement/Plan-climat-energies. ■

i
2.2

3

DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE AU PROJET PENLY 3



LE PANORAMA DRESSÉ DANS LE CHAPITRE PRÉCÉDENT MONTRE QUE L'ENJEU DES ÉTATS COMME DES ACTEURS ÉNERGÉTIENS EST DE RÉPONDRE À DES BESOINS D'ÉNERGIE CROISSANTS DANS LE MONDE (MÊME SI EN FRANCE, UNE STABILISATION SEMBLE SE DESSINER) ET DE SURMONTER LES DÉFIS CLIMATIQUES, EN APPORTANT DES SOLUTIONS :

- À DES COÛTS ABORDABLES ET "SOUTENABLES" POUR LES POPULATIONS, COMME POUR LES ÉTATS ;
- QUI GARANTISSENT LA MEILLEURE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE POSSIBLE ;
- DONT LE BILAN SOIT DE MOINS EN MOINS ÉMETTEUR DE GAZ À EFFET DE SERRE.

3.1 Les conséquences du Grenelle de l'environnement

Grâce à l'existence d'un parc de production pour l'essentiel hydraulique et nucléaire, la France se trouve déjà dans une situation favorable :

- l'**indépendance énergétique** de la France est assurée à hauteur de 90 % pour la production d'électricité ;
- 90 % de la production d'électricité en 2008 a été faite sans émissions de CO₂. Ceci permet à la France d'avoir des émissions de gaz à effet de serre par habitant parmi les plus faibles des pays industrialisés.

Émissions de CO₂ dues aux combustibles fossiles par habitant pour quelques pays européens et émissions de CO₂ par kWh produit, électricité et chaleur, année 2007

Pays	t CO ₂ /an/habitant	g CO ₂ /kWh électricité et chaleur ¹
Allemagne	9,7	412
Espagne	7,7	385
Danemark	9,2	314
France	5,8	90
Luxembourg	22,4	327
Royaume-Uni	8,6	497
Union Européenne à 27	7,9	358
États-Unis	19,1	549
Fédération de Russie	11,2	323

Source : Agence internationale de l'énergie.

Néanmoins, les Pouvoirs Publics ont souhaité aller plus loin au travers des lois issues du Grenelle de l'environnement.

Les objectifs qui ont les conséquences les plus importantes sur l'électricité sont :

- la réduction de la consommation énergétique globale ;
- des moyens de production d'électricité adaptés à ce nouveau contexte énergétique, les moins émetteurs de gaz à effet de serre possible, tout en maintenant l'indépendance énergétique et la compétitivité du kWh produit.

i
5.2
4.2

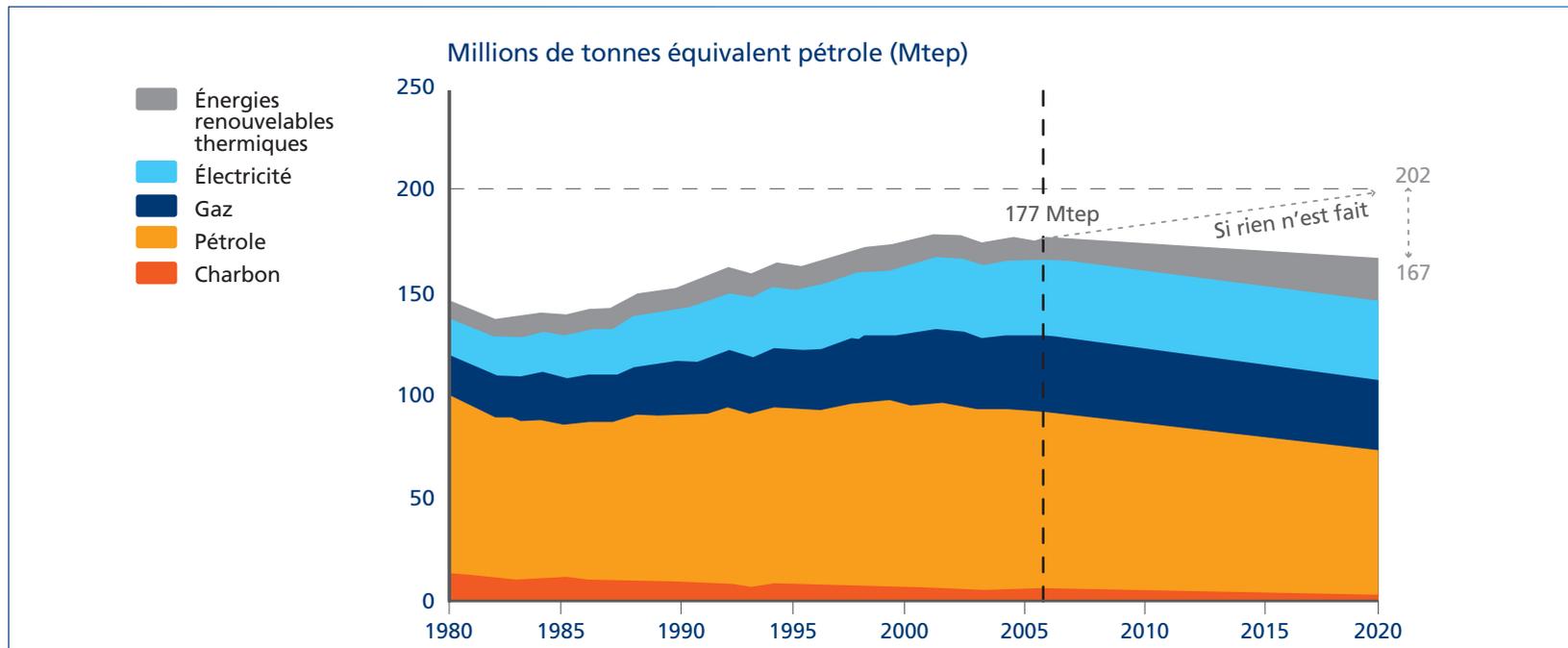
3.2 Vers une réduction de la consommation énergétique française

L'énergie délivrée aux consommateurs en France, corrigée du climat, est aujourd'hui de 177 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole). Elle n'augmente plus depuis 2002. Depuis les chocs pétroliers, c'est la première fois que la consommation connaît une période aussi longue sans croissance. Elle devrait même s'orienter à la baisse, grâce à la mise en œuvre des mesures identifiées par le Grenelle de l'environnement.

La consommation serait inférieure de près de 20 % en 2020 à celle d'un scénario sans mesure environnementale, respectant ainsi l'objectif du paquet climat européen.

1. Les statistiques européennes donnent des émissions de CO₂ sur la production d'électricité et de chaleur, sans pouvoir les dissocier, certains pays utilisant fortement la cogénération (production conjointe d'électricité et de chaleur, à partir de charbon ou de gaz).

Scénario MEEDDAT Grenelle : consommation totale d'énergie délivrée aux consommateurs et prévisions jusqu'en 2020



Source : MEEDDAT.

Dans ce scénario, issu du Grenelle de l'environnement, la consommation d'énergie devrait diminuer de 0,3 % par an entre 2006 et 2020, principalement grâce à la baisse des consommations de charbon (- 3,9 % par an), de pétrole (- 1,3 % par an) et de gaz (- 0,7 % par an), tandis que les **énergies nouvelles renouvelables** thermiques¹ poursuivent leur hausse (+ 4,5 % par an).

Le secteur résidentiel-tertiaire est le plus gros consommateur d'énergie en France. Ce secteur va présenter les plus importantes réductions de consommation, de l'ordre de 26 % entre 2006 et 2020, liées à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique issues du Grenelle de l'environnement pour le secteur du bâtiment (400 000 rénovations des bâtiments par an à partir de 2013, généralisation des bâtiments "basse consommation" à toutes les constructions neuves, incitations fiscales pour les produits les plus performants...).

Il est à noter que dans ce scénario très ambitieux, l'électricité conserve une légère croissance (+ 0,3 % par an). Celle-ci s'explique par le transfert de quelques usages utilisant du gaz, du pétrole ou du charbon vers l'électricité. Sans eux, la consommation d'électricité aurait été en baisse.

Certains de ces transferts d'usage auront pour conséquences l'amélioration de l'efficacité énergétique globale et une réduction des émissions des gaz à effet de serre.

Sans ces mesures d'économies et d'amélioration de l'efficacité énergétique, la consommation d'électricité

EDF s'inscrit pleinement dans la politique de réduction de la consommation énergétique

EDF a produit près de 30 TWh cumac² au titre de la première période des certificats d'économies d'énergie (2006-2009).

EDF développe toute une gamme de services auprès de ses clients pour apporter des solutions de performance énergétique. Celles-ci sont portées sous la marque Bleu Ciel. EDF a également mis en place un dispositif de promotion et d'animation du marché de l'efficacité énergétique, particulièrement pour la rénovation de l'habitat. 600 000 rénovations ont été entreprises dans les secteurs industriels, tertiaire et résidentiel. Elles concernent aussi bien le bâti (isolation) que les systèmes de chauffage quelle qu'en soit l'énergie. Un réseau de partenaires a été formé aux techniques les plus performantes de l'éco-efficacité énergétique. ■

continuerait à croître de près de 2 % par an³, soit une dizaine de TWh par an (**scénario MEEDDAT tendanciel**).

1. ENR thermiques : biomasse, biogaz, solaire thermique, incinération de déchets... L'éolien et le solaire photovoltaïque sont comptés dans l'électricité.

2. Cumac : TWh cumac ou TWh cumulés actualisés sont des TWh économisés durant la durée de vie conventionnelle fixée d'un équipement, corrigé d'un coefficient d'actualisation annuel de 4%. Ainsi, un congélateur de classe A+, permettant d'économiser 50 kWh par an pendant une durée de vie de 10 ans, se verra attribuer 420 kWh cumac.

3. Pourcentage d'évolution moyen retenu sur les années antérieures à la crise économique observée depuis 2008.

3.3 Vers une croissance modérée de la consommation électrique nationale

La prise en compte du Grenelle de l'environnement conduirait donc à une évolution qui reste positive mais beaucoup plus modérée que lors de la décennie précédente.

Cependant, les incertitudes restent importantes, tant sur la croissance économique que sur les effets attendus des mesures d'économie d'énergie. Par ailleurs, le développement des nouveaux usages de l'électricité (véhicules électriques, transports en commun, pompes à chaleur...) constitue un potentiel important.

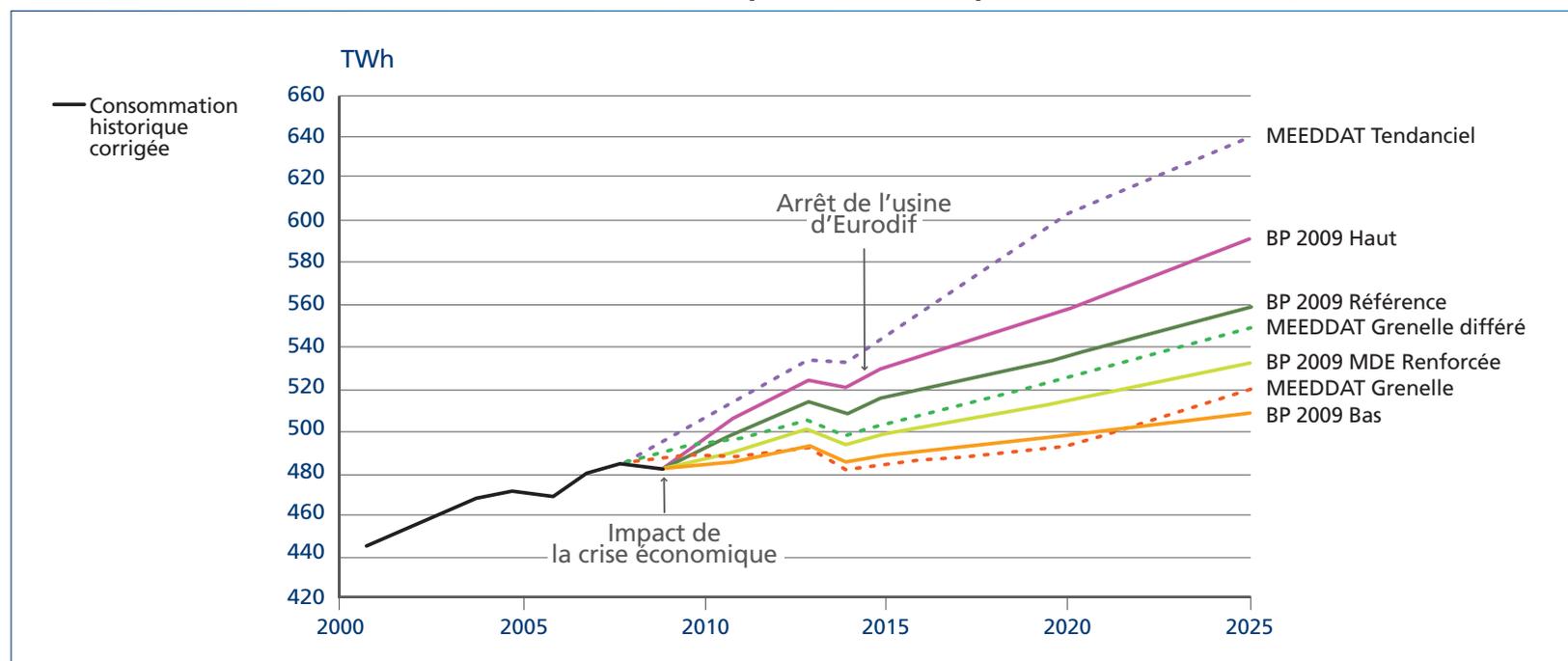
RTE établit tous les deux ans, un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, avec plusieurs scénarios de consommation reflétant ces incertitudes.

Un exemple de réduction de la consommation d'électricité

Les consommations annuelles d'électricité dues à l'éclairage devraient connaître une baisse d'environ 2 à 3 TWh avec l'interdiction progressive de la vente des ampoules à incandescence classiques.

Cette réduction est particulièrement intéressante, car elle se fait principalement aux heures de pointe, là où les émissions de gaz à effet de serre par kWh sont les plus importantes. ■

Prévisions de consommation d'électricité, comparaison Bilan prévisionnel de RTE (BP) et MEEDDAT



Source: bilan prévisionnel 2009 de RTE.

Dans le graphique ci-dessus issu du bilan prévisionnel 2009 de RTE, le scénario issu du Grenelle de l'environnement "MEEDDAT Grenelle" est la limite basse (en pointillé orange), le scénario "MEEDDAT tendanciel" est le plus élevé, il représente ce que serait la consommation d'électricité sans aucune mesure d'économie d'énergie.

On voit que ces deux scénarios extrêmes présentent un écart de plus de 100 TWh à l'horizon 2020. Le scénario médian, qui intègre déjà beaucoup de mesures d'économie d'énergie, présente encore un

écart de près de 50 TWh par rapport au scénario "MEEDDAT Grenelle".

Les scénarios intermédiaires, établis par RTE, croisent plusieurs hypothèses :

- de croissance économique (deux hypothèses sont étudiées : 1,6 % et 2 %),
- de démographie et de part de la population active (projections de l'INSEE),
- de réalisation des objectifs du Grenelle, notamment en matière d'efficacité énergétique et de transferts entre énergies (taux de placement des

technologies les plus performantes, niveaux de prix des énergies incitant plus ou moins rapidement les transferts entre énergies fossiles et électricité, rythme de développement des énergies renouvelables pour un usage thermique, solaire thermique et chaudière à bois, ...).

3.4 La PPI 2009, des moyens de production adaptés au nouveau contexte énergétique

Dans ce contexte d'incertitudes de consommation d'énergie, la politique énergétique de la France doit fixer un cadre pour les investissements. Cette politique se traduit concrètement, pour ce qui concerne les investissements à venir, par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI). En juin 2009, le gouvernement a transmis au parlement trois documents : le premier concerne la production électrique ("PPI électricité"), le deuxième concerne la chaleur ("PPI chaleur"), le troisième concerne les infrastructures de gaz naturel ("PIP gaz").

Élaborée en concertation avec les acteurs du monde de l'énergie et des organisations non gouvernementales volontaires¹, la PPI-électricité 2009 a pour objectif principal d'identifier, à l'horizon des dix prochaines années, les investissements souhaitables en moyens de production d'électricité. Elle le fait en s'appuyant sur les objectifs du Grenelle de l'environnement et la loi d'orientation sur l'énergie² de 2005 qui réaffirme notamment la nécessité de la sécurité d'approvisionnement.

La PPI-électricité 2009 inscrit comme priorité un ambitieux développement des **énergies renouvelables** décentralisées, le déclassement des centrales thermiques les plus anciennes au profit de nouveaux moyens moins émetteurs de gaz à effet de serre (Cycles Combinés à Gaz). Le nucléaire et l'hydraulique demeurent des éléments stratégiques, en raison des exigences conjuguées de sécurité énergétique et de réduction des émissions de CO₂.

Les arrêtés PPI électricité et PPI-chaleur ont été publiés le 10 janvier 2010. Ce ne sont pas des lois,

mais des documents de cadrage qui définissent les objectifs ou les conditions de développement pour chaque type de production.

3.4.1 Le développement des énergies renouvelables (ENR)

Le développement des **énergies renouvelables** est le premier axe de cette politique énergétique, après l'amélioration de l'efficacité énergétique. Il revêt une importance cruciale dans le contexte énergétique actuel : il permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre et participe ainsi à la lutte contre le changement climatique, il contribue également à diminuer la dépendance aux énergies **fossiles** et à leur préservation.

Traduisant les objectifs du Grenelle de l'environnement, la PPI-électricité 2009 met fortement l'accent sur le développement des ENR, avec l'objectif d'atteindre en 2020, 25 000 MW d'éolien dont 6 000 MW en mer, 5 400 MW de **solaire photovoltaïque**, 2 300 MW supplémentaires de **biomasse** et pour l'hydraulique une augmentation de puissance installée de 3 000 MW et de 3 TWh en énergie.

▣ L'éolien et le solaire photovoltaïque

Réseau de Transport d'Electricité (RTE), dans son bilan prévisionnel 2009, souligne la hausse importante de la production éolienne en 2008 (près de 13% par rapport à 2007)³. La capacité éolienne croît aujourd'hui au rythme de 1 000 MW par an. Le **solaire photovoltaïque** connaît lui aussi une très forte progression. 8 000 demandes de raccordements photovoltaïques ont été enregistrées en moyenne par mois, courant 2009, par les gestionnaires de réseau de distribution. Ces demandes ont connu une forte accélération fin 2009, en particulier liée à la perspective d'une diminution des tarifs de rachat au 1^{er} janvier 2010.

EDF est acteur de ce développement des énergies renouvelables, de même que ses partenaires du projet Penly 3.

1. Fondation Nicolas Hulot et Réseau action climat.

2. Loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, dite loi POPE.

La loi fixe quatre grands objectifs pour la politique énergétique française :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;

- assurer un prix compétitif de l'énergie ;

- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;

- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

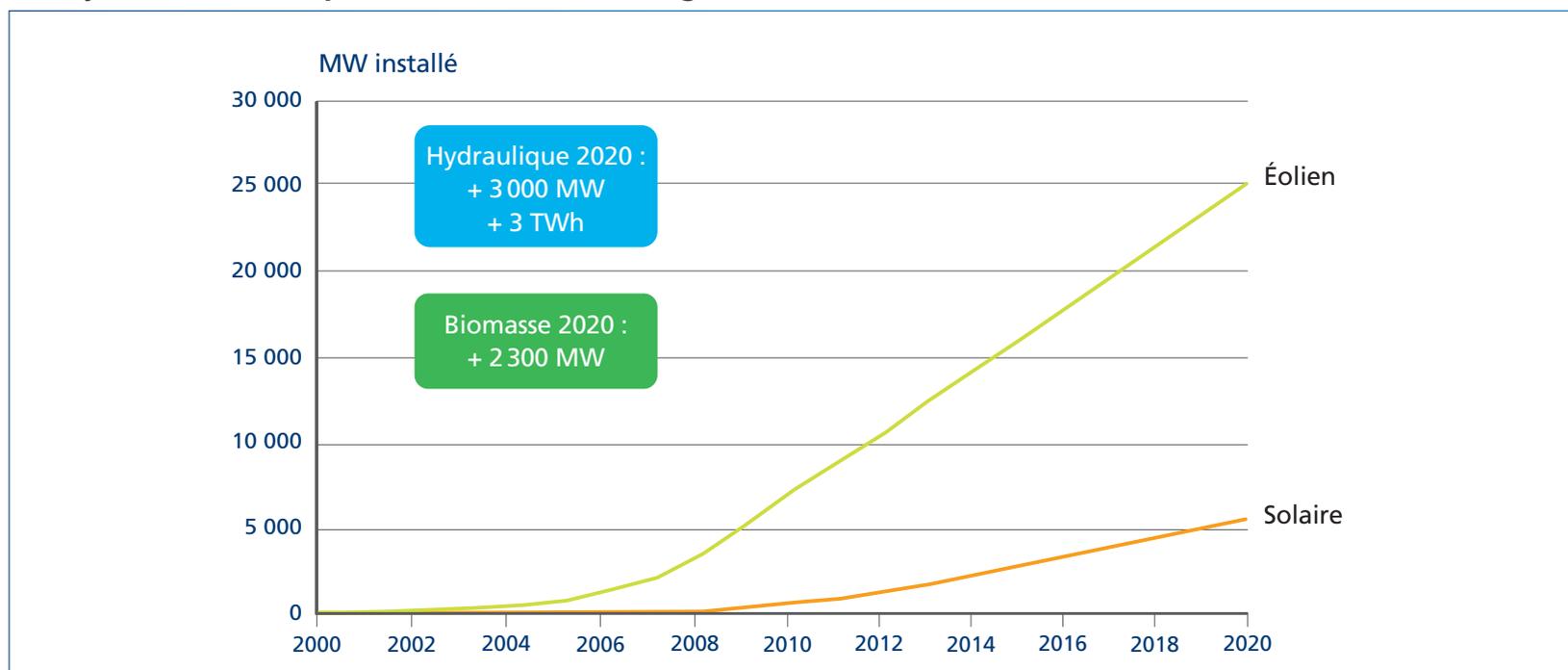
3. En 2009, la production éolienne a été de 7,8 TWh et photovoltaïque de 0,14 TWh.

i
1.1

EDF a ses propres projets éoliens et solaires portés par sa filiale EDF-EN et prône auprès de ses clients l'installation d'équipements photovoltaïques. Ainsi fin 2009, First Solar et EDF Energies Nouvelles étaient en discussions avec les Pouvoirs Publics pour implanter une usine de fabrication de panneaux solaires à Blanquefort, à côté de Bordeaux. En dehors de la grande hydraulique, ces filières sont aujourd'hui subventionnées avec obligation d'achat par EDF de l'énergie produite. L'État fixe un prix

d'achat à chaque filière de production d'électricité à partir d'**énergies renouvelables**; EDF est tenue d'acheter l'électricité à ce prix aux producteurs et se fait rembourser la différence au prix du marché par l'intermédiaire de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Cette contribution, prélevée sur les factures est régulée par les Pouvoirs Publics et répercutée sur tous les consommateurs d'électricité. Ce soutien aux énergies renouvelables est l'un des leviers de leur développement.

Objectifs de la PPI pour les nouvelles énergies renouvelables



Source: EDF à partir de la PPI.

■ L'hydraulique

La France est l'un des premiers producteurs d'électricité d'origine renouvelable en Europe, grâce à sa production hydraulique. L'hydroélectricité est une composante essentielle du **système électrique** français en raison de ses qualités intrinsèques, particulièrement la flexibilité d'utilisation des barrages. Près de la moitié de la production hydraulique contribue à l'équilibre offre-demande national au moment des **pointes** de consommation et se substitue directement à de la production thermique classique, fortement émettrice de CO₂.

La PPI-électricité 2009 souligne que ce potentiel doit être préservé tout en réduisant l'impact environnemental des ouvrages. La majeure partie des sites étant aujourd'hui équipée, la PPI vise un développement léger de l'hydraulique sur la période, de 3 000 MW et 3 TWh en France métropolitaine (Corse comprise). EDF déploie un important programme de rénovation de son parc hydraulique et compte contribuer pour près de la moitié à l'augmentation de la capacité visée en 2020 par le Grenelle de l'environnement.

i
1.1

3.4.2 La modernisation du parc thermique à flamme

La PPI-électricité 2009 affirme la nécessité de maintenir un parc de production thermique classique minimal pour les besoins spécifiques du système électrique. Ce parc doit cependant être largement modernisé pour minimiser son impact sur l'environnement et, en particulier, réduire ses émissions de CO₂:

- la moitié des centrales à charbon les plus anciennes et dont les performances environnementales sont les moins bonnes, près de 4 000 MW, seront déclassées avant 2016. Elles seront remplacées en partie par des cycles combinés fonctionnant au gaz (CCG). RTE prévoit la mise en service de dix CCG, trois d'entre eux sont en cours de construction par EDF et sept sont lancés par d'autres producteurs, dont les partenaires d'EDF du projet Penly 3;

- les centrales au charbon les plus récentes ont déjà été rénovées et des installations de dépollution ont été installées;
- l'avenir des centrales thermiques au fioul (5 200 MW), qui sont utilisées pendant les périodes de **pointe**, sera déterminé par l'évolution de la réglementation européenne d'ici 2015. Par ailleurs, la problématique spécifique des équipements de pointe et de la réduction de la consommation à la pointe font l'objet d'un groupe de travail animé par les parlementaires Bruno Sido et Serge Poignant.

Au total, en France continentale, les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité devraient être réduites de près de 30 % d'ici 2020, par rapport au niveau actuel.

3.4.3 Le recours à l'énergie nucléaire

Développée en quantité, comme suite aux crises pétrolières de 1973 et 1979, l'énergie nucléaire a fait de l'électricité française l'une des moins soumises aux risques géopolitiques et des plus compétitives d'Europe. C'est également un atout dans la lutte contre l'effet de serre ; les émissions de CO₂ relatives à la production d'électricité et de chaleur en 2008 sont ainsi globalement de 90 g de CO₂ par

kWh produit en France (et d'environ 60 g pour la seule production électrique, source RTE), contre 358 g de CO₂/kWh en moyenne européenne.

Ces dernières années, les centrales nucléaires françaises ont assuré entre 75 et 80% de la production électrique nationale.

La loi d'orientation sur l'énergie (POPE) a réaffirmé en 2005 que le recours à l'énergie nucléaire est nécessaire, si la France veut conserver pour sa production d'électricité un approvisionnement énergétique sécurisé, avec très peu d'émissions de CO₂ et compétitif.

La PPI-électricité 2009 privilégie :

- la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires existantes au-delà de 40 ans, selon les décisions que prendra l'Autorité de sûreté nucléaire ;
- le développement d'unités de production électronucléaire de type EPR. Le gouvernement a autorisé la réalisation d'une première unité de ce type sur le site de Flamanville. Actuellement en construction, l'unité a un objectif de démarrage en 2012 et de production commercialisée d'électricité en 2013. En 2009, le projet d'une seconde unité de type EPR sur le site de Penly a été inscrit dans la PPI.



4.2

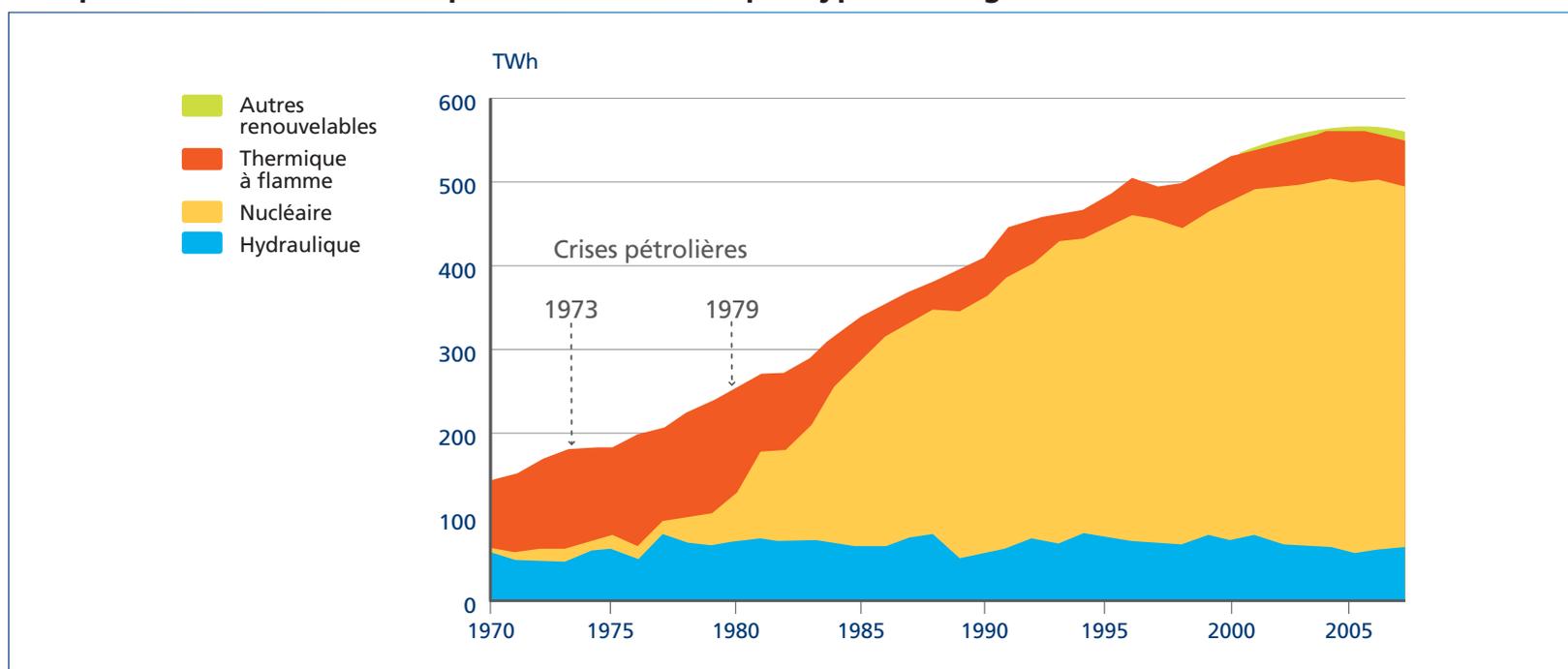


9.2



1.1

Répartition de l'électricité produite en France par type d'énergie



Source : RTE.

3.5 La proposition d'EDF : le projet Penly 3

Dès 2008, EDF et d'autres acteurs énergétiques ont manifesté leur intérêt pour construire une nouvelle unité de production électronucléaire EPR.

Le 30 janvier 2009, un communiqué de la Présidence de la République précise :

"L'État valide le projet d'EDF de réaliser cette centrale sur le site de Penly, en Seine-Maritime. EDF réalisera cet équipement dans le cadre d'une société de projet dont il aura la majorité. GDF SUEZ sera associé à ce projet. D'autres partenaires désireux de partager l'investissement et l'approvisionnement électrique seront invités à y participer. EDF déposera dans les prochaines semaines un dossier sur ce grand projet à la commission nationale du débat public, en vue de commencer la construction en 2012 et de raccorder la centrale au réseau en 2017 [...]".

Pour l'État, Penly 3 permettrait de disposer d'une plus grande sécurité d'approvisionnement de la France en électricité, face aux aléas et incertitudes qui pèsent à moyen et long terme sur le **système électrique** français.

Pour EDF et ses partenaires, le projet Penly 3 permettrait d'alimenter leurs clients avec une électricité compétitive et très peu émettrice en gaz à effet de serre.

3.5.1 Renforcer la sécurité énergétique

Avec le projet Penly 3, EDF et ses partenaires garantissent la fourniture d'électricité à leurs clients et donnent des marges de sécurité au **système électrique** . L'ajout de cette nouvelle unité de production électronucléaire représente une production annuelle de 13 TWh qui donnera une marge de sécurité en termes de capacité de production, compte tenu des incertitudes qui existent à l'horizon de la prochaine décennie.

Ces incertitudes, que ce soit pour le système électrique français ou les clients d'EDF et de ses partenaires, concernent l'offre de production comme la demande. Elles dépendent du rythme de concrétisation des scénarios retenus dans le Grenelle de l'environnement, notamment en terme de développement des **énergies renouvelables** ou des économies d'énergie.



La consommation d'électricité dépend des aléas climatiques.

La consommation d'électricité est influencée par :

L'activité économique : par exemple, la crise économique a des effets sur la consommation électrique, en recul de 2,6 % sur les 9 premiers mois de 2009, en raison de la baisse de l'activité industrielle. A l'inverse, un point de croissance supplémentaire se traduit par une augmentation de la consommation d'électricité de 3 à 4 TWh.

Les conditions météorologiques : Température, humidité, nébulosité, pluviométrie et vent conditionnent les besoins en chauffage, climatisation et éclairage. Un hiver froid peut faire augmenter la consommation de plusieurs TWh. ■

Pour ce qui concerne la demande, le Grenelle de l'environnement prévoit d'importantes actions d'économie d'énergie. À l'horizon 2020, RTE estime qu'elles devraient permettre de réduire la consommation électrique entre 46 et 72 TWh (ampleur observée par rapport à un **scénario tendanciel**, sans mesures d'économie d'énergie). Un rythme d'intégration de ces mesures moins soutenu que prévu pourrait conduire à une augmentation de la demande de plusieurs dizaines de TWh.

Pour ce qui concerne l'offre, le Grenelle de l'environnement prévoit des volumes très ambitieux de développement de l'éolien, 25 000 MW en 2020 contre 4 200 MW fin 2009. Bien que très encouragée par les Pouvoirs Publics et les régions, cette filière rencontre aujourd'hui des difficultés d'acceptabilité locale. Une réalisation inférieure de 5 000 MW à l'objectif aurait un impact d'une dizaine de TWh en moins sur la production attendue en 2020. Des incertitudes peuvent également apparaître sur le renouvellement du parc thermique classique, notamment certains projets d'investissement en cycle combiné actuellement prévus par différents opérateurs pourraient être retardés ou ne pas se faire, compte tenu d'évolutions du contexte (taxe carbone, évolutions tarifaires, etc.). Le nouveau contexte institutionnel (concurrence à la production) fait que ces incertitudes sont plus fortes que par le passé puisque l'offre dépend désormais de multiples acteurs.

▣ **Avec le projet Penly 3, EDF et ses partenaires anticipent le développement de nouveaux usages consommateurs d'électricité.**

Le changement d'énergie, au profit de l'électricité pour certains usages, peut conduire à l'amélioration de l'efficacité énergétique et/ou à la réduction des émissions des gaz à effet de serre. Par exemple, on peut remplacer des équipements de chauffage et de transport fonctionnant au gaz ou au pétrole par des matériels fonctionnant à l'électricité, pour autant que la consommation globale d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre soient plus faibles. Les **pompes à chaleur** en remplacement de chaudières à fioul ou à gaz, les véhicules électriques, le développement du fret ferroviaire, du tramway, du train à grande vitesse en sont des illustrations.

Les véhicules électriques

On distingue deux types de véhicules électriques :

→ **les véhicules hybrides-rechargeables** associant un moteur à combustion interne classique et une assistance électrique pour de faibles distances ;

→ **les véhicules électriques purs**. L'électricité est stockée dans des batteries embarquées, l'autonomie est actuellement de 100 à 200 km.

La consommation d'un véhicule électrique est de l'ordre de 20 kWh aux 100 km.

La filière de la voiture électrique s'approche peu à peu de sa maturité industrielle. Son déploiement est principalement lié à l'amélioration de l'efficacité et du coût des batteries, ainsi qu'à l'installation d'infrastructures de recharge et d'échanges de batteries, notamment en milieu urbain. ■



Prototype de véhicule électrique.

Ces transferts d'usage conduisent à des hausses potentielles de consommation annuelle de plusieurs dizaines de TWh en 2020-2030 :

- la consommation électrique des transports ferrés (fret et passagers) pourrait augmenter de l'ordre de 6 TWh à 12,5 TWh¹, en raison principalement du développement des transports urbains et des lignes à grande vitesse ;
- le plan national de développement des véhicules électriques vise un objectif volontariste de 2 millions de véhicules à l'horizon 2020 qui se concrétisera par un accroissement de la consommation d'électricité annuelle de l'ordre de 2 à 5 TWh. De plus, le déploiement des véhicules électriques devrait nettement s'accélérer au-delà de cet horizon, avec un objectif de 4,5 millions en 2025.

Ces hypothèses conduisent à une fourchette d'augmentation de la demande d'électricité liée au transport de l'ordre de 10 à 20 TWh en 2020.

Enfin, le renchérissement prévisible du pétrole, du gaz et du charbon renforcera les transferts d'énergie vers l'électricité. Le projet Penly 3 permettrait de répondre aussi à ces nouveaux usages. Penly 3 s'inscrit donc dans une perspective de développement à moyen terme, indépendamment du renouvellement du parc nucléaire actuel qui interviendra ultérieurement.

3.5.2 Disposer d'une énergie peu émettrice de CO₂

Penly 3 permettrait de disposer d'une énergie peu émettrice de gaz à effet de serre. Le graphique ci-contre illustre ce propos en présentant les résultats des études d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) pour différents moyens de production, les plus modernes.

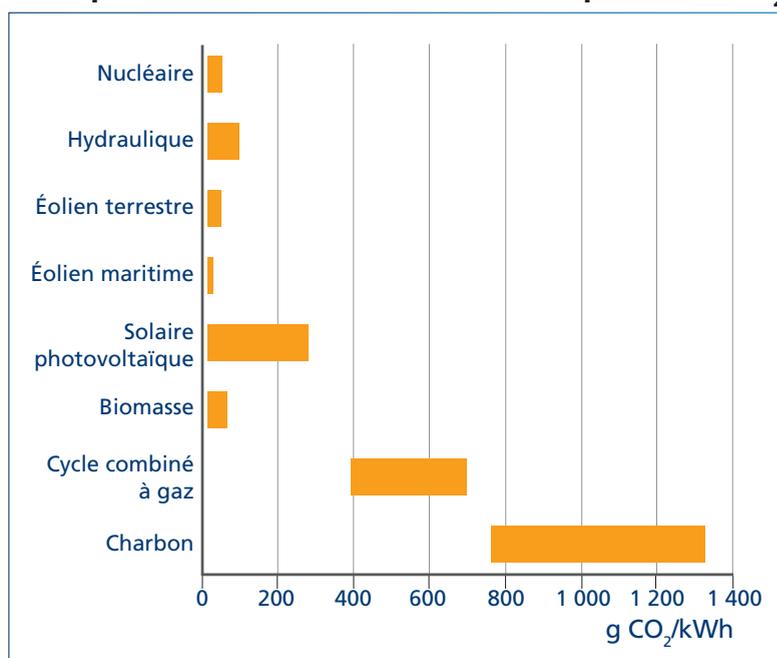
Ces chiffres prennent en compte les émissions directes de gaz à effet de serre, exprimées en équivalent CO₂, pendant l'exploitation des centrales (combustion du charbon par exemple), mais aussi celles entraînées par les autres étapes du cycle de vie (construction et déconstruction des installations industrielles, fabrication et transport des combustibles, élimination des déchets, etc.).

i
4.2



Le tramway de Nantes.

Comparaison des émissions de gaz à effet de serre des différentes filières de production d'électricité sans capture de CO₂



(valeurs min = meilleures technologies en cours de développement). Sources: Conseil mondial de l'énergie et Agence internationale de l'énergie nucléaire.

1. 12,5 TWh est l'hypothèse de développement présentée dans la loi Grenelle 1 (Source: ADEME)

3.5.3 Garantir une électricité compétitive, rentable et au coût de production stable

Penly 3 produira une électricité peu sensible aux fluctuations des marchés des matières premières

L'uranium, le gaz ou le charbon sont des combustibles importés et leur prix deviendra de plus en plus élevé à long terme. L'avantage du nucléaire par rapport aux autres moyens de production centralisée est une faible dépendance aux fluctuations des prix des combustibles. En effet, l'uranium ne représente aujourd'hui que 5 % du coût de production de l'électricité nucléaire.

Penly 3 produira une électricité compétitive par rapport aux filières thermiques classiques, pour une utilisation comparable

Le diagramme ci-après présente la vision d'EDF des coûts de production pour les Cycles combinés à gaz et les unités au charbon de nouvelle génération (supercritique), fonctionnant en base et mis en service vers 2020. Ceux-ci sont estimés pour différentes hypothèses de coût des combustibles et pour deux prix, 20 et 40 €, de la tonne de CO₂.

Les émissions de CO₂ font l'objet d'un marché. Actuellement, le prix de la tonne émise est d'environ 15 €. Le durcissement des contraintes environnementales devrait conduire à des prix plus élevés.

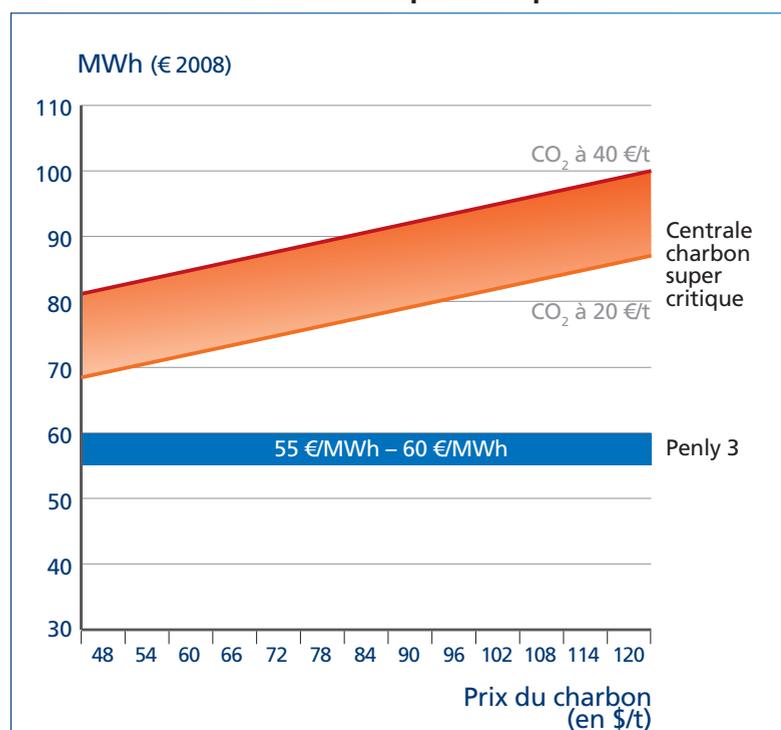
Le coût complet de production de Penly 3 est moins élevé que celui :

- d'une centrale au charbon ;
- d'un cycle combiné à gaz, pour un pétrole supérieur à 50 \$ le baril et un coût du CO₂ supérieur à 20 € la tonne ;

ce qui assure sa rentabilité pour EDF et ses partenaires.

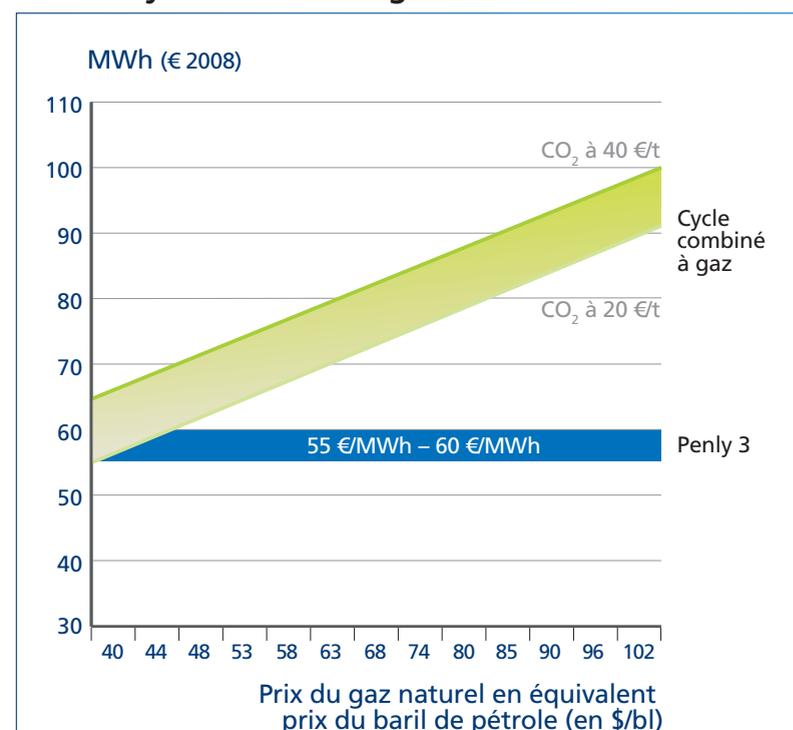
i
4.3

Comparaison avec les coûts de production d'une centrale charbon super-critique en France



Pour un taux de change long terme de 1 euro = 1,22 dollars.
Source: EDF.

Comparaison avec les coûts de production d'un cycle combiné à gaz en France



Pour un taux de change long terme de 1 euro = 1,22 dollars.
Source: EDF.

3.6 Les alternatives au projet

Le projet Penly 3 proposé par EDF et ses partenaires s'inscrit dans une démarche globale qui utilise tous les leviers définis par la politique énergétique française : maîtrise de la demande d'énergie, développement des **énergies renouvelables**, modernisation du thermique à flamme, recours pérenne à l'énergie nucléaire. Ces leviers sont complémentaires. La robustesse de cette stratégie est examinée ci-après en envisageant la possibilité d'autres combinaisons sans Penly 3.

3.6.1 Remplacer le projet par des nouveaux moyens de production utilisant des énergies renouvelables

Si le projet est réalisé, Penly 3 produira en moyenne de l'ordre de 13 TWh par an. Serait-il possible de remplacer cette unité de production par des énergies renouvelables ?

Penly 3 pourra fonctionner à sa pleine puissance pendant plus de 90 % du temps ; c'est-à-dire

qu'avec sa puissance de 1 650 MW, sa production sera de l'ordre de 13 TWh par an, avec une période d'arrêt pour maintenance prédéterminée.

À puissance installée équivalente, les moyens de production d'origine éolienne et solaire ne fournissent pas le même service car leur production est intermittente et dépend des conditions météorologiques (par exemple, absence de vent en anticyclone d'été pour l'éolien ou absence de production solaire entre le coucher et le lever du soleil).

Les objectifs du Grenelle de l'environnement pour le développement de l'éolien et du solaire sont déjà considérés comme très ambitieux¹, le développement de nouvelles capacités au-delà de cet objectif serait très difficile.

Par ailleurs, le coût de production de l'électricité éolienne est sensiblement plus élevé que celui annoncé pour Penly 3, celui du **solaire photovoltaïque** est plusieurs fois supérieur. Cette énergie a besoin de très fortes subventions pour se développer.

Les énergies renouvelables et Penly 3 sont donc plutôt des choix complémentaires que des alternatives.

Quelques ordres de grandeur pour la production d'une même quantité d'électricité

Une production moyenne de 13 TWh sur une année peut être obtenue avec l'un des moyens de production suivants :

- **Nucléaire** : 1 unité EPR
- **Éolien** : 3 000 éoliennes terrestres d'une puissance de 2 MW² ou 1 000 éoliennes en mer de 5 MW
- **Solaire photovoltaïque** : 13 millions d'installations de 10 m² d'une puissance unitaire de 1 kW
- **Thermique à flamme** :
 - Biomasse** : 21 millions de tonnes de bois
 - Charbon** : 4,6 millions de tonnes
 - Pétrole** : 2,9 millions de tonnes
 - Gaz naturel** : 2,1 milliards de m³ ■

Source : "L'énergie en France", MEEDDM.



Ferme solaire à Manosque (Alpes de Haute-Provence).

1. Source : dossier de presse MEEDDAT du 3 juin 2009 pour la présentation de la feuille de route PPI (3/6/09).

2. Hypothèse : 2 200 heures équivalent pleine puissance par an pour les éoliennes terrestres et 2 500 heures pour les éoliennes en mer.

Les coûts de production des énergies nouvelles renouvelables

Ces données ne sont pas communiquées par les producteurs. En revanche, les tarifs de rachat de l'électricité produite par les ENR sont publics :

- 85,6 €/MWh pour l'éolien terrestre ;
- 135,8 €/MWh pour l'éolien maritime ;
- 314 €/MWh pour les fermes solaires photovoltaïques ;
- 420 €/MWh pour les panneaux solaires avec intégration simplifiée au bâti ;
- 580 €/MWh pour les panneaux solaires intégrés au bâti chez les particuliers. ■

i
4.3

3.6.2 Remplacer le projet par des actions de maîtrise de la demande d'énergie

Si le projet est réalisé, Penly 3 produira en moyenne de l'ordre de 13 TWh par an. Serait-il possible de remplacer cette unité de production par une réduction de la demande d'énergie ?

Penly 3 ne peut pas être remplacée par des actions de maîtrise de la demande en énergie permettant d'économiser de l'ordre de 13 TWh supplémentaires par an, car les gisements sont déjà identifiés et reportés dans les prévisions de consommation. Le scénario "MEEDDAT Grenelle" repose en effet sur les travaux qui ont été menés pendant le Grenelle de l'environnement, notamment sur toutes les pistes de maîtrise de la demande d'énergie qui ont été identifiées par les participants et retranscrites dans les lois Grenelle 1 et 2.

Le succès des actions de maîtrise de la demande d'énergie nécessite des innovations techniques, et surtout, plus délicate à obtenir, la modification des comportements et la mobilisation conjointe de quatre catégories de parties prenantes :

- principalement les consommateurs d'énergie qui doivent décider d'investir et faire réaliser les tra-

vaux permettant de diminuer leur consommation. Pour le propriétaire-habitant, la décision est souvent difficile à prendre car l'investissement initial est coûteux et se trouve en concurrence avec d'autres postes de dépenses du ménage. Pour le propriétaire-bailleur qui ne supporte pas la facture d'énergie, le retour d'investissement, via le loyer est plus incertain ;

- l'État et les collectivités, au travers des subventions qu'ils accordent ; à titre d'exemple la mise en place d'un "éco-prêt à taux zéro" pour encourager la rénovation lourde des logements, une amélioration du crédit d'impôt "développement durable" afin d'accélérer les rénovations thermiques légères et un soutien spécifique aux ménages acquérant des logements dont la performance énergétique est meilleure que celle prévue par la réglementation ;
- les filières professionnelles qui doivent augmenter leur capacité d'intervention, en mettant en œuvre de nouvelles technologies, en recrutant/formant leur personnel. À ce titre, la Fédération Française du Bâtiment, consciente de la nécessité d'aider les entreprises, a signé fin 2009 une convention de partenariat avec le gouvernement et l'ADEME visant à accompagner les entreprises de la Fédération vers les objectifs du Grenelle en matière de performance énergétique (qualification des entreprises, garantie de performance énergétique après travaux, objectifs de formation...);
- les énergéticiens comme EDF, qui mobilisent des ressources pour animer le dispositif¹.

i
1.1

La maîtrise de la demande d'énergie et Penly 3 sont donc plutôt des choix complémentaires que des alternatives.

3.6.3 Faire le projet plus tard

Ne pourrait-on pas attendre quelques années, au lieu de lancer ce projet dès maintenant ? Les réacteurs nucléaires du futur ne seraient-ils pas une meilleure réponse ?

La PPI 2009 relève que, grâce à Penly 3, la France disposera "des marges nécessaires pour gérer les incertitudes sur l'équilibre offre-demande à l'horizon 2020".

1. EDF anime et forme tout un réseau de partenaire dans l'isolation des bâtiments et le développement de solution de chauffage performant. De même, EDF conduit de multiples actions avec les bailleurs sociaux pour inciter à la maîtrise de la demande d'énergie.

Parmi tous les scénarios d'équilibre production/consommation étudiés, la plupart justifient le besoin de Penly 3 dès 2017. Cependant, les incertitudes sont significatives pour des prévisions à un horizon de l'ordre de 10 ans, tant pour l'offre que pour la demande. Il convient de se déterminer en minimisant les inconvénients, quelque soit le cas de figure envisagé : prévision optimiste ou à l'inverse pessimiste.

Disposer de Penly 3 en 2017 représente le meilleur compromis :

- si l'offre nationale est abondante (l'offre s'accroît plus que prévu, ou la demande moins que prévu), l'électricité produite par Penly 3 pourra être vendue sur le marché européen, car son coût est compétitif, par rapport à l'électricité produite en Europe, majoritairement à partir de charbon et de gaz ;
- si l'offre nationale n'est pas suffisante (si l'offre s'accroît moins que prévu, ou la demande plus que prévu), en plus de Penly 3, il faudra recourir à des moyens de production français ou européens, plus onéreux et avec des émissions de gaz à effet de serre très supérieures.

Retarder le projet conduirait à ce que les surcoûts soient bien plus probables que les économies, que le bilan des émissions de gaz à effet de serre soit dégradé et que le risque de défaillance du **système électrique** soit plus fort.

Pour ce qui concerne les réacteurs nucléaires du futur, dits de génération 4, ils ne seront pas disponibles dans une version industrielle, au mieux, avant 2040. Il n'est pas envisageable d'attendre jusqu'à cette échéance.



6.4

3.6.4 Optimiser le parc de centrales nucléaires existant

Serait-il possible de faire produire 13 TWh/an de plus aux centrales existantes ?

13 TWh correspond à une augmentation de production annuelle des centrales existantes d'environ 3 % en moyenne. L'augmentation de production peut être réalisée de deux manières : par l'amélioration de la disponibilité (le pourcentage de temps où l'unité est apte à produire) ou par une augmentation de la puissance.

Depuis plusieurs années, ces deux voies font l'objet d'investigations et de réalisations. Les objectifs cor-

respondants sont déjà pris en compte dans les scénarios utilisés pour les travaux de la Programmation pluriannuelle des investissements.

Par exemple, l'objectif de disponibilité du parc en exploitation est fixé à 85 % pour des valeurs qui sont aux alentours de 80 % ces dernières années.

3.6.5 Utiliser un autre moyen de production non nucléaire

Une ou plusieurs centrales thermiques non nucléaires pourraient-elles répondre à la demande ?

Penly 3 pourrait être remplacée par des unités utilisant du charbon ou du gaz utilisés de manière quasi permanente. Ces moyens de production présentent deux inconvénients par rapport aux centrales nucléaires : le coût du kWh et les émissions de gaz à effet de serre sont plus élevés.

▣ Les gaz à effet de serre

L'avantage est au nucléaire. Si l'on produisait les 13 TWh que fournira Penly 3 avec la technologie classique la moins émettrice, le cycle combiné au gaz, on émettrait plus de 5 millions de tonnes de CO₂ de plus en France, chiffre à comparer aux 34 millions de tonnes émises en 2008 par l'ensemble du parc électrique français (évaluation RTE) et aux 29 prévus en 2015 (prévision RTE dans son scénario "probable").

Pour ce qui concerne la production à partir de charbon avec **capture et séquestration** du carbone, cette technologie sera dans tous les cas coûteuse et ne sera pas disponible industriellement à l'horizon 2020.

▣ Le coût de production

L'avantage de Penly 3 est également clair. Pour des prix des hydrocarbures correspondant à 60 \$ le baril de pétrole, niveau dépassé aujourd'hui bien que nous ne soyons pas sortis de la crise économique, le coût de production de Penly 3 serait moins élevé que celui d'une unité de production au gaz, même si le CO₂ était gratuit (ce qui reviendrait à abandonner la lutte contre le changement climatique).

Les coûts de production de Penly 3 sont moins élevés que ceux d'une unité au charbon avec un prix du CO₂ de 10€ la tonne, plus bas qu'au creux de la crise, et un charbon à 50 \$ la tonne, soit 40 % de moins qu'aujourd'hui.

4

LE PROJET PENLY 3



UNE UNITÉ DE PRODUCTION ÉLECTRONUCLÉAIRE COMPREND :

- UNE PARTIE DITE "NUCLÉAIRE" QUI PRODUIT DE LA CHALEUR DANS UN RÉACTEUR, À PARTIR DES RÉACTIONS DE FISSION D'ATOMES. CETTE CHALEUR EST TRANSFÉRÉE À LA PARTIE NON NUCLÉAIRE SOUS FORME DE VAPEUR À HAUTE PRESSION ;
- UNE PARTIE NON NUCLÉAIRE QUI EST PRINCIPALEMENT CONSTITUÉE D'UN GROUPE TURBOALTERNATEUR QUI TRANSFORME LA VAPEUR EN ÉLECTRICITÉ.



6.1

6.2

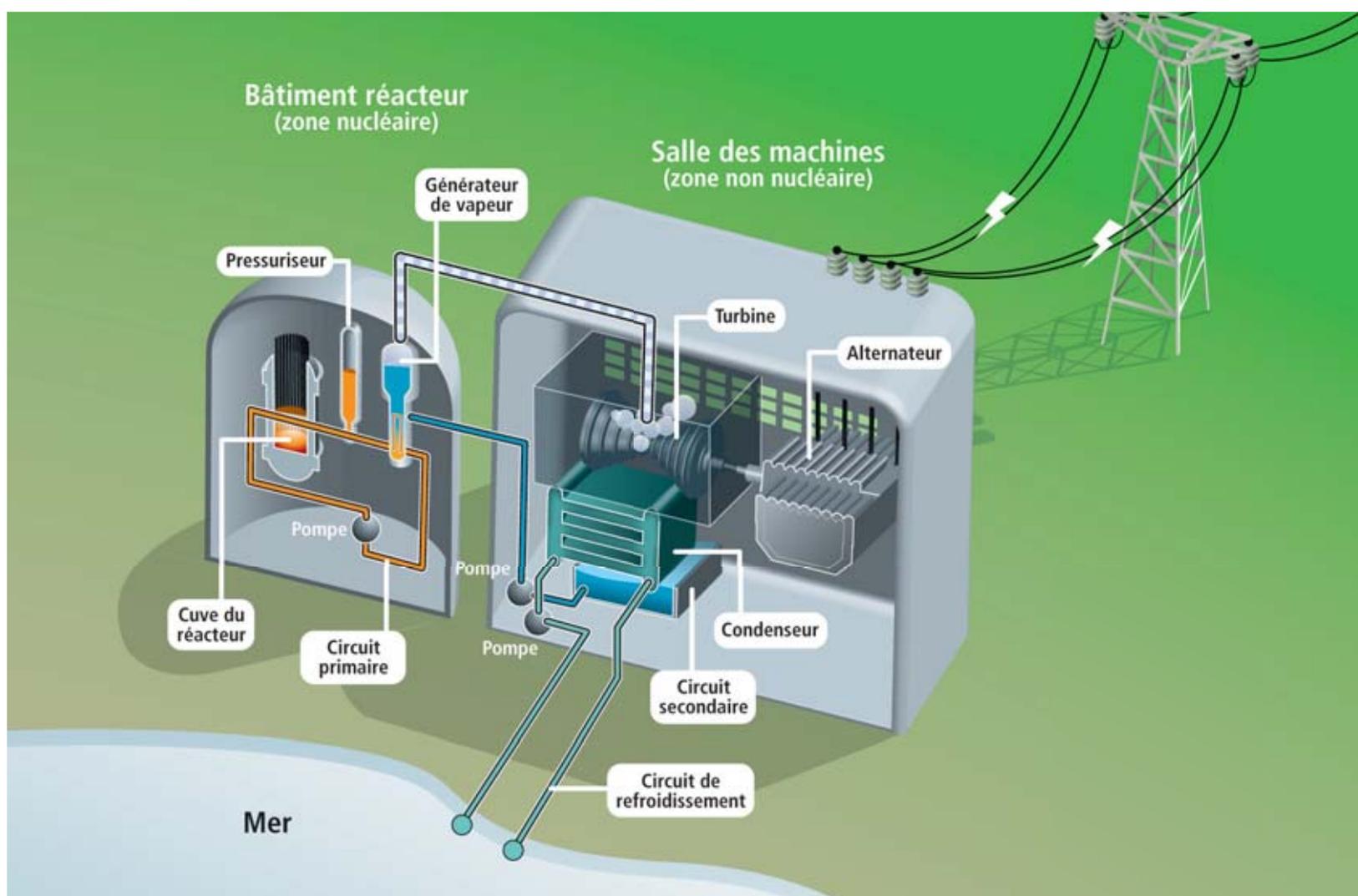
LA SÛRETÉ DE L'INSTALLATION, NOTAMMENT CELLE DE LA PARTIE NUCLÉAIRE, EST PRIMORDIALE ET A GUIDÉ LES CHOIX DE CONCEPTION DE PENLY 3. L'INSTALLATION INTERAGIT AVEC SON ENVIRONNEMENT, LA MINIMISATION DE SON IMPACT EST ÉGALEMENT UN DES FILS DIRECTEURS DE LA CONCEPTION.

FRUIT DE L'EXPÉRIENCE ACCUMULÉE PAR LES CONCEPTEURS¹ ET LES EXPLOITANTS DE CENTRALES NUCLÉAIRES FRANÇAISES ET ALLEMANDES², LE RÉACTEUR EPR EN COURS DE CONSTRUCTION À FLAMANVILLE DANS LA MANCHE ET QUI SERA UTILISÉ À PENLY 3, PRÉSENTE ÉGALEMENT DES ÉVOLUTIONS TECHNIQUES PAR RAPPORT AUX CENTRALES NUCLÉAIRES ACTUELLES.



3

10



Principe de fonctionnement d'une centrale nucléaire REP.

1. AREVA et SIEMENS qui construisent actuellement une unité de production électronucléaire avec un réacteur EPR en Finlande à Olkiluoto.
2. EDF et ses homologues allemands dont EON.

4.1 Les objectifs de sûreté

L'Autorité de sûreté nucléaire juge globalement satisfaisante, tant sur le plan de la conception que de l'exploitation, la **sûreté** des réacteurs aujourd'hui en exploitation en France. Toutefois, elle considère que tout projet de nouvelle génération de réacteur électronucléaire doit atteindre un niveau de sûreté supérieur¹. C'est ainsi qu'en 1993, les Autorités de sûreté nucléaire allemande et française ont fixé conjointement, pour le projet de réacteur EPR, des objectifs de sûreté renforcés², dans le cadre d'une conception évolutionnaire tirant bénéfice de l'expérience des réacteurs en exploitation :

- le nombre des **incidents** doit diminuer ;
- le risque de fusion du cœur doit être encore réduit ;
- les rejets radioactifs pouvant résulter de tous les **accidents** concevables doivent être minimisés, en particulier ceux qui conduiraient à des rejets précoces doivent être éliminés.

▣ Diminuer le nombre d'incidents

La sûreté est une démarche d'amélioration permanente et l'EPR intègre de nouvelles dispositions qui réduisent encore le risque d'accident. Cette recherche concerne aussi la diminution du nombre d'incidents, notamment par l'amélioration de la fiabilité des systèmes et par une meilleure prise en compte des aspects liés aux facteurs humains.

Concernant la prise en compte du facteur humain dans la gestion des incidents et des accidents, des délais plus importants sont laissés aux opérateurs avant que leur intervention ne devienne nécessaire. Ces délais plus importants sont obtenus en agissant sur la conception, par exemple en augmentant le volume de certains gros composants.

▣ Diminuer le risque de fusion du cœur

L'objectif est de diminuer la probabilité d'avoir un accident grave ; pour l'EPR la "fréquence globale de fusion du cœur [doit être] inférieure à 10^{-5} par année-réacteur³, en tenant compte des incertitudes et de tous les types de défaillances et d'agressions".

La mise en place, par exemple, de **systèmes de sauvegarde** quadruplés et de moyens diversifiés pour assurer les fonctions de sûreté permet d'atteindre cet objectif (cf. §4.2).

▣ Réduire les conséquences des accidents

Même si la probabilité d'un accident grave est infime, des dispositions sont prises pour le gérer et en réduire l'impact. L'objectif est de réduire le plus possible les conséquences sur l'environnement de l'accident hypothétique le plus grave (c'est-à-dire la fusion du cœur avec percement de la cuve qui le contient), en particulier de n'avoir pas besoin d'évacuer les populations au-delà du voisinage immédiat de la centrale et de limiter les mesures sanitaires préventives relatives à la commercialisation des produits destinés à la consommation.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs dispositions sont prises (cf. §4.2) ; à titre d'exemple :

- un récupérateur, installé sous la cuve du réacteur, permet de le recueillir le combustible fondu et de le refroidir ;
- l'enceinte de confinement est doublée et elle est munie d'une peau métallique d'étanchéité.

Enfin, du fait de l'expérience d'exploitation acquise sur les réacteurs en service, l'Autorité de sûreté a également demandé que les contraintes d'exploitation soient prises en compte dès la conception pour contribuer à l'amélioration de la radioprotection : réduction de l'exposition des travailleurs, limitation des rejets radioactifs et diminution de l'activité des déchets produits.

▣ Réduire l'exposition des travailleurs à la radioactivité

À la conception, des dispositions sont prises pour réduire l'exposition du personnel à la radioactivité. Les moyens utilisés sont les suivants :

- choix de matériaux ayant une propension minimale à devenir radioactifs par **activation** ;
- interposition de boucliers entre les sources de radioactivité et les équipements pour minimiser l'activation et la **contamination** ;

i
9.1

i
6.5

i
6.5

i
6.6

1. Source : revue Contrôle N° 105 de l'Autorité de sûreté nucléaire, "Projet EPR : rôle et point de vue de l'Autorité de sûreté nucléaire".

2. Pour en savoir plus sur les objectifs de sûreté assignés au projet EPR, on pourra se reporter au site Internet de l'ASN et notamment le dossier de la revue Contrôle N° 164 de mai 2005 (<http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Publications/La-revue-Contrôle/Dossiers-de-Contrôle-2005/Contrôle-n-164-le-reacteur-EPR>).

3. Soit 1 pour 100 000 pour une année de fonctionnement. Cet objectif correspond à une réduction d'un facteur 10 de la valeur, déjà extrêmement faible, pour le parc nucléaire en fonctionnement.

- choix de matériaux, conception des circuits et des locaux dans le but de minimiser le transport et le dépôt de la **contamination** ;
- conception des accès en zones nucléaires, des équipements de manutention et des chemine-ments pour réduire le temps prévisionnel d'exposition des intervenants à des matériaux radioactifs lors des opérations de démontage-remontage en exploitation ou pour maintenance ;
- utilisation d'équipements faciles à démonter et de protections faciles à nettoyer.

Activation et contamination

Un matériel est activé quand une partie des atomes qui le composent a été rendue radioactive par le rayonnement auquel il a été exposé.

Un matériel est contaminé quand des produits radioactifs ont été déposés sur sa surface.

Un matériel peut être simultanément activé et contaminé.

Tous les travailleurs sur une centrale, salariés d'EDF ou non, sont soumis à un suivi médical et l'exploitant veille à ce qu'ils ne soient jamais exposés à la radioactivité au-delà des limites autorisées. De plus, toutes les mesures sont prises pour que la somme des expositions de toutes les personnes rentrant en zone nucléaire soit la plus faible possible (principe ALARA). Chaque intervention, chaque chantier fait l'objet d'une étude préalable pour trouver le moyen de réduire cette exposition globale, ou "dosimétrie".

Pour Penly 3, l'objectif visé pour la dosimétrie collective de l'ensemble des intervenants pour les opérations d'exploitation et de maintenance est de 350 H.mSv par an¹.

▣ Limiter les rejets et les quantités de déchets

Comme la baisse de la **dosimétrie**, la diminution des rejets et des déchets est un des objectifs permanents d'EDF. Des dispositions de conception

concourent à cette réduction, telles que le choix des matériaux, l'adjonction de filtres supplémentaires, l'amélioration des procédés de conditionnement...

Une meilleure utilisation du combustible permet aussi de moins produire de déchets pour la même quantité d'électricité produite.

▣ L'avis de l'Autorité de sûreté sur la prise en compte des objectifs de sûreté

Le 28 septembre 2004, le directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (Direction remplacée par l'Autorité de sûreté nucléaire, ASN, par la loi du 13 juin 2006) a, au nom des ministres en charge de la **sûreté** nucléaire, adressé au président d'EDF une lettre présentant la position des Pouvoirs Publics sur les options de sûreté du projet de réacteur EPR.

Sur la base de l'examen réalisé par l'ASN et le Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires placé auprès d'elle, les Pouvoirs Publics considèrent que les options de sûreté retenues satisfont globalement à l'objectif d'amélioration de la **sûreté** par rapport aux réacteurs actuels.

Le 10 avril 2007, le gouvernement a délivré par décret, après avis de l'ASN, l'autorisation de création du réacteur n° 3 du site de Flamanville, réacteur de type EPR (European Pressurized water Reactor).

La prochaine étape sera la transmission du rapport de sûreté de l'installation. La mise en service sera ensuite autorisée par l'Autorité de sûreté, après vérification de la prise en compte de ses demandes.

4.2 Les choix de conception de Penly 3

Comme Flamanville 3, Penly 3 présente plusieurs évolutions par rapport aux centrales existantes.

▣ Quatre ensembles de systèmes de sauvegarde

La fonction principale des **systèmes de sauvegarde** est de ramener le réacteur dans un état sûr quelle que soit la situation d'exploitation. Les systèmes de sauvegarde ont un triple rôle :

- garantir en toute situation le contrôle de la réaction nucléaire ;



7.1

7.2



8



11.2

1. C'est-à-dire le cumul de toutes les doses individuelles de toutes les personnes qui interviennent pendant l'année, qu'elles soient employées par EDF ou par des entreprises prestataires, ne devrait pas dépasser 350 mSv. En 2008, la valeur moyenne pour les centrales EDF était de 660 H.mSv par an et par unité.

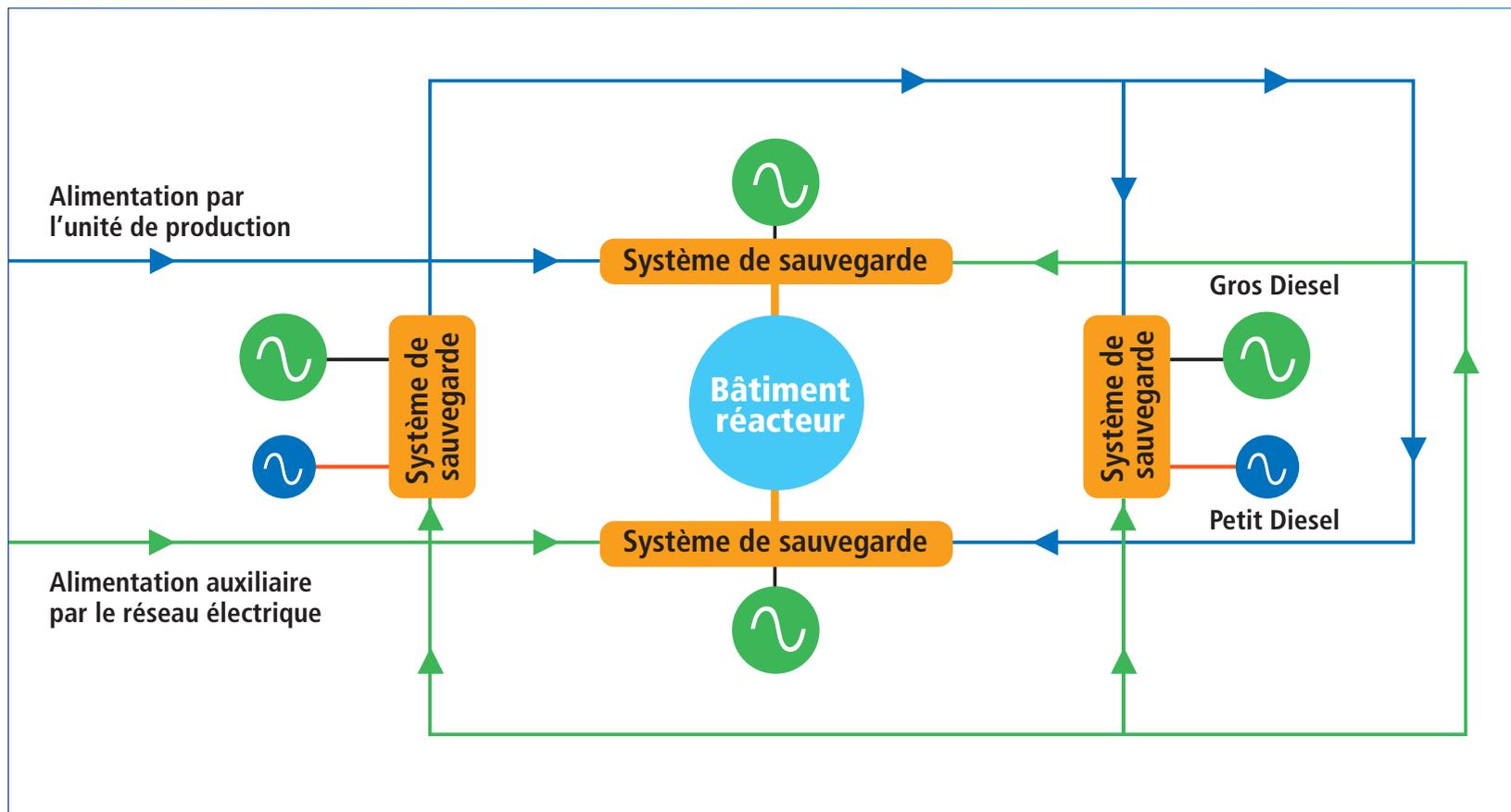
- maintenir le refroidissement du réacteur en toutes circonstances ;
- limiter l'augmentation de pression et de température dans le bâtiment réacteur en cas d'**accident**.

Sur les centrales en exploitation, ces systèmes sont doublés. Sur l'EPR, ils seront quadruplés, ce qui augmente encore la fiabilité de leurs fonctions. La séparation complète des quatre systèmes, chacun

dans un bâtiment distinct, permet par exemple de faire face à un **incident** sur un système, sans que les trois autres ne soient affectés et de procéder à des opérations de maintenance lorsque le réacteur est en marche : un seul système est nécessaire pour assurer la fonction de **sauvegarde**, mais le principe de **sûreté** impose d'avoir au moins deux systèmes opérationnels simultanément pour pouvoir remplacer le système éventuellement défaillant.

i
6.5

Principe de l'alimentation électrique des systèmes de sauvegarde



▣ Diversification accrue des alimentations électriques de sauvegarde

Pour assurer le fonctionnement des **systèmes de sauvegarde**, il faut garantir leurs alimentations électriques. Plusieurs sources, différentes et indépendantes les unes des autres sont utilisées :

- d'abord une alimentation par l'unité de production elle-même ;
- puis, en cas de défaillance de celle-ci, une alimentation par une ligne auxiliaire ;
- si cette ligne auxiliaire est elle-même défaillante, quatre groupes électrogènes diesels viennent alimenter chacun un système de sauvegarde (deux sur les centrales actuelles) ;
- enfin, deux groupes diesels complémentaires, de plus petite puissance et de technologies différentes, renforcent le dispositif.



Les quatre ensembles de systèmes de sauvegarde.

Certaines fonctions sont donc alimentées par quatre sources électriques diversifiées.

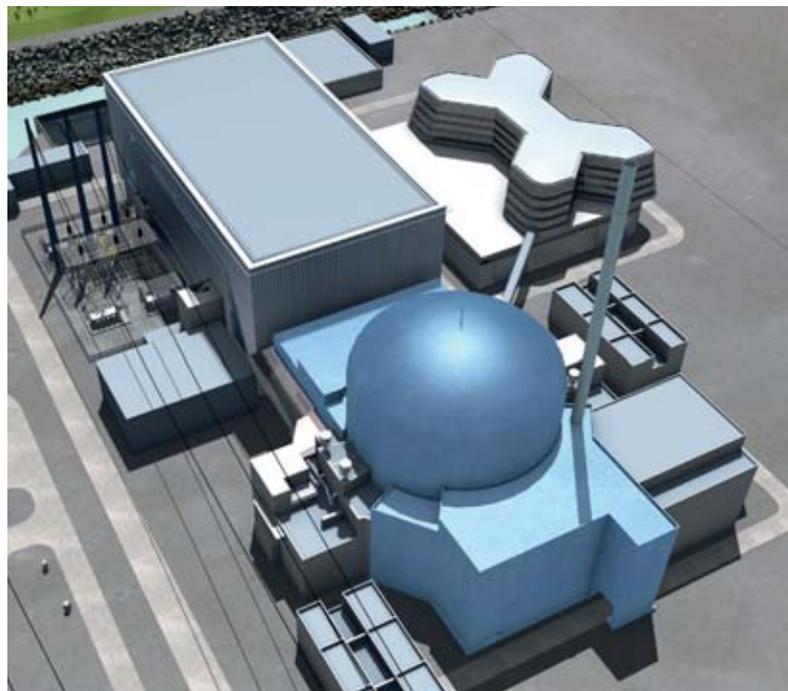
Protection renforcée contre les agressions externes y compris les chutes d'avion

Une coque de béton armé est prévue pour recouvrir les bâtiments les plus sensibles de Penly 3 : bâtiment réacteur, bâtiment du combustible, salle de commande et deux des quatre bâtiments de sauvegarde. Cette coque constitue une protection particulièrement résistante contre les agressions externes, notamment en cas de chute d'avion. Dès l'origine, l'EPR a été conçu pour supporter des cas de chutes d'avions militaires. Moyennant quelques dispositions complémentaires décidées après 2001, il est en mesure de résister à des chutes d'avions commerciaux.

En cas d'accident de fusion du cœur, un dispositif spécialement conçu pour récupérer, contenir et refroidir le cœur en fusion, a été mis en place sous la cuve du réacteur.

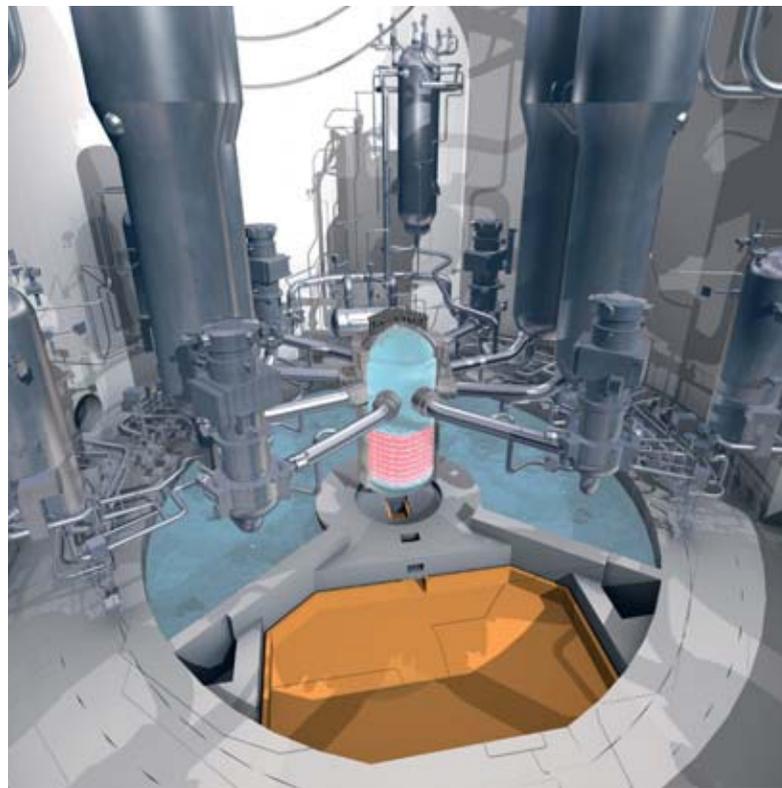


La coque de béton armée.



La coque mise en place.

Le récupérateur de combustible se trouve à l'avant de l'image ci-dessous. C'est un bac en matériau très résistant sous lequel circule de l'eau pour en assurer le refroidissement.



Récupération de combustible fondu

On remarque également à l'arrière de l'image une très importante réserve d'eau (2 000 m³) destinée, entre autres, à assurer l'alimentation en eau des systèmes de sauvegarde.

Réflecteur lourd dans le réacteur

Le réflecteur lourd est un ensemble métallique très massif disposé dans la cuve du réacteur à sa périphérie. Il réfléchit les neutrons qui ont été produits par la réaction nucléaire et qui n'ont pas été absorbés à leur traversée du réacteur. Cela permet d'une part d'améliorer la combustion et d'autre part de réduire le nombre de neutrons venant frapper le matériau constitutif de la cuve du réacteur, ce qui réduit le vieillissement de la cuve et allonge ainsi sa durée de vie.

Une salle de commande informatisée

EDF a engagé un travail en profondeur sur les facteurs humains dans la conduite des centrales nucléaires depuis la fin des années 70. C'est un élément essentiel de la sûreté nucléaire. Les dernières centrales construites (centrales 1 500 MW de Chooz dans les Ardennes et de Civaux dans la Vienne) ont bénéficié des possibilités offertes par l'informatique, particulièrement dans leurs salles de commande. Les techniciens qui pilotent les unités de production n'utilisent plus que des claviers et des écrans. Le pilotage informatisé ne signifie pas automatisation

i
6.1

i
6.5

i
6.5

des tâches: il permet de disposer de la totalité des informations et des commandes sur écrans et surtout d'en améliorer la pertinence.

Les principes qui avaient été retenus ont été améliorés pour l'EPR, notamment l'interaction entre le système et les opérateurs (interface homme-machine). C'est un des exemples de l'utilisation de l'expérience des unités de production existantes pour améliorer la conception de l'EPR.

De même, le contrôle-commande qui assure le traitement des automatismes et transmet les ordres aux appareils (vannes, pompes, moteurs, etc.) et les informations (niveau, température, pression, etc.) vers

la salle de commande est informatisé. Une partie de ce contrôle-commande est spécifiquement dédiée aux fonctions et aux appareils ayant un lien avec la sûreté. Elle utilise un matériel aux spécifications renforcées qui permet de garantir son fonctionnement en toutes circonstances.

■ Une salle des machines plus performante

La technologie progresse aussi dans les installations non nucléaires, notamment l'amélioration de l'efficacité de la turbine. Le constructeur de la salle des machines n'est pas encore retenu, cependant les équipes d'ingénierie d'EDF ont fixé les principales caractéristiques dans les spécifications de l'appel d'offres.

i
6.2

Caractéristiques du projet

Caractéristiques générales

- Puissance électrique sur le réseau: environ 1 650 MW
- Puissance thermique du réacteur: 4 500 MW
- Objectif de démarrage: 2017
- Durée de vie prévisionnelle: 60 ans

Partie nucléaire

- Type de réacteur: EPR (European Pressurised water Reactor)
- Fournisseur: AREVA
- Combustible: Uranium enrichi jusqu'à 5 %, possibilité d'utiliser du combustible MOX (uranium-plutonium), 241 assemblages
- Modérateur: eau

- Caloporteur: eau
- Température de l'eau: 330 °C (sortie cœur)
- Pression de l'eau: 155 fois la pression atmosphérique

Partie non nucléaire

- Type de turbine: à vapeur, 4 corps dont 3 à basse pression
- Fournisseur: il sera retenu après appel d'offres
- Condenseur: refroidi à l'eau de mer
- Pression vapeur: de 78 (pleine puissance) à 90 fois la pression atmosphérique (puissance nulle) ■



Penly 3 à découvert.

4.3 Les progrès en matière d'environnement

Les objectifs en termes d'environnement sont identiques à ceux de Flamanville 3 et en progrès par rapport aux centrales nucléaires existantes.

4.3.1 Une démarche de progrès continu

Pour Penly 3, EDF et ses partenaires s'engagent à poursuivre la démarche de progrès continu mise en œuvre dans les centrales nucléaires françaises qui sont aujourd'hui toutes certifiées ISO 14001, ce qui témoigne des actions volontaires menées pour respecter l'environnement.

Dès la mise en service des premières centrales nucléaires à la fin des années 1970, d'importantes actions ont été entreprises pour réduire les rejets radioactifs dans l'environnement comme :

- l'amélioration des circuits de collecte et de traitement ;
- la formation continue et une meilleure responsabilisation du personnel dans le domaine de l'environnement ;

- la généralisation des meilleures pratiques d'exploitation.

Ces actions ont entraîné une importante réduction des rejets radioactifs liquides entre 1985 et 1999, à l'exception du **tritium** et du **carbone 14** dont la production est fonction de l'électricité produite.

■ Des améliorations prévues à la conception

La conception de Penly 3 vise à améliorer encore les meilleures performances environnementales obtenues sur les centrales nucléaires actuelles.

Penly 3 intègre, à la conception, le recyclage et le tri sélectif poussé des effluents liquides permettant l'optimisation de leur traitement ainsi qu'un traitement plus performant des effluents gazeux.

Ces dispositions de conception permettent d'envisager des niveaux de rejet pour Penly 3 inférieurs à ceux des autres unités du parc rapportés à l'énergie produite et similaires pour les rejets de tritium et de carbone 14.

En effet, les techniques actuellement disponibles ne permettent pas de diminuer les rejets de tritium et de carbone 14 qui sont fonction de l'énergie



7.1

Limites réglementaires et limites sanitaires

Limite sanitaire : pour toute substance potentiellement nocive, qu'elle soit radioactive ou non, des limites sanitaires d'exposition et/ou d'ingestion sont définies par l'OMS (Organisation Mondiale de la Santé) et d'autres organismes internationaux.

Limites réglementaires : comme pour toute installation industrielle, les rejets des centrales nucléaires sont réglementés par des limites (débit maximum instantané, quantité annuelle...). Ces limites sont fixées par décision de l'Autorité de sûreté nucléaire. Elles sont définies au plus près des capacités techniques des installations, de manière à motiver les industriels pour rejeter le moins possible. Ces limites sont très inférieures aux limites sanitaires.

Un exemple : le tritium liquide rejeté par Penly 1 et 2.

La limite réglementaire de concentration est de 900 Bq/l au rejet. Au bord de la plage, on considère que la concentration maximale due au rejet pourrait atteindre 27 Bq/l (coefficient de dilution de 0,03), dans les conditions les plus défavorables. Si un baigneur était amené à boire de l'eau de mer, il n'en consommerait que très peu, 10 cl par exemple, soit 3 Bq. L'OMS considère qu'un adulte ne devrait pas consommer plus de 15 600 Bq/jour de tritium liquide. On voit que la limite réglementaire pour le baigneur est très inférieure à la limite sanitaire définie par l'OMS. De plus, la limite sanitaire est calculée pour une ingestion quotidienne alors que la centrale ne rejette que ponctuellement, après contrôle.

Nota : cet exemple a pour but de donner un ordre de grandeur. ■



8

produite et qui resteront équivalents par kWh produit à ceux du parc actuel, déjà très inférieurs en termes d'impact à ceux de la radioactivité naturelle et aux limites sanitaires.

La limitation des rejets

Les limites réglementaires de rejet du site de Penly seront établies par l'Autorité de sûreté nucléaire suivant la réglementation en vigueur sur la base du dossier de demande d'autorisation de création de Penly 3.

Ces limites de rejet seront déterminées de manière à être compatibles avec le respect de l'environnement et de la santé. Elles intégreront les améliorations industrielles du parc nucléaire en exploitation. Elles prendront en compte le niveau de rejet lié au fonctionnement normal des trois unités de production, avec une marge pour les éventuels aléas d'exploitation. Elles seront fixées après analyse de l'étude d'impact environnemental et sanitaire soumise à enquête publique.

i
7.2

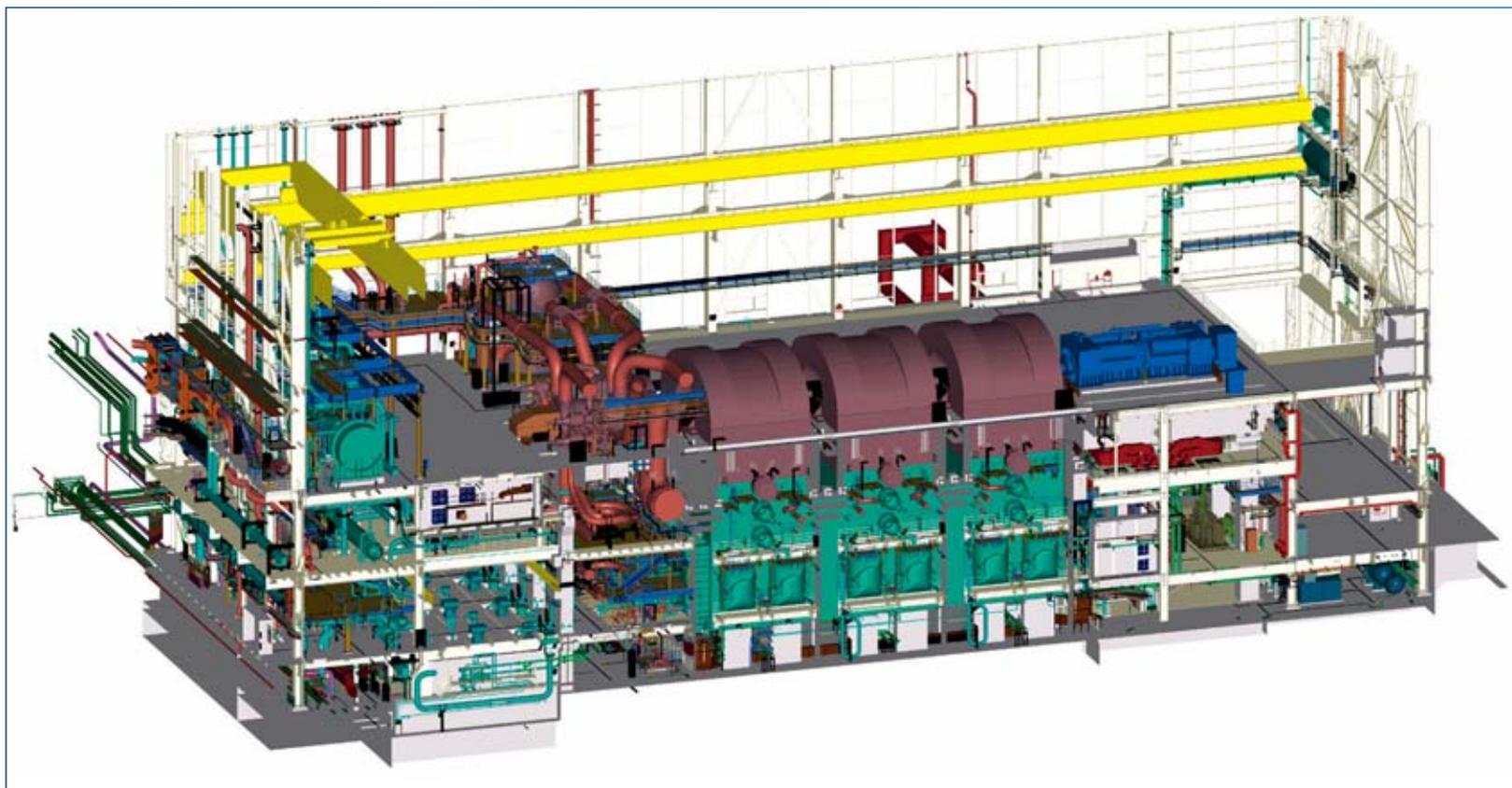
i
11.2

Gain de Penly 3 par rapport à Penly 1 ou 2, ramené à l'énergie produite

Paramètre	Gain	Commentaire
Rejets thermiques	Réduction de 7 % des rejets thermiques et de l'échauffement.	
Rejets chimiques liquides	Réduction d'un facteur deux pour les rejets provenant des circuits du réacteur et équivalents pour les autres.	
Rejets radioactifs liquides	Équivalents pour le tritium et le carbone 14 et inférieurs d'au moins 25 % pour les autres radioéléments.	Comparaison entre les limites autorisées pour PY 1 ou 2 et les rejets maximum envisagés pour PY3.
Rejets radioactifs gazeux	Équivalents pour le carbone 14 et inférieurs d'au moins 25 % pour les autres radioéléments.	

Source : EDF.

Le groupe turboalternateur, source des rejets thermiques



Source : EDF, salle des machines de Flamanville 3.

▣ Le contrôle permanent des rejets et la surveillance régulière de l'environnement

Les contrôles réalisés par EDF permettent de vérifier le respect des décisions autorisant les quantités d'eau prélevée, les rejets radioactifs, chimiques et thermiques ainsi que le niveau de radioactivité de l'environnement.

Ces contrôles sont permanents pendant toute la durée des rejets radioactifs ou chimiques, ils permettent de déceler en temps réel toute anomalie et de prendre les mesures nécessaires pour y remédier. Par exemple, en cas d'anomalie lors d'un rejet liquide radioactif, celui-ci est immédiatement interrompu.

L'Autorité de sûreté nucléaire peut à tout moment venir s'assurer du respect de ses décisions. Elle fait également réaliser ses propres mesures de suivi de l'environnement.

i
9.1

Les programmes de surveillance annuels et décennaux de l'environnement sont mis en œuvre par EDF et confiés à des organismes extérieurs spécialisés (IRSN, Ifremer, laboratoires...). Ils permettent de détecter l'évolution éventuelle des caractéristiques radio-écologiques, physico-chimiques ou biologiques du milieu aquatique par rapport à l'état initial du site, et d'établir dans quelle mesure les évolutions constatées peuvent être attribuées, ou non, au fonctionnement de la centrale.

i
8

Compte tenu de l'expérience acquise sur le suivi environnemental d'autres sites de forte capacité de production comme Paluel (4 unités de 1 300 MW) ou Gravelines (6 unités de 900 MW), mais également des résultats de l'étude d'impact menée dans le cadre de la demande d'autorisation de création de Flamanville 3, il est d'ores et déjà possible d'affirmer que l'adjonction de Penly 3 n'entraînera pas de modifications substantielles de l'impact des unités actuelles, déjà très faible (plusieurs dizaines de fois inférieur à celui de la radioactivité naturelle). Toutefois, l'impact détaillé du site de Penly sera déterminé dans le cadre de l'étude d'impact environnemental et sanitaire soumise à l'enquête publique (procédure en vue de l'obtention du décret d'autorisation de création, DAC).

4.3.2 Les prélèvements d'eau

▣ Les prélèvements d'eau de mer

Les centrales nucléaires ont besoin d'eau pour assurer le refroidissement de leur condenseur. L'eau prélevée en mer est simplement filtrée et traitée pour lutter contre la présence d'éléments biologiques (mollusques...) dans le circuit de refroidissement. L'eau de mer de refroidissement n'est jamais en contact avec les circuits contenant de la radioactivité.

Le fonctionnement conjoint de Penly 3 et des unités 1 et 2 du site nécessite de prélever environ 157 m³/s (dont environ 67 m³/s pour Penly 3) d'eau de mer qui sont ensuite rejetés en totalité.

Pour l'ouvrage de prélèvement d'eau de mer, les études menées au Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement (LNHE) des services de recherche et développement (R&D) d'EDF ont conduit à adopter, dès Penly 1 et 2, une prise d'eau de refroidissement en canal, protégée par une digue qui assure également une bonne protection du plan d'eau en face des stations de pompage.

▣ Les prélèvements d'eau douce

L'alimentation en eau industrielle, effectuée à partir d'eau douce, est nécessaire pour :

- les circuits de l'unité de production : l'eau est déminéralisée, des produits de conditionnement lui sont ajoutés pour limiter la corrosion des circuits, ou assurer le contrôle de la réaction nucléaire ;
- les circuits d'eau de lutte contre l'incendie.

Pour les deux unités de Penly 1 et 2, les prélèvements d'eau douce dans l'Yères sont de 500 000 m³ par an (moyenne sur la période 2005-2008), soit moins de 1 % du débit moyen annuel de l'Yères. Les prélèvements sont limités à 12,8 % du débit d'étiage (régime exceptionnel).

Les besoins maximum en eau de Penly 3, en phase d'exploitation, sont estimés en première analyse, à 400 000 m³ par an.

Les installations de prélèvement d'eau actuelles ont été prévues pour quatre unités, il ne devrait donc pas être nécessaire de les modifier.

Les installations de déminéralisation du site seront adaptées pour couvrir les besoins en eau douce des trois unités.

4.3.3 Les rejets thermiques

Les rejets thermiques des centrales nucléaires sont dus à l'échauffement de l'eau, utilisée pour le refroidissement des installations, lors de son passage dans le condenseur de la centrale. L'échauffement est fonction du débit de refroidissement et de la puissance de l'unité de production.

Pour Penly 1 et 2, la limite maximale de température de rejet ne doit pas dépasser 30°C à 50 m du point de rejet et l'écart de température de l'eau entre la prise et le rejet (échauffement) ne doit pas dépasser 15°C.

Pour Penly 3, les ouvrages et les matériels seront dimensionnés pour que l'échauffement de l'eau de mer entre la prise et le rejet soit inférieur à 14°C. Penly 3 aura une meilleure efficacité que les unités 1 et 2 : à puissance thermique produite par le réacteur identique, la puissance électrique fournie est plus grande et par conséquent, la puissance thermique dissipée dans l'environnement sera un peu plus faible.

Des dispositifs assurant une dilution optimisée des rejets de chaleur et limitant ainsi l'impact thermique des installations ont été mis au point.

Pour Penly 3, il est prévu un rejet d'eau en galerie débouchant à environ 1 000 m au large, dans un diffuseur.

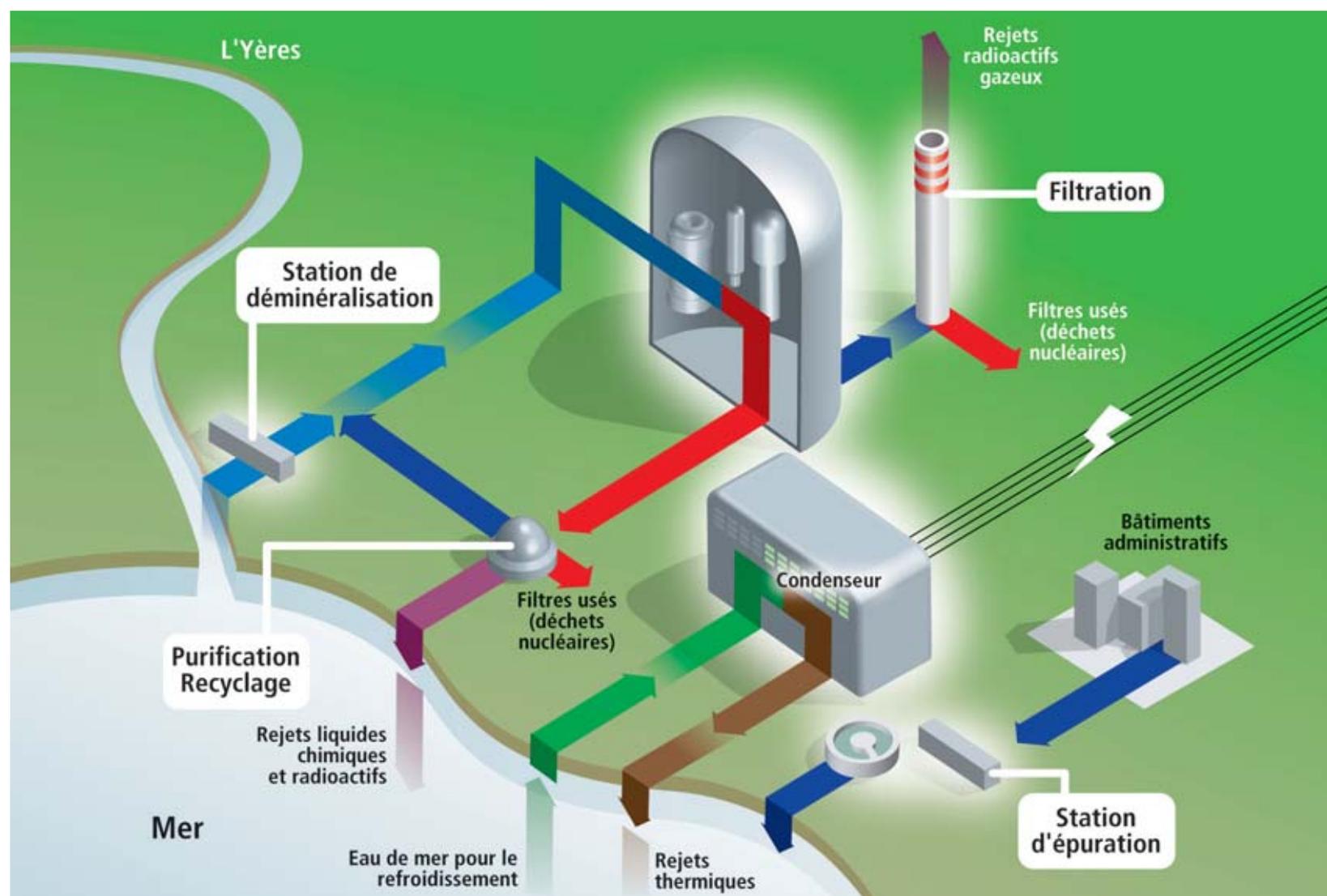
La position du point de rejet de Penly 3 sera choisie de manière à réduire les interactions avec ceux des unités 1 et 2, donc à limiter le cumul des échauffements.

Les calculs montrent que l'échauffement sera divisé par deux à environ 50 mètres du point de rejet : il s'estompe en effet très rapidement du fait des très grandes quantités d'eau de mer et de la très forte dilution sous l'effet des courants marins.

Le suivi hydrobiologique, réalisé par l'IFREMER depuis la construction de la centrale sur la zone proche des rejets de Penly 1 et 2, ne montre pas d'impact particulier relatif aux rejets thermiques sur la faune et la flore marines.

L'ajout de Penly 3 n'aurait donc qu'un impact limité sur l'écosystème marin. L'ensemble du site fera, comme aujourd'hui, l'objet d'un suivi pour s'en assurer.

La navigation et la pêche sont interdites aux alentours de la centrale afin de protéger les équipements de prise et de rejets d'eau.



Principe des rejets et des prélèvements d'eau.

4.3.4 Les rejets chimiques

La nature des rejets chimiques

Les rejets chimiques de Penly 3 résulteront des traitements physiques et chimiques de l'eau prélevée dans le milieu naturel avant son utilisation dans les circuits de la centrale.

i
7.1

Ces produits servent à :

- conditionner l'eau des circuits du réacteur nucléaire qui ont besoin d'une eau la plus pure possible. Les centrales nucléaires sont équipées d'une station de production d'eau déminéralisée. La corrosion des matériaux est limitée par l'adjonction de produits spécifiques comme la lithine, l'**hydrazine**, la **morpholine**, le phosphate ou l'ammoniaque ;
- contrôler la réaction nucléaire, par injection de **bore** dans le circuit du réacteur ;
- protéger les circuits de refroidissement contre les éléments biologiques (mollusques...) : pour cela, on injecte de l'eau de Javel à très faible concentration, produite par électrolyse d'eau de mer (chloration).

i
6.1

Les circuits du réacteur nucléaire sont traités en permanence (filtration, déminéralisation, etc.). Les chimistes du site analysent tous les effluents issus des circuits qui sont soit recyclés, soit traités avant rejet. La fraction qui ne peut pas être recyclée est rejetée après contrôle. Ces rejets chimiques réglementés font l'objet d'une décision de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les modalités et les limites.



Prélèvements de fourrage pour analyse près de Penly.

Par ailleurs, les eaux sanitaires et usées sont traitées en station d'épuration ou en bassin décanteur-déshuileur pour celles qui contiennent éventuellement des traces d'hydrocarbures.

L'impact environnemental des rejets chimiques

Les substances étudiées sont, soit liées aux conditionnements des circuits (**bore**, lithine, amines, **hydrazine**...), soit liées à la production d'eau déminéralisée (fer, chlorures...), soit issues du traitement par chloration du circuit de refroidissement, soit issues de l'usure des circuits (métaux).

Les concentrations maximales susceptibles d'être rejetées n'occasionneront pas d'impact significatif sur l'écosystème marin : en effet, soit les quantités rejetées ne représentent qu'un faible pourcentage de la concentration naturellement présente dans le milieu, soit dans le cas contraire une analyse fine est réalisée et l'impact environnemental est déterminé par comparaison avec celui de valeurs de référence. Le rejet n'est envisagé que si l'impact est acceptable.

Pour Penly 3, les rejets chimiques sont de même nature et globalement en moindre quantité que ceux de Penly 1 ou 2.

Les rejets chimiques des 3 unités induiront des concentrations dans le milieu naturel qui resteront du même ordre de grandeur et qui ne devraient pas engendrer d'évolution du milieu naturel.

Le suivi hydrobiologique réalisé jusqu'à ce jour pour les deux unités déjà en exploitation n'a pas mis en évidence d'altération du milieu.

Une synthèse des données de suivi des différentes populations (phytoplancton, zooplancton, poissons...) dans l'environnement du site a été réalisée en 2005 sur la période 1975-2003. Celle-ci montre qu'aucune évolution spécifique liée au fonctionnement de la centrale de Penly n'est visible. Les mesures effectuées depuis 2003, dans le cadre du programme de surveillance annuel du site, confirment chaque année cette analyse.

Les études d'impact des rejets chimiques seront actualisées dans le cadre de la constitution du dossier de demande d'autorisation de création (DAC), si le projet est confirmé à l'issue du débat public.

i
11.2

Zones protégées

Le site est proche de deux zones Natura 2000 : la zone dite "l'Yères", située à environ 9 km au nord-est du site et la zone "littoral cauchois", située à environ 2,5 km à l'ouest et à 1 km à l'est du site de Penly. Une étude de l'incidence des prélèvements d'eau et des rejets des unités 1 et 2 a été menée en 2006, elle a montré l'absence d'effet notable sur ces zones protégées.

▣ L'impact sanitaire des rejets chimiques

L'impact sanitaire est évalué selon la méthodologie de l'Évaluation Quantitative de Risque Sanitaire (EQRS) reprenant les recommandations de l'Institut de Veille sanitaire et de l'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS). Son principe est, en partant de l'inventaire des substances émises, de caractériser les risques sanitaires associés, en prenant en compte l'exposition des populations et la toxicité des substances. Les études EQRS réalisées pour le parc nucléaire concluent que les rejets chimiques attribuables aux différents sites nucléaires ne sont pas susceptibles d'engendrer des effets sanitaires. L'étude d'impact sanitaire de Flamanville 3 aboutit aux mêmes conclusions.

4.3.5 Les rejets radioactifs

Le fonctionnement des centrales nucléaires produit des effluents radioactifs liquides et gazeux. Certains sont recyclés, d'autres sont rejetés dans l'environnement (rejets liquides et atmosphériques) après avoir été collectés, traités puis contrôlés pour s'assurer du respect des seuils réglementaires de rejets.

▣ Les rejets radioactifs liquides

Les rejets radioactifs liquides proviennent du circuit du réacteur. L'eau du circuit est traitée et recyclée en permanence. La faible fraction non réutilisable est rejetée après contrôle.

Ces rejets liquides sont constitués d'eau contenant une faible concentration de **tritium**, de **carbone 14** et d'autres radioéléments :

- le tritium appartient à la même famille que l'hydrogène. On le retrouve sous forme d'eau tritiée (un des deux atomes d'hydrogène de la molécule d'eau, H₂O, est remplacé par un atome de tritium). Sa production dépend directement de l'énergie fournie par le réacteur. Il n'existe pas de moyen permettant de le piéger industriellement ;
- le carbone 14 est présent dans les rejets liquides principalement sous forme de gaz carbonique dissous ;
- les autres radioéléments sont traités (filtrés, déminéralisés...) et recyclés. Une très faible fraction, non recyclable est rejetée après contrôle.

Ces rejets sont réglementés et contrôlés.

▣ Les rejets radioactifs gazeux

On distingue deux catégories de rejets gazeux :

- les rejets gazeux provenant du dégazage du circuit du réacteur ;
- les rejets gazeux provenant de la ventilation des locaux de l'îlot nucléaire qui maintient les locaux en dépression. Ils sont filtrés et contrôlés avant rejet. En volume, ils constituent l'essentiel des rejets gazeux.

Les rejets gazeux à la cheminée sont constitués d'air contenant une faible concentration de tritium, de carbone 14, d'azote, d'iode, des gaz rares et d'autres radioéléments :

- le tritium est rejeté sous forme de vapeur d'eau ;
- le carbone 14 est rejeté sous forme de méthane et de gaz carbonique ;
- les autres produits radioactifs sont traités avant rejet : les particules en suspension dans l'air sont piégées en quasi-totalité et les gaz rares sont conservés pendant une période suffisante pour permettre la décroissance de leur radioactivité.

i
7.1

i
7.2

1. Gbq = Giga Becquerel = 10⁹ Bq.

▣ L'impact environnemental des rejets radioactifs liquides et gazeux

Le suivi de l'environnement réalisé depuis l'ouverture du site de Penly n'a pas mis en évidence de perturbation significative des écosystèmes terrestre et marin due au fonctionnement des unités 1 et 2. Les rejets radioactifs de Penly 3 cumulés à ceux produits par les unités 1 et 2 n'auront pas d'impact significatif sur l'environnement.

Dans le cadre du projet de Flamanville 3, l'impact cumulé des trois unités de production du site a été étudié. Compte tenu des conditions de dilution en mer et de dispersion atmosphérique des rejets du site, les rejets radioactifs ne seront pas de nature à modifier significativement l'état radioécologique de l'environnement, ni la qualité des produits issus des activités humaines (production agricole, pêche, etc.). Les suivis radioécologiques sur des centrales nucléaires à 4 ou 6 unités arrivent aux mêmes conclusions.

Pour le site de Penly, les rejets radioactifs feront l'objet d'évaluations complémentaires spécifiques au site. Selon la réglementation en vigueur, des études d'impact environnemental seront effectuées. Elles permettront d'identifier l'impact radiologique de la future installation sur les écosystèmes

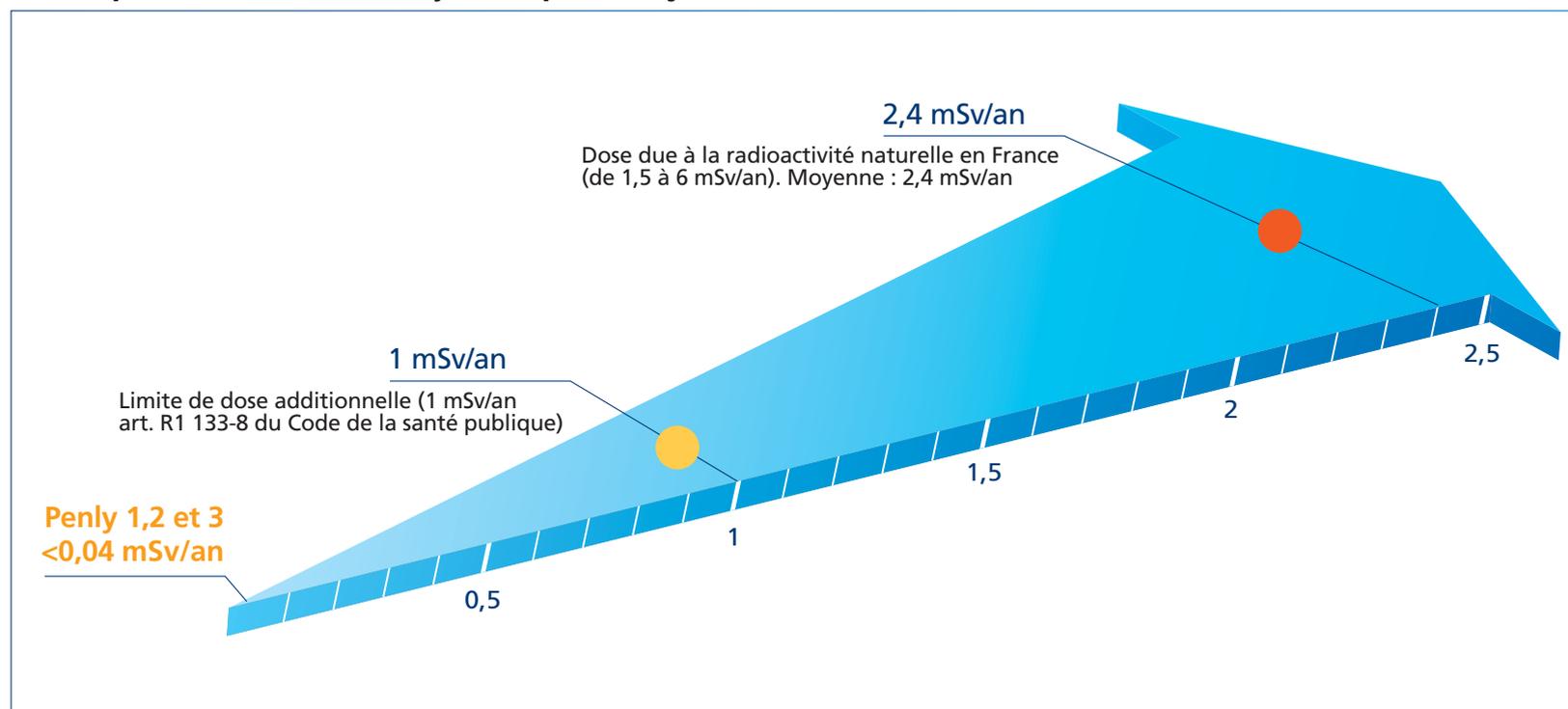
terrestre et marin par rapport à un état de référence donné. Présentées dans le dossier de demande d'autorisation de création, elles seront, le moment venu, soumises à enquête publique. En première approche, les résultats devraient être voisins de ceux des études menées pour Flamanville.

▣ L'impact sanitaire des rejets radioactifs liquides et gazeux

Compte tenu des rejets radioactifs liquides et gazeux estimés pour Penly 3 et ceux de Penly 1 et 2, l'impact sanitaire des rejets cumulés des trois unités du site devrait rester très inférieur à la limite réglementaire.

En effet, le calcul préliminaire pour le site de Penly avec les trois unités, mené par extrapolation des résultats obtenus pour la demande d'autorisation de création de Flamanville 3, donne une dose annuelle maximale pour les personnes les plus exposées, de l'ordre de 0,040 millisieverts (mSv). Ce résultat d'un calcul très simplifié doit être pris comme un ordre de grandeur. Les calculs détaillés seront effectués pour l'étude d'impact, qui figurera dans le dossier de demande d'autorisation de création, soumis à enquête publique.

Comparaison de la dose ajoutée par Penly 1,2 et 3 avec la radioactivité naturelle



La dose ajoutée par Penly 1, 2 et 3 représente moins de 5 % de la limite de 1 mSv fixée par le Code de la santé publique (article R1333.8)¹.

1. Cet article stipule que la somme des doses reçues par toute personne du fait de la radioactivité ajoutée par les activités humaines (hors examens médicaux) ne doit pas dépasser 1 mSv par an.

Comment l'impact des rejets radioactifs est-il évalué ?

Détermination des concentrations ajoutées

À partir des rejets maximum exprimés en Bq/an, on détermine la concentration ajoutée dans l'eau pour les rejets liquides et dans l'air pour les rejets gazeux (Bq/m³). Ce calcul est réalisé à l'aide de coefficients qui prennent en compte la diffusion dans le milieu.

Impact environnemental

L'impact environnemental des rejets radioactifs est évalué en considérant dans un premier temps les études radioécologiques réalisées depuis la mise en service de la centrale.

Ensuite, on détermine à partir des limites de rejet envisagées les concentrations ajoutées dans l'air et dans l'eau. À partir de celles-ci, on obtient une cartographie de la distribution des rejets dans le milieu. On évalue alors le transfert des produits radioactifs dans le sol, les sédiments, la flore et la faune.

Les valeurs obtenues sont exprimées pour chaque élément radioactif dans chaque composante de l'environnement en Bq/kg ou Bq/l et sont comparées aux seuils recommandés par les différents organismes nationaux et internationaux.

Certaines valeurs calculées sont comparées aux mesures réalisées sur le terrain dans le cadre du programme de surveillance de l'environnement (étude annuelle radioécologique et hydrobiolo-

gique d'impact sur les écosystèmes confiée par EDF à des laboratoires externes qualifiés : IRSN, CEMAGREF, IFREMER, ONEMA, laboratoires universitaires). Les valeurs relevées sur le terrain sont toujours très inférieures aux résultats des calculs d'impact.

Impact sanitaire

On évalue le transfert à l'homme en considérant qu'il respire, boit et mange ce qui compose son milieu ambiant. Les animaux terrestres et marins qu'il consomme ont eux-mêmes été exposés à la radioactivité des rejets et ont consommé des produits contenant de la radioactivité ajoutée.

Les groupes de référence

Chaque personne a un comportement et des habitudes uniques, conduisant à une exposition différente de celles des autres personnes. Pour résoudre cette difficulté, on définit des groupes de référence, représentatifs d'une population donnée dans un lieu donné, par exemple le groupe des pêcheurs ou celui des habitants d'un hameau proche de la centrale. On réalise alors les calculs en prenant systématiquement les hypothèses réalistes les plus pénalisantes de manière à obtenir un résultat dont on est sûr qu'il sera supérieur à l'impact sur chacune des personnes composant le groupe. L'impact retenu est celui qui est obtenu pour le groupe le plus exposé. ■

■ Les rejets radioactifs en cas d'accident

Pour Penly 3, des dispositions de conception limitent les conséquences environnementales et sanitaires en cas d'accident et réduisent très significativement les rejets radioactifs en situation accidentelle. Elles permettent de respecter les

objectifs de l'Autorité de sûreté nucléaire visant à restreindre la nécessité des mesures de protection de la population en cas d'accident grave au voisinage immédiat de l'installation (à quelques centaines de mètres du réacteur).

4.3.6 Les déchets

On distingue deux grandes catégories de déchets dus à l'exploitation d'une centrale nucléaire :

- les déchets radioactifs issus du combustible et des matériaux et produits en contact avec le fluide radioactif ;
- les déchets conventionnels (non radioactifs) qui proviennent des parties classiques de l'installation.

▣ Les déchets radioactifs

En supposant que la totalité du combustible usagé de Penly 3 est retraitée à l'usine de la Hague, les déchets issus du combustible représenteraient après conditionnement :

- près de 5 m³ par an pour les déchets de haute activité à vie longue (HAVL), appelés produits de fission, qui constituent les résidus de la réaction nucléaire ; ces déchets seront vitrifiés et coulés dans des fûts en acier inoxydable ;
- environ 4 m³ par an pour les déchets de structure (gainés et embouts des éléments de combustible) de moyenne activité à vie longue (MAVL) compactés en fûts métalliques.

Ces déchets seraient entreposés à La Hague en attente de la solution de stockage définitif (en application de la loi du 28 juin 2006).

i
7.3
6.1

Localisation des lieux d'entreposage et de stockage



Les autres déchets radioactifs produits par Penly 3, de faible et moyenne activité à vie courte, seraient évacués vers les centres de stockage agréés de Soulaines et Morvilliers, gérés par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA). Le volume de ces déchets solides serait d'environ 80 m³ par an après traitement et conditionnement.

Ces déchets feront l'objet, comme pour les rejets, de la démarche d'optimisation mise en œuvre par EDF en matière d'environnement, basée sur une recherche systématique d'amélioration des performances obtenues sur les centrales nucléaires du parc actuel.

▣ Les déchets non radioactifs

En 2008, la production de déchets conventionnels de Penly 1 et 2 a été de 2 540 tonnes, réparties de la façon suivante :

- 2 400 tonnes de déchets industriels banals (DIB) ;
- 140 tonnes de déchets industriels spéciaux (DIS).

L'année 2008 a été exceptionnelle en raison de gros chantiers. De 1998 à 2007, la production annuelle de déchets du site de Penly a varié entre 50 à 150 tonnes de DIS et de 600 à 1 400 tonnes de DIB. Le taux de valorisation de ces déchets varie entre 83 et 97 % selon les années.

Pour Penly 3, la production de ces types de déchets est estimée à environ 600 tonnes par an dans un mode d'exploitation normale (hors construction ou déconstruction).

Dans le cadre de la démarche ISO 14001, l'objectif est d'atteindre un taux de valorisation (en énergie ou en matières) calculé à partir d'une liste nationale de déchets potentiellement valorisables et d'améliorer la réduction des déchets à la source.

4.3.7 L'impact sonore et visuel

▣ Le bruit

Les centrales nucléaires sont sources de bruits permanents (liés au fonctionnement des transformateurs, groupes turboalternateurs, ventilations, pompes...) ou intermittents (lors des essais de fonctionnement des diesels de secours ou du déclenchement des soupapes de sûreté des circuits de vapeur...).

La réduction des nuisances sonores est intégrée dès la conception des installations en recourant à des matériels les moins bruyants possible, en installant des dispositifs insonorisants et des revêtements absorbants.

L'impact sonore de l'implantation de la nouvelle unité de production sur le site de Penly fera l'objet d'une étude acoustique. L'impact global du site sera analysé au regard de la réglementation en vigueur (arrêté du 31 décembre 1999 modifié).

■ L'insertion paysagère

Comme pour les deux unités existantes et si le projet est confirmé à l'issue du débat public, la construction de Penly 3 fera l'objet d'une étude architecturale afin de garantir une homogénéité visuelle de l'ensemble des bâtiments, ainsi que des études d'insertion du site dans le paysage. La construction de la troisième unité constituera en effet l'extension de la centrale actuelle, en conformité avec le plan masse d'origine qui prévoyait quatre unités.

Les études architecturales spécifiques et détaillées devraient permettre de définir une image contemporaine de l'ensemble des nouveaux espaces bâtis tout en respectant les bâtiments existants et surtout l'ensemble du site naturel. Comme Penly 1 et 2, la troisième unité sera pratiquement invisible depuis le plateau. En effet, bien qu'il s'agisse de bâtiments importants, les volumes construits sont à proximité immédiate de la falaise et ne seront essentiellement visibles que depuis la mer.

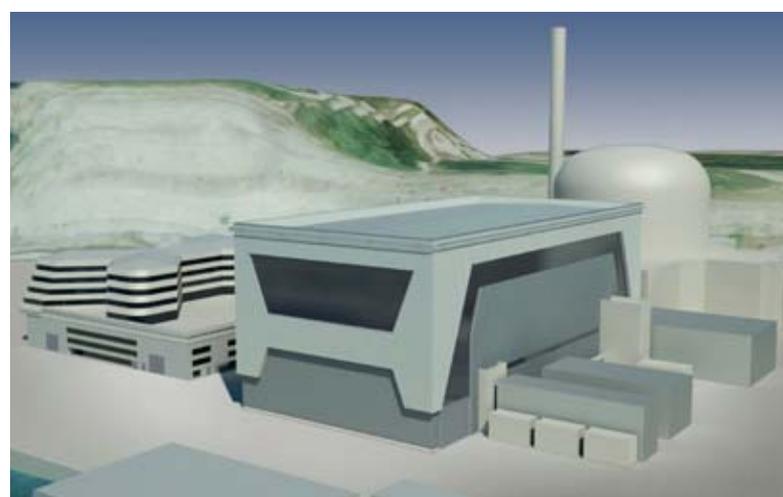
La volumétrie de la nouvelle unité de production restera sensiblement la même que celle des unités existantes. Le noyau nucléaire et ses bâtiments contigus garderont une finition en béton brut comme sur les unités précédentes. Les revêtements de la salle des machines et du bâtiment de bureaux seront harmonisés et s'inséreront en continuité des ouvrages existants.

Ce projet ne perturbe aucune surface supplémentaire de plage ou de rivage marin en dehors du site EDF.

Le point de vue de l'architecte

La nouvelle salle des machines, vaste bâtiment de 120 mètres de long et de 45 mètres de hauteur s'inscrit dans la continuité des tranches précédentes, se distinguant par des formes arrondies évoquant le rythme des blanches falaises de calcaire. La salle des machines ainsi que le bâtiment Pôle Opérationnel Exploitation utiliseront le même langage architectural, revêtus d'aluminium de couleur argent bleuté et de béton clair ; cette dominante argentée se fondera dans la luminosité ambiante intense baignée de la couleur de l'océan. Cette géométrie de pans inclinés et de vagues sera présente également sur le bâtiment Pôle Opérationnel Exploitation donnant ainsi une unité architecturale à cet ensemble. La géométrie de ce dernier bâtiment évoquera encore une fois le thème maritime, en forme d'étoile, il déploiera chacune de ses branches ouvertes vers la mer, inondée de lumière grâce aux pans inclinés de chaque extrémité. Cette configuration permet d'obtenir un bâtiment de bureaux optimisé tout en conservant une dynamique propre qui donnera tout son caractère et son identité à l'ensemble du projet, symbole indispensable à la nouvelle technologie EPR.

M. Taillibert, architecte du projet ■



Esquisse de l'architecte

4.3.8 La déconstruction

Les dispositions intégrées à la conception de Penly 3 pour faciliter sa déconstruction permettront la minimisation de la dose radioactive reçue par les intervenants et celle des déchets radioactifs ou dangereux produits.

Sur la base de la documentation de construction et de l'historique d'exploitation, un bilan et une cartographie précise des matières radioactives et autres matériaux dangereux seront établis à la fin de l'exploitation.

i
6.9

▣ Les matériaux utilisés

L'emploi de matériaux constituant des déchets industriels dangereux est réduit au minimum indispensable, spécialement quand ils peuvent être activés ou contaminés, car l'élimination des déchets mixtes est particulièrement difficile. Ceci s'applique notamment aux substances corrosives et toxiques, aux huiles, aux métaux inflammables et aux bétons contenant du baryum.

Dans la mesure du possible, la sélection des matériaux tient compte de leur capacité à être recyclés en vue d'une utilisation libre ou restreinte. Le recyclage ne concerne pas seulement les matériaux utilisés à l'extérieur des zones contaminées ou activées, mais aussi ceux de ces zones, sous certaines conditions.

▣ La conception des circuits

Des dispositions particulières ont été prises pour éliminer les rétentions, susceptibles de se charger de dépôts radioactifs et sièges potentiels de phénomènes de corrosion, notamment après l'arrêt d'exploitation. En période de déconstruction, ces dispositions ont pour effet de réduire simultanément la **dosimétrie** et la **contamination** des intervenants, ainsi que l'activité des déchets.

▣ La réduction de la dosimétrie

Les moyens utilisés sont de même nature que ceux permettant de réduire l'exposition du personnel à la radioactivité (cf. § 4.1).

La minimisation de la dosimétrie des intervenants est obtenue par la réduction du temps passé au voisinage des éléments irradiants. Parmi les principales dispositions adoptées on citera les suivantes :

- la conception de nombreux équipements en vue de faciliter leur démontage ;

- pour la majorité des équipements situés dans des zones non accessibles en raison du niveau de radioactivité, l'évacuation en une pièce a été étudiée, ce qui se traduit par la mise en place de moyens de manutention, de trémies dimensionnées en conséquence et de circulations permettant l'évacuation en un seul morceau de ces équipements puis leur traitement dans un environnement plus favorable ;
- le puits dans lequel se trouve la cuve du réacteur a été conçu pour pouvoir le remplir d'eau en phase de démantèlement permettant ainsi le démontage de la cuve sous eau, ce qui réduit très fortement l'exposition des intervenants à la radioactivité.

L'accès du personnel a été facilité dans la quasi-totalité de la zone contrôlée, avec un risque d'exposition minimal. À cette fin, les composants irradiants ont été enfermés dans des casemates ou isolés derrière des écrans.

La présence d'écrans neutroniques dans le réacteur réduit l'**activation** des parois de la cuve et facilitera donc l'assainissement des structures, tout en réduisant le volume de déchets très actifs.

La conception de ces écrans comme composants démontables permettra de les évacuer en exposant les travailleurs au minimum de dose.

4.4 Les objectifs de performance de Penly 3

De nombreuses dispositions constructives ont été apportées à Penly 3 et Flamanville 3 pour en améliorer les performances par rapport aux unités actuelles, par exemple :

- une meilleure utilisation du combustible ;
- une meilleure efficacité de la turbine, grâce notamment à une température et à une pression de vapeur plus élevées.

On compte ainsi produire jusqu'à 22 % de plus d'électricité en comparaison des centrales actuelles, pour une même quantité de combustible nucléaire.

Pourquoi ?	Diminution de la consommation
Le combustible est plus efficace, il restera moins d'uranium non transformé	- 7 %
Le réacteur est plus gros, la combustion sera plus homogène	- 7 %
Grâce au réflecteur en périphérie, plus de neutrons seront renvoyés vers le réacteur	- 3 %
La turbine sera plus efficace	- 5 %
Total	- 22 %

Un autre axe d'amélioration concerne la disponibilité de l'installation, définie comme la fraction du temps où Penly 3 sera apte à produire. La disponibilité moyenne des unités du parc EDF en exploitation est d'environ 80 % et devrait atteindre 85 % à terme ; celle de Penly 3 devrait se situer en moyenne à 91 %. Cette augmentation s'explique principalement par des dispositions constructives pour réduire les durées d'arrêt nécessaires au rechargement du réacteur en combustible et à sa maintenance. Ainsi, l'arrêt pour rechargement et visite partielle de l'installation, dont la durée de référence est de 36 jours environ pour les unités actuelles, sera réduit à 16 jours à Penly 3. Ces améliorations ainsi que l'augmentation de puissance permettront à Penly 3 de produire jusqu'à 34 % d'électricité de plus par an que Penly 1 ou 2.

Pourquoi la production d'électricité sera plus élevée ?

La puissance de Penly 3 est plus élevée
Penly 3 aura une meilleure disponibilité



+ 34 %
par rapport à Penly 1 ou 2

4.5 Le coût prévisionnel du projet et son financement

L'ordre de grandeur du coût de construction recherché pour Penly 3 est autour de quatre milliards d'euros. Cette première évaluation, établie sur la base du retour d'expérience de Flamanville 3 et des études qui sont déjà réalisées, sera précisée à l'issue des appels d'offres pour les contrats principaux.

Le coût de revient du MWh produit est actuellement estimé entre 55 et 60 €/MWh.

Les dépenses, financées sur fonds propres d'EDF et de ses partenaires, s'étaleront sur une dizaine d'années, des premières études jusqu'à la fin de la réalisation. Les trois plus gros postes concernent la fourniture et l'installation de la chaudière nucléaire, de la salle des machines et le génie civil.

4.6 L'expérience acquise

▣ La filiation avec Flamanville 3

Si elle est réalisée, Penly 3 sera la seconde unité de production électronucléaire utilisant la technologie EPR en France, après celle de Flamanville 3. Cette dernière est actuellement en construction, avec un objectif de démarrage en 2012 et une production d'électricité commercialisée en 2013, à peu près au moment où débiterait la construction de Penly 3. Ainsi, le projet Penly 3 bénéficiera de toute l'expérience accumulée lors des études et de la construction de Flamanville 3.

L'expérience acquise est transposable par corps d'état : par exemple, les activités de génie civil de Flamanville 3 seront terminées quand débiteront celles de Penly 3. L'expérience d'exploitation de Flamanville 3 sera utilisée lors des essais de mise en service de Penly 3.

Penly 3 bénéficiera en outre de l'expérience acquise sur l'intégration locale et sur le programme d'accompagnement de Flamanville 3.

Comme toute nouvelle installation nucléaire, Flamanville 3 fait l'objet d'une instruction par l'Autorité de sûreté nucléaire en anticipation de la future demande de mise en service. Cette instruction sera très largement utilisée pour Penly 3 : la conception, les technologies, les règles de construction et d'exploitation seront en effet identiques pour ce qui concerne la partie nucléaire de l'installation.

L'instruction de Flamanville 3 a débuté en 2007, dès l'obtention du décret d'autorisation de création, et se poursuivra jusqu'à la mise en service. En 2009, L'ASN s'est notamment consacrée aux règles générales d'exploitation, aux études d'accident, au génie civil et au contrôle-commande. Ce dernier point a fait l'objet d'échanges entre les autorités de sûreté de plusieurs pays européens ; il est détaillé ci-contre.



Flamanville 3 en construction.

Instruction particulière concernant le contrôle-commande

Pour garantir la sûreté nucléaire, le contrôle-commande de l'EPR comprend deux systèmes indépendants et complémentaires permettant d'assurer le pilotage du réacteur en toutes circonstances :

- le premier, dit "de sûreté", pour arrêter le réacteur de façon automatique en cas d'incident et le mettre sous contrôle ;
- le second, dit "standard", pour permettre depuis la salle de commande, de conduire le réacteur en toute sûreté en situation normale et dans la gestion à long terme en cas d'accident.

Ces deux systèmes sont réalisés avec un contrôle-commande informatisé.

Dans le cours normal de l'instruction, un groupe permanent d'experts, spécialistes des réacteurs, a examiné le contrôle-commande informatisé de l'EPR au cours du mois de juin 2009. À la suite de cet examen, l'Autorité de sûreté nucléaire a adressé à EDF le 15 octobre 2009 un courrier qui mentionne :

- qu'EDF a bien apporté les éléments nécessaires pour démontrer l'aptitude du système de contrôle-commande de "sûreté" à accueillir des fonctions du classement de sûreté le plus élevé (fonctions de protection du réacteur) ;
- que la diversité technologique des deux systèmes – élément important de la robustesse de l'architecture et de la fiabilité du contrôle-commande – est satisfaisante.

Ce courrier demande toutefois à EDF :

- d'approfondir l'analyse de sûreté de certains éléments du système de contrôle-commande "standard", en démontrant que les techniques proposées répondent bien à l'ensemble des normes de sûreté fixées pour l'EPR (tant pour la partie des automatismes que pour la partie interface homme-machine) et d'examiner d'éventuelles solutions différentes si cette démonstration se révélait impossible ;

L'analyse de sûreté

D'une façon générale, l'analyse de la sûreté est un processus itératif :

- l'exploitant nucléaire et ses fournisseurs industriels proposent (des conceptions, des solutions, etc.) ;
- l'ASN fait analyser ces propositions par son appui technique et prend position sur ces propositions en donnant un avis et en posant des questions ;
- l'exploitant nucléaire répond aux questions et suit les avis, ce qui peut se traduire par de nouvelles études ou par des modifications ;
- dans certains cas, ces questions peuvent amener à des évolutions de conception.

La lettre du 15 octobre 2009 de l'ASN sur le contrôle-commande est une étape normale dans ce processus itératif. ■

- d'étudier le renforcement des dispositions existantes de l'architecture du contrôle-commande, notamment les palliatifs en cas de défaillance d'une partie des fonctions.

La réponse à ce courrier consiste en un plan d'actions qui doit aboutir au premier semestre 2010, pour lequel EDF et ses fournisseurs AREVA et SIEMENS se sont fortement mobilisés pour répondre dans les délais requis par l'ASN.

En parallèle, le 2 novembre 2009, les autorités de sûreté finlandaise, britannique et française ont publié une déclaration commune qui constate qu'elles "ont chacune soulevé des questions techniques concernant le système de contrôle-commande [...] et que bien que la conception des projets d'EPR dans chaque pays diffère légèrement, ces questions techniques [...] sont très voisines, l'objectif des Autorités de sûreté étant d'obtenir collectivement le plus haut niveau de sûreté pour l'EPR.

[...]

En conséquence, l'Autorité de sûreté nucléaire britannique (HSE/IND), l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN) et l'Autorité de sûreté nucléaire finlandaise (STUK) ont demandé aux exploitants et au fabricant d'améliorer la conception initiale de l'EPR. Les exploitants et AREVA ont convenu d'entreprendre des évolutions de l'architecture de la conception initiale de l'EPR qui seront examinées par les autorités de sûreté."

Extrait de l'intervention de Jean-Christophe Niel, DG de l'ASN du 26 janvier 2010 sur "L'évaluation par l'ASN de la sûreté du réacteur EPR"

"À la suite de la lettre du 15 octobre 2009, EDF et ses fournisseurs ont mobilisé d'importants moyens d'ingénierie pour traiter les demandes de l'ASN. EDF a indiqué être confiant sur sa capacité à répondre à l'ensemble de ces demandes.

Les premiers éléments de réponse ont été reçus par l'ASN dans les échéances prévues. D'autres éléments de réponse seront transmis dans les mois qui viennent, jusqu'en juin.

L'ensemble de ces réponses sera instruit par l'ASN et son appui technique, l'IRSN, dans le courant de l'année 2010." ■

L'objectif d'EDF reste de garantir un niveau de sûreté maximum identique pour l'ensemble de ses EPR, quel que soit le pays d'implantation. Dans cet esprit, l'établissement d'un communiqué commun aux trois autorités de sûreté britannique, finlandaise et française constitue un point positif pour EDF qui vise, en effet, à construire des réacteurs ayant des caractéristiques techniques similaires tout en respectant les différentes réglementations nationales en matière de sûreté.

■ Penly 3 en synergie avec les autres EPR du Groupe EDF

D'autre part, un redémarrage d'activités dans le nucléaire se manifeste dans le monde entier. Cette nouvelle situation permet au groupe EDF d'envisager le développement d'une dizaine de projets d'unités de production électronucléaire utilisant l'EPR en Chine, aux États-Unis, au Royaume-Uni et en Italie. Tous ces projets, y compris Penly 3, seront basés sur la référence de Flamanville 3 et bénéficieront du partage d'expérience entre les électriciens partenaires d'EDF et les Autorités de sûreté nationales concernées. Au final, cela devrait se traduire par la mutualisation d'études et d'achats entre certains de ces projets, par une meilleure maîtrise des aléas de construction et des coûts.

Par exemple, une étude fine des méthodes de bétonnage de la base du bâtiment réacteur et de la mise en place de la peau métallique d'étanchéité sur le chantier de Flamanville 3 a permis d'en tirer les enseignements et d'améliorer tout en simplifiant les modes opératoires sur le chantier de Taishan en Chine.


1.1

5

PENLY 3, UN IMPACT SOCIO-ÉCONOMIQUE SIGNIFICATIF



LA CONSTRUCTION PUIS L'EXPLOITATION D'UNE UNITÉ DE PRODUCTION NUCLÉAIRE IMPACTE NÉCESSAIREMENT LE TERRITOIRE SUR LEQUEL ELLE EST INSTALLÉE. SI LA DÉCISION DE CONSTRUIRE UNE NOUVELLE UNITÉ SUR LE SITE DE PENLY ÉTAIT PRISE, EDF EST EN MESURE DE PRENDRE EN COMPTE L'EXPÉRIENCE DU CHANTIER DE FLAMANVILLE 3 POUR PRÉVOIR LES IMPACTS SOCIAUX, ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX DU CHANTIER DE PENLY 3.

5.1 L'implantation sur le site de Penly

5.1.1 Le site de Penly

La centrale nucléaire de Penly est implantée sur les communes de Saint-Martin-en-Campagne et de Penly (département de Seine-Maritime) à 15 km au nord de Dieppe.

Elle occupe une superficie de 230 hectares, sur la côte de la Manche. Les travaux de construction se sont échelonnés entre 1980 et 1992, sur une zone choisie pour ses caractéristiques géologiques favorables et la proximité de la mer qui constitue une source d'eau de refroidissement d'excellente qualité.

Les installations de Penly regroupent deux unités de production d'électricité de la filière à eau sous pression (REP) d'une puissance de 1 300 mégawatts

électriques chacune, refroidies par l'eau de la Manche. Penly 1 a produit ses premiers kWh en 1990, Penly 2 en 1992.

L'emprise de la centrale occupe aussi en partie le domaine public maritime (75 hectares), au titre d'une concession d'occupation accordée à EDF. Les emprises, terrestre et maritime, ne seraient pas modifiées par l'ajout éventuel de Penly 3. En effet, lors de la construction des deux premières unités, le site a été préparé pour accueillir jusqu'à quatre unités de production.

L'énergie électrique est évacuée par deux lignes à 400 000 volts qui se dirigent, l'une vers la région de Rouen (Barnabos) et l'autre vers la région d'Amiens (Argœuvres).

i
2.1

La centrale de Penly, en 2008 c'est...

- 628 salariés d'EDF, 33 étudiants en alternance et 20 stagiaires scolaires ;
- 175 prestataires présents en permanence et 500 à 1 000 personnes de plus lors des périodes d'arrêt de production ;
- 38 millions d'euros de taxe professionnelle et 8 millions d'euros de taxes foncières ;
- 15 millions d'euros de commandes passées aux entreprises régionales. ■



L'emplacement de Penly 3.

5.1.2 Des adaptations limitées

La plus grande partie des terrassements principaux est déjà réalisée (aménagement de la falaise, mise à niveau de la plate-forme, canal d'amenée de l'eau de mer pour le refroidissement).

Les terrassements qui avaient été réalisés dans les années 90 pour accueillir deux unités de 1 450 MW seront à reprendre pour les adapter à la configuration différente de Penly 3. Une plate-forme à l'est de Penly 3 est à reconstituer pour les installations de chantier. La galerie de rejet d'eau en mer, dont le tracé devra être précisé par des sondages de reconnaissance géotechnique, est à réaliser.

5.1.3 Le raccordement de Penly 3 au réseau 400 000 V

Le site de Penly dispose d'infrastructures d'évacuation d'énergie de capacité suffisante pour les trois unités, via les deux lignes 400 000 V existantes.

EDF a informé RTE du projet Penly 3 et de son raccordement au **réseau électrique interconnecté** à l'horizon 2017 de manière à ce que, si le projet est confirmé à l'issue du débat public, RTE réalise les travaux d'extension du poste d'interconnexion existant sur le site même de la centrale.

Le raccordement de Penly 3 se matérialisera par un nouveau tronçon de ligne de 1,5 km, entre l'unité de production et le poste de RTE. Ce tronçon sera en totalité sur le site actuel de la centrale de Penly.

Localisation de la centrale de Penly



5.2 Les aspects socio-économiques

La construction et l'exploitation de Penly 3 devraient dynamiser les activités industrielles et commerciales qui auront des retombées positives localement et en premier lieu sur l'emploi.

5.2.1 L'activité pendant la construction et l'exploitation

Si le projet est confirmé, EDF et ses partenaires feront tous leurs efforts pour inciter et mobiliser les entreprises attributaires de contrats sur Penly 3 :

- à recourir à la main-d'œuvre locale ;
- à développer une politique de formation ;
- à contribuer à donner à leurs salariés arrivant sur le territoire, des conditions d'existence aussi proches que possible de celles du reste de la population.

EDF et ses partenaires, en lien avec les entreprises qui seront retenues pour la construction, s'engagent à donner la visibilité requise sur le projet aux acteurs politiques, économiques et administratifs et à engager les concertations nécessaires, comme cela a été fait pour le chantier de Flamanville 3.

▣ Pendant le chantier, une augmentation significative de la population

La construction de Flamanville 3, dont les conditions sont proches de celles de Penly 3, permet d'estimer que le chantier, qui s'étend sur environ 6 ans, occupera jusqu'à 3 000 personnes en pointe, environ 1 500 pour le BTP, 1 000 pour les activités électromécaniques, 150 personnes salariées d'EDF, auxquelles il convient d'ajouter divers personnels d'appuis logistiques et techniques.

Les pointes d'effectifs du chantier seraient à prévoir en 2015 et 2016, période où les effectifs de l'électromécanique s'ajoutent à ceux du génie civil, encore importants. De plus, le site connaîtra en 2011 et 2013 un surcroît d'activité et un afflux important de personnels dû aux opérations de maintenance lourde (**visites décennales**) des unités 1 et 2.

Le pic d'effectifs travaillant sur le site est comparable à celui du chantier de construction de Penly 1 et 2.

L'apport démographique sur le territoire est fonction du nombre de personnes venant travailler sur le site et de la présence ou non de leur famille. L'expérience de Flamanville 3 montre qu'une forte majorité des personnels des entreprises prestataires, installés temporairement pour la construction, vit seul. Cet apport démographique nécessite une évaluation des capacités d'accueil et un aménagement, autant que nécessaire, des infrastructures pour assurer une vie normale autour du chantier et une bonne intégration des personnes. En concertation avec les élus et les collectivités locales, des dispositions particulières seront recherchées dès l'annonce de la décision éventuelle d'EDF de poursuivre le projet.

Les éléments essentiels de la qualité de vie dépendront ainsi de l'offre d'hébergements, sous diverses formes, mais aussi des équipements scolaires, sportifs et culturels.

▣ **L'impact économique local**

La gestion des achats prendra en compte les clauses de mise en concurrence des fournisseurs au niveau européen (définies dans les directives européennes applicables au secteur de l'électricité), ainsi que le contexte d'évolution du paysage industriel qui a conduit en particulier à de nombreux regroupements et fusions d'entreprises ces dernières années. EDF prévoit ainsi 150 à 200 contrats pour réaliser Penly 3.

Aux opportunités de contrats directs, doivent s'ajouter des retombées importantes de nombreux contrats de sous-traitance accessibles aux entreprises locales ; EDF et les acteurs locaux, organismes consulaires et représentants de groupements d'entreprises notamment, travailleront à faciliter la mise en relation des différents donneurs d'ordre.

L'impact sur l'emploi requiert une politique volontariste et des actions de formation importantes et ciblées.

Les besoins en effectifs et en compétences à mobiliser pour la construction de Penly 3 s'affineront

au fur et à mesure du choix des entreprises et de leurs arrivées sur le chantier. EDF, dans ses contrats, demande aux entreprises d'être parties prenantes du processus de recrutement et d'accueil de personnel local. Les besoins et les actions de formation pour adapter la main-d'œuvre aux besoins du chantier seront caractérisés et mis en œuvre, en concertation avec les acteurs du service public de l'emploi et les financeurs de la formation professionnelle. Ces actions de formation débouchant sur des emplois, doivent contribuer à renforcer l'attrait de métiers du bâtiment et de l'industrie et à sécuriser les parcours professionnels des salariés au-delà de la seule période du chantier.

5.2.2 **L'activité pendant l'exploitation**

Pendant la phase d'exploitation, l'activité est rythmée, comme c'est le cas actuellement sur les unités 1 et 2, par les "arrêts de tranche" pendant lesquels sont effectuées les opérations de maintenance et de rechargement du combustible. Ces arrêts qui peuvent nécessiter un afflux de personnels d'entreprise jusqu'à un millier de personnes, devraient avoir une périodicité de 18 mois sur Penly 3.

Entre ces arrêts, l'activité d'exploitation courante nécessiterait un effectif permanent d'environ 300 personnes (ingénieurs et techniciens) qui auront à s'installer avec leur famille dans la zone Dieppe-Envermeu-Le Tréport. Il convient d'y ajouter un effectif permanent au sein d'entreprises prestataires partenaires, d'environ 100 personnes.

Les emplois indirects et induits peuvent être évalués à plusieurs centaines. Ils proviendront des activités de maintenance et de rechargement du réacteur ainsi que de la dynamique économique induite. Celle-ci découlera des apports de population sur le territoire et des ressources nouvelles, notamment fiscales, distribuées aux acteurs économiques et aux collectivités territoriales.

5.2.3 L'accompagnement du projet

La phase de chantier puis d'exploitation induit des besoins qu'il faut anticiper pour favoriser la meilleure insertion dans le tissu social régional.

La construction de Penly 1 et 2 s'est réalisée dans le cadre d'une procédure de "Grand chantier d'aménagement du territoire". Cette qualification de "Grand chantier" est décidée par les Pouvoirs Publics. Elle vise à :

- assurer au personnel employé pendant le chantier des conditions de vie aussi proches que possible de celles de la population locale ;
- adapter l'équipement collectif du territoire voisin aux conditions nouvelles créées par le chantier ;
- développer le recours à l'emploi local en favorisant l'embauche et la formation professionnelle de la main-d'œuvre régionale ;
- aider financièrement les créations d'emplois des entreprises pour assurer le développement autour de la centrale.

Ces finalités conservent toute leur pertinence. EDF demandera aux Pouvoirs Publics leur mise en œuvre si le projet de Penly 3 est confirmé au terme du débat public, pour offrir des leviers nouveaux et complémentaires pour le développement et la compétitivité du territoire.

5.2.4 La concertation autour du projet

Pendant le second semestre 2008, après que l'intérêt du Gouvernement et d'EDF pour construire une deuxième unité de production électronucléaire utilisant la technologie EPR en France a été rendu public, un certain nombre d'acteurs régionaux et locaux ont manifesté leur souhait que cette nouvelle unité soit implantée sur le site de Penly. Des délibérations ont notamment été prises en ce sens par :

- la Communauté d'Agglomération de la Région Dieppoise ;
- le Conseil municipal de Dieppe ;
- la Communauté de communes du Petit Caux ;
- le Conseil municipal de Penly ;
- la Chambre de Commerce et d'Industrie de Dieppe.

L'année 2009 a été mise à profit pour préciser le projet qui est maintenant soumis au débat public. La concertation se poursuivra tout au long du projet. Si le projet est confirmé par EDF à l'issue du débat public, les prochains rendez-vous seront les enquêtes publiques relatives au Décret d'autorisation de création et aux diverses demandes (loi sur l'eau, occupation du domaine maritime, etc.).

i
11.1

Durant la phase de construction, une autre instance de concertation prendra le relais : la Commission Locale d'Information (CLI) des sites de Penly et Paluel qui accompagnera l'unité de production nucléaire pendant toute la durée de son exploitation.

La CLI Paluel-Penly est composée de représentants des collectivités locales et territoriales, d'associations et d'experts. Le Conseil Général en nomme le Président et approuve la nomination de ses membres.



Lettre de la Commission locale d'information nucléaire auprès des centrales de Paluel et Penly.

5.3 La maîtrise du projet

5.3.1 L'organisation retenue

■ Un principe fondateur du projet Penly 3

Il s'agit de reproduire à Penly un réacteur identique à celui de Flamanville 3. L'expérience acquise à toutes les étapes de la construction et de la mise en service de Flamanville 3 sera mise à disposition des équipes chargées de Penly 3. Au-delà des intérêts pour l'économie du projet, ce principe permettra d'utiliser le même référentiel de sûreté.

■ La société de projet, propriétaire de Penly 3

Si le projet est confirmé à l'issue du débat public, Penly 3 fera l'objet d'un partenariat, sous la forme d'une société de projet dont EDF aura la majorité avec plus de 50 % des parts. GDF SUEZ et TOTAL seront associés à l'opération, avec 33,33 % des parts. EDF a aussi entamé des discussions avec d'autres énergéticiens pour les associer dans la limite des 16,66 % restants ; il s'agit en particulier d'Enel, avec qui EDF a noué un accord de coopération dans des projets nucléaires en Italie et en France, et qui est déjà présent dans le projet EPR

de Flamanville 3 ainsi que d'E.ON, deuxième opérateur nucléaire en Europe, qui avait été, aux côtés d'EDF, l'un des commanditaires des études préliminaires de l'EPR dans les années 90.

La société de projet sera propriétaire de Penly 3 et en assurera le financement, de la construction jusqu'à la déconstruction. L'ensemble des coûts et des risques sera partagé entre les associés. Ils bénéficieront en retour de l'électricité produite par Penly 3 au prorata de leur participation, pour alimenter leurs propres clients. Ce principe de partage est déjà mis en œuvre dans le cadre des centrales nucléaires françaises en participation, notamment celle de Flamanville 3 avec Enel (12,5 %), mais également pour d'autres centrales nucléaires belges ou allemandes.

Jusqu'à l'issue du débat public, EDF est le maître d'ouvrage du projet. Ensuite, si la poursuite du projet est décidée, la société de projet pourra être créée et deviendra alors le maître d'ouvrage. Elle reprendra à son compte tous les engagements pris par EDF, notamment dans le cadre du débat public.

■ L'exploitant nucléaire

La loi du 13 juin 2006 (Transparence et Sécurité Nucléaire) et son décret d'application N°2007-1557 prévoient que, pour toute installation nucléaire de base (INB), la personne (morale ou physique) chargée de l'exploiter est responsable de la sûreté nucléaire, qu'elle doit demander l'autorisation de création de l'INB et en sera ensuite le titulaire, interlocuteur unique de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Pour assurer sa mission, l'exploitant nucléaire doit disposer en permanence des ressources, de l'organisation et des personnels, compétents et en nombre suffisant pour :

- comprendre la conception de l'installation et ses conditions de fonctionnement pour l'exploiter ;
- apprécier les enjeux de sûreté nucléaire et de radioprotection ; en cas d'incident ou d'accident, savoir en évaluer les conséquences afin de déterminer et mettre en œuvre les dispositions destinées à en limiter les effets ;
- surveiller le bon accomplissement des activités éventuellement sous-traitées.

Fondements de la société de projet

Une société de projet est une structure mise en place par plusieurs partenaires pour réaliser en commun un projet industriel complexe.

La société de projet aura une personnalité juridique propre, ce qui lui permettra de conclure des contrats et d'avoir son propre patrimoine.

Cette forme sociétale permet aux associés de définir librement des règles de fonctionnement et de gouvernance internes, souples et adéquates. Les partenaires concluront un pacte d'actionnaires permettant l'implication de tous les partenaires et définissant des règles permettant de résoudre et surmonter tout désaccord et ainsi empêcher tout blocage de décision. ■

La responsabilité de l'exploitant nucléaire

La création d'une installation nucléaire de base est soumise à autorisation. Cette autorisation ne peut être délivrée que si, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment, l'exploitant démontre que les dispositions techniques ou d'organisation prises ou envisagées aux stades de la conception, de la construction et de l'exploitation ainsi que les principes généraux proposés pour le démantèlement [...], sont de nature à prévenir ou à limiter de manière suffisante les risques ou inconvénients que l'installation présente [...]. L'autorisation prend en compte les capacités

techniques et financières de l'exploitant qui doivent lui permettre de conduire son projet dans le respect de ces intérêts, en particulier pour couvrir les dépenses de démantèlement de l'installation et de remise en état, de surveillance et d'entretien de son lieu d'implantation [...].

L'autorisation est délivrée par décret pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire et après enquête publique [...]. L'Autorité de sûreté nucléaire autorise la mise en service de l'installation [...]. (Loi TSN, article 29) ■

Il doit aussi disposer des moyens financiers lui permettant d'assurer la sûreté de l'installation, et donc de financer les opérations qui seront nécessaires pour maintenir dans la durée le niveau de sûreté et d'assumer les charges de long terme liées au devenir des déchets radioactifs et au démantèlement de l'installation.

Ces exigences seront décrites dans le décret d'autorisation de création de Penly 3 et leur mise en œuvre fera ensuite l'objet d'une surveillance régulière de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Au jour de rédaction du présent dossier, EDF et ses partenaires n'ont pas encore décidé qui sera l'exploitant nucléaire, entre EDF ou la société de projet elle-même.

Si EDF est l'exploitant nucléaire

La construction et la mise en service seraient alors menées dans la continuité de celles de Flamanville 3, avec la même organisation et les mêmes ressources.

Les équipes chargées de l'exploitation seraient sous la même autorité que les autres unités de production électronucléaire d'EDF, notamment Penly 1 et 2 (Division Production Nucléaire d'EDF). La démonstration des capacités de l'exploitant serait alors simplifiée.

La société de projet confierait à EDF par contrats la construction, l'exploitation et la déconstruction de Penly 3. EDF serait chargée de demander l'autorisation de création.

La société de projet financerait les coûts et les charges engagés par l'exploitant nucléaire, y compris ceux générés par les charges de long terme (démantèlement, retraitement des combustibles et stockage des déchets).

Du fait de sa responsabilité, l'exploitant nucléaire doit pouvoir prendre toutes les décisions engageant la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement (loi TSN, article 28). Dans cette solution, la gouvernance de la société de projet, dont EDF sera actionnaire majoritaire, prévoira explicitement la possibilité pour EDF d'engager sans restriction les dépenses correspondant à de telles décisions, et d'être remboursée par sa filiale.

Ce type d'organisation – l'actionnaire majoritaire de la société propriétaire de l'installation est également exploitant nucléaire – existe en France et dans d'autres pays tels que la Belgique ou l'Allemagne.

Si la société de projet est l'exploitant nucléaire

Dans ce cas, la société de projet devrait disposer par elle-même des capacités techniques et financières requises pour assumer sa responsabilité.

Cela suppose qu'elle dispose, en interne, d'équipes compétentes comptant jusqu'à plusieurs centaines d'ingénieurs et techniciens possédant collectivement l'expérience nécessaire.

Le recrutement et la mise en ordre de marche d'équipes nouvelles seront donc la première tâche de la société de projet. La gouvernance de la société de projet devra être conçue pour que la direction générale soit à tout moment en situation d'assumer les décisions qu'elle devra prendre en tant qu'exploitant nucléaire, quelle que soit la situation économique de la centrale ; la société devra disposer de la part de ses actionnaires des capitaux lui permettant de faire face à ses obligations d'exploitant, ces capitaux étant sa seule source de financement.

■ Une gouvernance approuvée par l'Autorité de sûreté nucléaire

Quelle que soit la solution retenue par les partenaires, l'Autorité de sûreté nucléaire sera amenée à juger de sa pertinence et de son aptitude à garantir la sûreté de Penly 3 à long terme.

L'autorisation de création ne sera décrétée que si les capacités techniques et financières de l'exploitant sont démontrées. EDF et ses partenaires ont la volonté de conclure un pacte d'actionnaires qui apporte les garanties correspondantes à l'ASN, et le soumettront à son accord dans le cadre de la procédure d'autorisation de création.

5.3.2 La nature des travaux

Les travaux préparatoires à l'installation de Penly 3 se décomposent en quatre phases principales :

- le pompage de l'eau de la zone de chantier : il sera nécessaire de pomper le mélange d'eau de pluie et d'eau de mer accumulé dans les fouilles et dans la partie obstruée du chenal qui ont été creusés dans les années 90. Le pompage se poursuivra pendant toute la phase de chantier. Le rejet de ces eaux en mer fera l'objet d'une demande

d'autorisation préfectorale temporaire au titre de la loi sur l'eau, l'autorisation sera relayée ensuite par celle accordée par le décret d'autorisation de création ;

- la reprise des terrassements existants : ces travaux devraient durer environ un an et demi et consistent pour partie en la démolition de 30 000 m³ de béton qui avait été mis en place dans les fouilles. Celui-ci sera concassé et utilisé ultérieurement comme remblai. Le site ayant été préparé pour recevoir quatre unités de production, les terrassements de Penly 3 seront moins importants que ceux effectués pour la réalisation des unités 1 et 2. En effet, à l'époque, il avait fallu déplacer plus de 10 millions de m³ de déblais ; ce volume se réduira à environ 400 000 m³ pour le chantier de Penly 3. Les déblais seront stockés provisoirement sur les plates-formes de chantier du site, puis utilisés pour le remblaiement autour des bâtiments ;
- la réalisation des ouvrages de rejet en mer et des galeries techniques reliant les bâtiments entre eux : la durée prévisionnelle de ces travaux est d'environ trois ans ;
- la phase de construction des bâtiments : cette période d'une durée d'environ quatre ans comporte deux étapes :
 - le génie civil, pour la construction des ouvrages en béton et le montage des charpentes principales ;
 - l'installation des composants électromécaniques (pompes, [générateurs de vapeur](#), vannes...) et les essais.

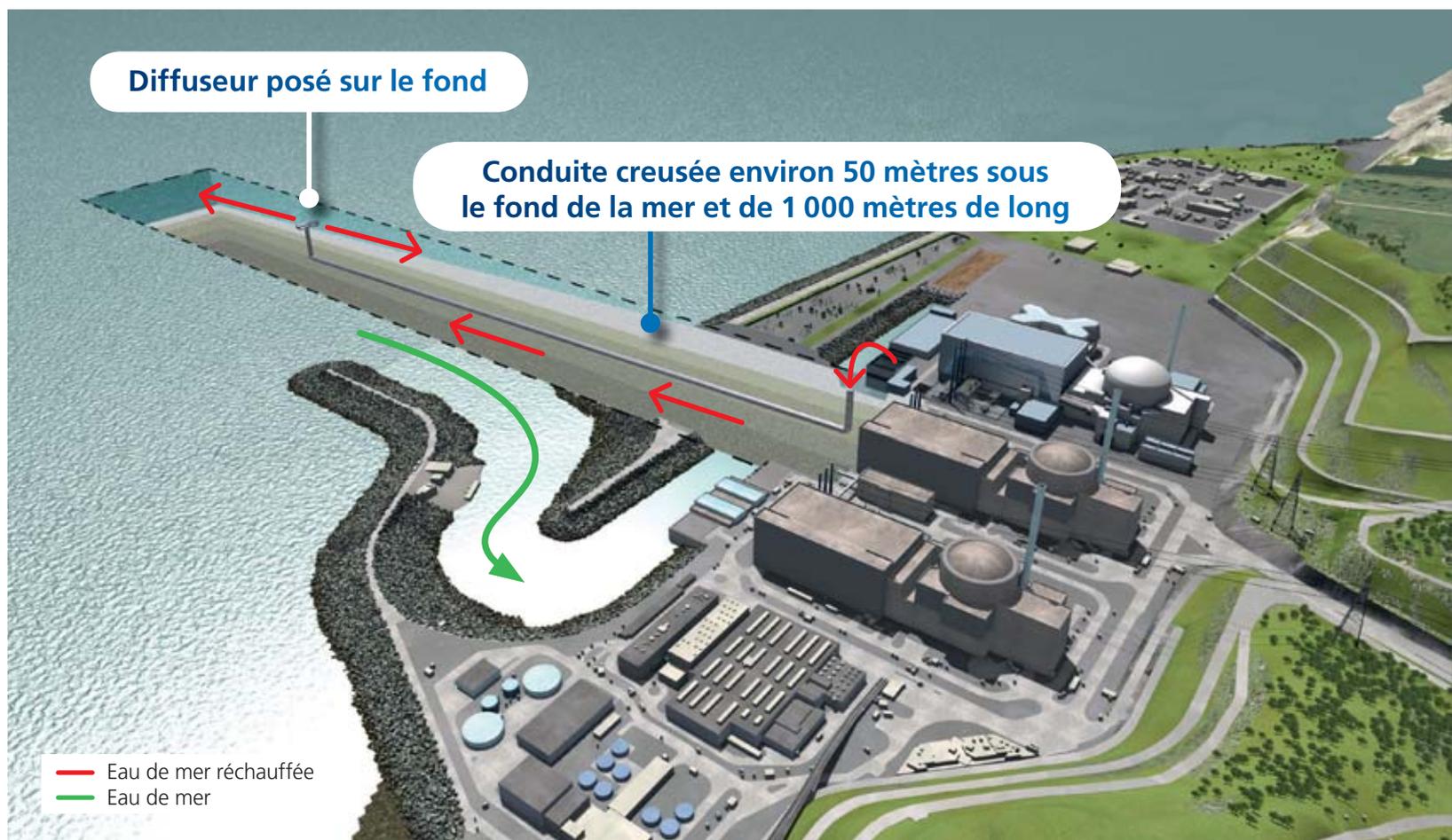
Si le projet est confirmé à l'issue du débat public, le chantier de Penly 3 se mettra en conformité avec les exigences des normes ISO 9000, ISO 14001 et OHSAS 18001.

La norme ISO 14001 constitue un cadre définissant des règles d'intégration des préoccupations environnementales dans les activités de l'entreprise afin de maîtriser les impacts sur l'environnement et ainsi concilier les impératifs de fonctionnement de l'organisme et de respect de l'environnement.

La spécification OHSAS 18001 est le référentiel sécurité de l'entreprise. Il a pour objectif d'avoir une gestion rigoureuse et efficace de la santé et la sécurité au travail.

1. Le volume de béton à mettre en œuvre est estimé à environ 300 000 m³.

2. Les études ACV de la filière nucléaire ont été élaborées en 2002 et validées par un expert indépendant suisse.



Trajet de la conduite sous-marine, une partie de la mer et du sous-sol ont été ôtés pour permettre de visualiser son trajet. La conduite commence par un puits vertical à terre, une conduite sous-marine légèrement en pente, et enfin un puits vertical surmonté d'un diffuseur posé sur le fond de la mer.

5.3.3 Les conséquences du chantier sur l'environnement

▣ Sur le milieu marin

Seule la réalisation du rejet en mer est concernée. Les travaux se feront pour partie à partir d'une plate-forme en mer. Celle-ci sera approvisionnée en matériels et en matériaux par barge. Suivant leur nature, les déblais seront stockés à terre ou déposés en mer, après autorisation, dans des zones pouvant accueillir ce genre de matériaux.

Ce chantier aura un impact très limité sur la flore et la faune marines ainsi que sur la qualité physico-chimique de l'eau de mer.

▣ La préservation de la ressource en eau douce

Pendant la phase de chantier, les besoins en eau douce de Penly 3 cumulés à ceux des deux unités en exploitation resteront inférieurs aux prélèvements autorisés dans l'Yères, soit 9 600 m³/j.

Le besoin en eau douce pour le chantier est estimé à 150 000 m³ pour la première année du chantier, le besoin allant en décroissant pour les années suivantes.

Les besoins en eau potable sont estimés à environ 400 m³/jour.

▣ Le bruit

Les perturbations sonores occasionnées par le chantier seront dues aux travaux de terrassement et aux bruits classiques de construction (engins de travaux publics, centrale à béton...).

L'encaissement du site au pied de la falaise et sa distance aux premières habitations (500 m) atténueront fortement l'impact sonore de la phase de chantier pour les riverains.

Ces perturbations pourraient amener la faune sauvage dont les habitats seraient très proches de la zone de chantier, à changer provisoirement de territoire.

▣ Le trafic routier

Durant le chantier, le transport des personnels, des matériaux de construction et des principaux matériels augmentera le trafic routier sur les axes d'accès au site.

Le trafic dû au chantier est estimé pour les périodes les plus chargées à une moyenne de 80 camions et 1 500 véhicules légers par jour (arrivée et départ). À titre indicatif, le trafic moyen sur la RD 925 qui dessert le site est de 650 camions et 7 200 véhicules légers (chiffres 2008).

Les travaux prévus sur la RD 925 ne sont pas liés au projet Penly 3. Il ne devraient pas perturber le trafic routier, la circulation sera maintenue sur l'ancienne route jusqu'à la mise en service de la déviation.



Penly 1, 2 et 3 en réalité virtuelle, vu de la mer.

■ L'approvisionnement en matériaux

750 000 tonnes environ de matériaux¹ (agrégats, ciment et armatures...) devront être acheminées à partir de 2012 et durant quatre ans.

La situation des carrières, retenues en fonction de la compatibilité de leur produit aux exigences du béton de haute qualité, déterminera le mode de transport. Les quantités à acheminer correspondent à l'équivalent d'une cinquantaine de camions par jour.

■ Le transport des pièces lourdes

Des aménagements ont été réalisés sur le port de Dieppe lors de la construction des unités 1 et 2, pour permettre le déchargement des pièces les plus lourdes (jusqu'à 600 tonnes) qui arrivent par mer. Il est prévu de les réutiliser et d'utiliser ensuite la RD925 pour les acheminer jusque sur le site de Penly.

Le transport des pièces lourdes (cuve, [générateurs de vapeur](#), transformateurs...) sur route est soumis à une procédure particulière instruite par un service spécialisé. Les modalités (itinéraire, horaire) de ces convois seront définies afin de limiter les contraintes pour la population. De l'ordre de 500 convois exceptionnels sont prévus pendant toute la durée du chantier.

■ Les émissions de gaz à effet de serre

Les études d'analyse du cycle de vie effectuées sur le parc existant de centrales nucléaires² montrent que la construction d'une unité de production est à l'origine de moins de 10 % du total des émissions de gaz à effet de serre occasionnées par cette unité pour tout son cycle de vie.

Résultats de l'étude ACV des centrales nucléaires existantes

Étapes	g eq CO ₂ /kWh
Construction et déconstruction	0,4 g (10 %)
Production	0,2 g (5 %)
Combustible (de l'extraction de l'uranium au retraitement et au stockage des déchets)	3,6 g (85 %)
Total	4,2 g

Source: EDF.

Cet ordre de grandeur de 10 % pour la phase chantier devrait aussi être valable pour Penly 3.

6

LES GRANDES ÉTAPES DU PROJET



LA CONSTITUTION DES DOSSIERS NÉCESSAIRES À L'OBTENTION DU DÉCRET D'AUTORISATION DE CRÉATION (DAC) A DÉJÀ COMMENCÉ. DE MÊME, EDF POURSUIT LES ÉTUDES PRÉLIMINAIRES (ADAPTATION AU SITE, SONDAGES GÉOLOGIQUES COMPLÉMENTAIRES...) ET A LANCÉ DES AVIS DE MARCHÉS POUR PRÉPARER LES PREMIERS CONTRATS.

i
11.2

Les durées sont en effet très longues entre le lancement d'un appel d'offre et la signature du contrat. Il est donc nécessaire d'anticiper certaines démarches avant même le débat public pour pouvoir respecter les objectifs de mise en service.

Ces actions ne préjugent en rien de l'issue du débat public, en particulier les contrats de construction ne seront signés qu'après la fin du débat public. EDF poursuit aussi les études approfondies du projet afin d'être prêt à le réaliser.

EDF lancera également des appels d'offres dans cette période, mais n'engagera aucun contrat de construction tant que sa décision de poursuivre le projet ne sera pas prise.

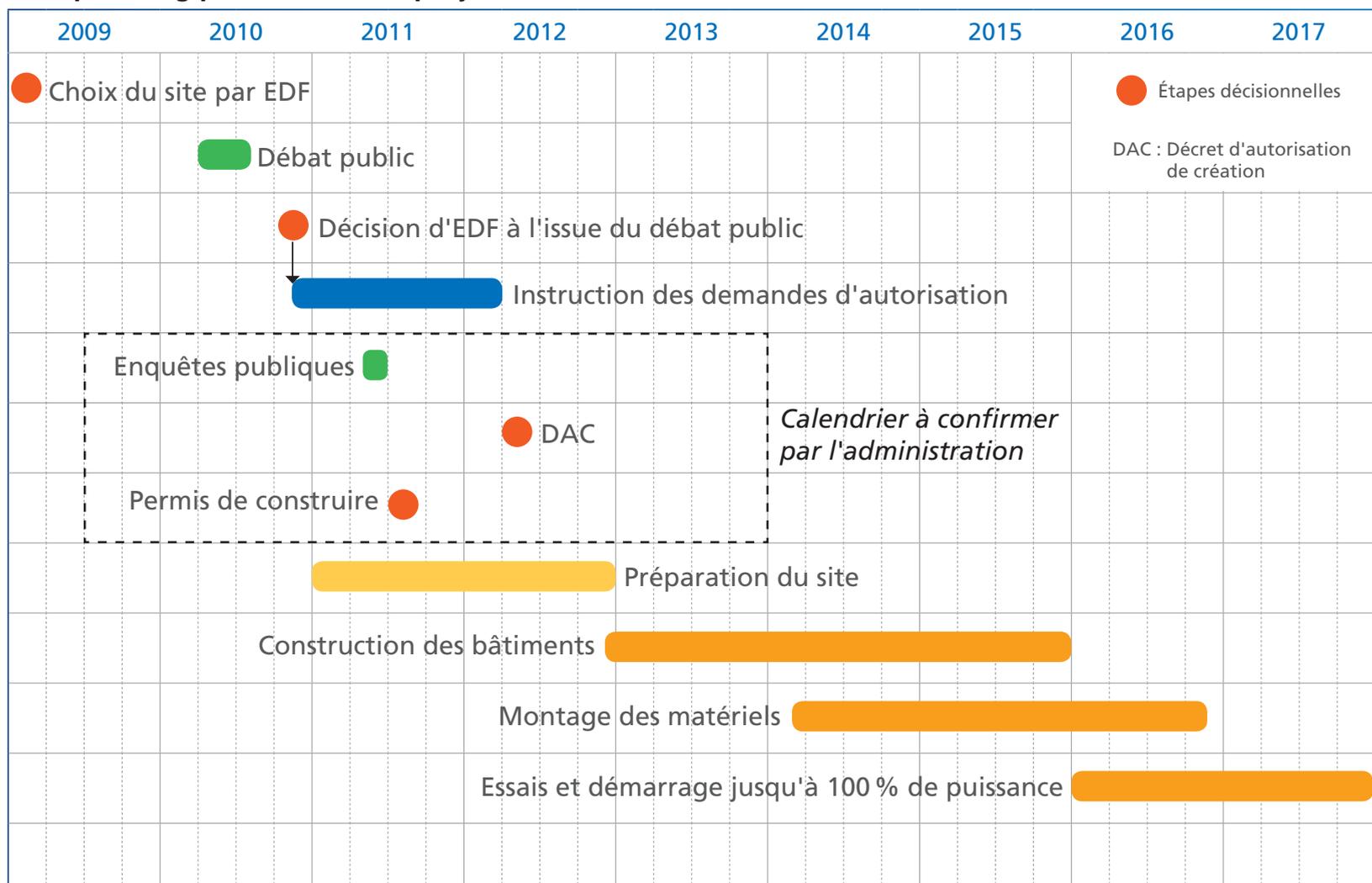
À l'issue du débat public, EDF et ses partenaires prendront en effet leur décision. Si celle-ci est de poursuivre le projet, les demandes d'autorisation de création, de permis de construire et celles pour les travaux prépa-

ratoires seront alors déposées auprès de l'administration. Certaines de ces demandes donneront lieu à une enquête publique. Les premiers travaux de préparation du site (terrassements, démolitions, galeries enterrées, voies d'accès...) pourront débuter après obtention de l'autorisation correspondante.

i
11.1

La construction des bâtiments industriels ne débutera qu'après l'obtention du décret d'autorisation de création (DAC) et du permis de construire, elle sera suivie par les montages et les essais qui termineront la phase d'instruction du projet par l'Autorité de sûreté nucléaire. Celle-ci pourra alors accorder l'autorisation de mettre en service Penly 3. L'unité de production sera progressivement démarrée, avec des étapes clés : chargement du combustible, première réaction nucléaire (divergence), couplage de l'alternateur au réseau électrique qui marque le début de la production d'électricité, enfin montée jusqu'à la pleine puissance.

Le planning prévisionnel du projet



MIEUX COMPRENDRE LES ENJEUX DU NUCLÉAIRE



11 points thématiques pour approfondir certains éléments présentés dans le dossier du maître d'ouvrage



	PAGE
1 // Les partenaires du projet Penly 3	76
1.1 EDF	76
1.2 GDF SUEZ	82
1.3 TOTAL	86
1.4 ENEL	88
1.5 E.ON	90
2 // La région de Penly	92
2.1 Aspects socio-économiques	92
2.2 La filière énergie de Haute-Normandie	95
3 // L'installation de Penly 3	96
4 // L'électricité	98
4.1 Les différents moyens pour produire de l'électricité en France	98
4.2 Les gaz à effet de serre et la production d'électricité	102
4.3 Le coût de production des différents moyens de production	103
5 // L'électricité en France et en Europe	105
5.1 L'ouverture des marchés de l'électricité en Europe	105
5.2 La maîtrise de la demande d'énergie (MDE)	107
5.3 La production d'électricité en France	108
6 // Les centrales électronucléaires	110
6.1 Le principe de la réaction nucléaire	110
6.2 Le principe de fonctionnement des réacteurs REP	112
6.3 L'histoire de la production électronucléaire	113
6.4 Les différentes générations de réacteurs nucléaires	114
6.5 La sûreté des centrales nucléaires	116

	PAGE
6.6 La radioprotection	118
6.7 L'industrie électronucléaire française	119
6.8 Les centrales nucléaires dans le monde	119
6.9 La déconstruction des centrales nucléaires	120
7 // Nucléaire et environnement	122
7.1 Les rejets de Penly 3	122
7.2 Réglementation et optimisation des rejets	126
7.3 Les déchets radioactifs	127
7.4 Le recyclage du combustible nucléaire	130
7.5 L'organisation de crise	132
8 // La transparence dans le nucléaire	134
9 // Le contrôle des centrales nucléaires	135
9.1 Qui contrôle les centrales nucléaires ?	135
9.2 La durée de fonctionnement des centrales nucléaires	137
10 // Le débat public de Flamanville 3	138
11 // Le processus décisionnel de Penly 3	140
11.1 Qui décide ?	142
11.2 La demande d'autorisation de création, principale procédure administrative	143
Annexes	147
Glossaire	148
Dictionnaire des sigles	151
Décisions de la CNDP	152

1

LES PARTENAIRES DU PROJET PENLY 3



Réunion de préparation d'arrêt pour maintenance.

1.1 EDF

EDF, un acteur majeur de l'énergie, présent dans le monde

Le groupe EDF est un leader européen de l'énergie, présent sur tous les métiers de l'électricité, de la production au négoce, et de plus en plus actif sur la chaîne du gaz en Europe. Acteur principal du marché français de l'électricité, il est implanté également en Europe.

Dans le secteur de l'électricité, il dispose du premier parc de production et du premier portefeuille de clientèle en Europe et intervient de manière ciblée dans le reste du monde. Il est le principal opérateur de réseaux en Europe et présente ainsi, par son modèle d'activité, un équilibre entre activités régulées et concurrentielles.

Pour la période 2008-2012, le groupe a arrêté cinq priorités stratégiques et va investir durablement dans :

- la relance du nucléaire dans le monde ;
- les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique ;
- la production et les réseaux en France ;
- le renforcement de son leadership en Europe ;
- la sécurisation de ses approvisionnements gaziers.



Les chiffres clés (2008) du groupe EDF

- **38,1 millions** de clients dans le monde
- **160 913 salariés** dans le monde
- **64,3 milliards** d'euros de chiffre d'affaires
- **609,9 TWh** de production dans le monde

Implantation du groupe EDF en Europe



Source : EDF.

La production d'EDF en France

Avec les énergies nucléaire, hydraulique, thermique à flamme et les autres énergies renouvelables, EDF exploite un parc de production d'électricité diversifié, complémentaire et performant.

Le nucléaire constitue le socle de la production d'EDF en France, avec 58 unités de production réparties sur 19 sites.

La construction d'une nouvelle unité de production électronucléaire de type EPR, à Flamanville (Manche), s'inscrit dans le cadre du projet industriel du groupe EDF, en accord avec la politique énergétique nationale. L'objectif de démarrage de l'unité est 2012, pour une première production commercialisée en 2013.

Les chiffres clés 2009 de la production d'EDF¹ en France (hors systèmes insulaires)

- **448 TWh : production**
 - 87,0 % nucléaire
 - 9,4 % hydraulique
 - 3,6 % thermique à flamme
- **96 800 MW : puissance installée**
 - 63 100 MW nucléaire
 - 20 000 MW hydraulique
 - 13 700 MW thermique à flamme
- **Plus de 95 % de la production quasiment sans émission de CO₂.**

Les principaux sites de production d'EDF en France, hors systèmes insulaires



Source : EDF.

1. Valeurs hors filiales. Certaines filiales non comprises dans le bilan ci-dessus, disposent de capacités de production à partir d'énergies renouvelables (éolien, hydraulique, traitement des déchets...).

Les projets de centrales nucléaires d'EDF en France et à l'étranger

La communauté internationale est aujourd'hui confrontée à une hausse régulière de la consommation d'électricité dans le monde. Un nombre croissant de pays estime que l'énergie nucléaire peut constituer une réponse aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte de lutte contre l'effet de serre et dans un environnement énergétique marqué par un prix du pétrole durablement élevé.

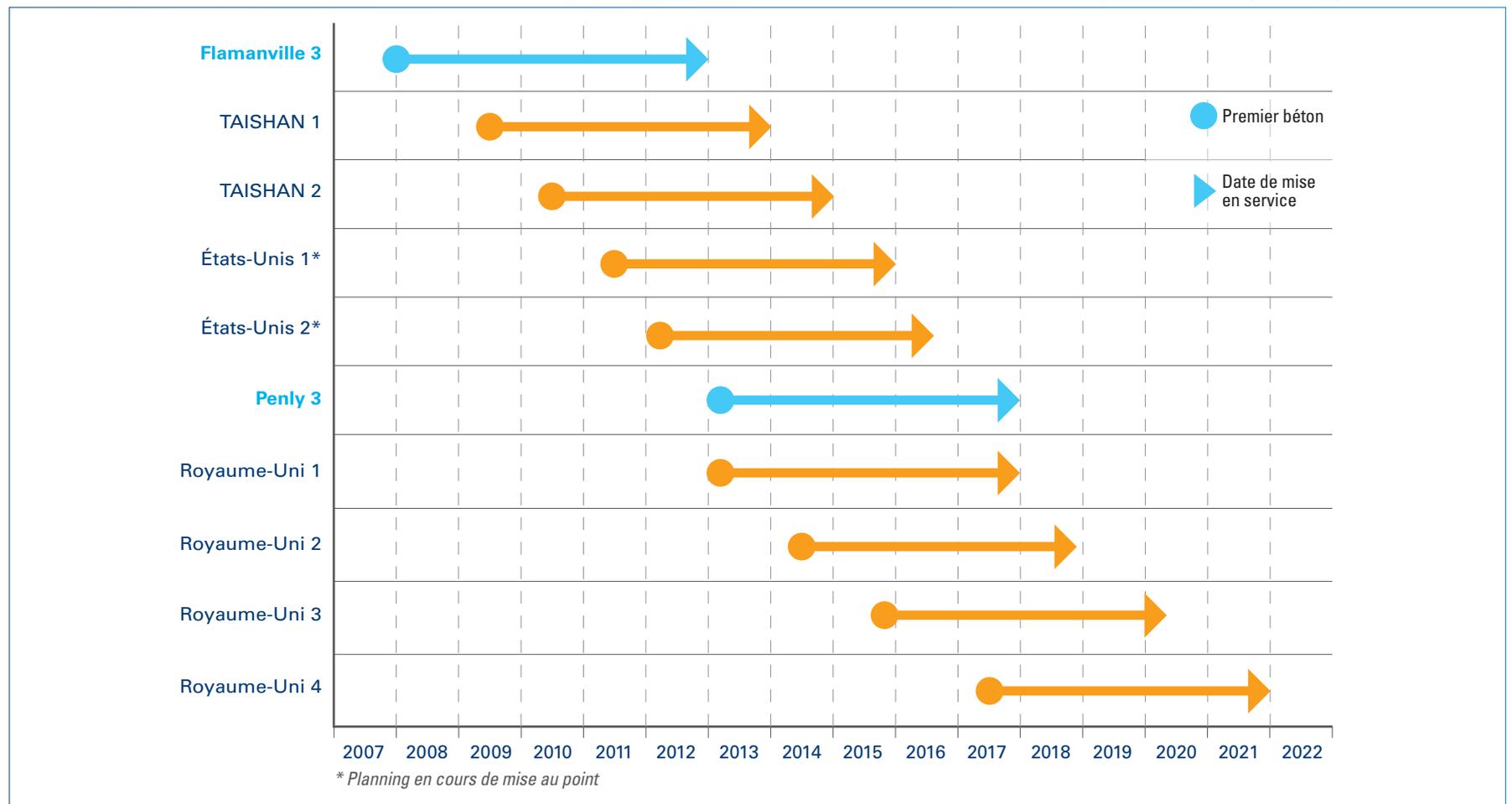
D'ici 2020, les perspectives de mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde sont estimées à 160 000 MW. Cette relance du nucléaire dans le monde offre à EDF, leader mondial de l'exploitation nucléaire, l'opportunité d'en être un acteur. Son savoir-faire en exploitation et en ingénierie, enrichi par l'actuelle construction du nouveau réacteur nucléaire de type EPR à Flamanville (Manche), lui confère légitimité et crédibilité.

EDF souhaite être un investisseur et un partenaire industriel pour la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires en Europe et dans le monde.

Quatre pays prioritaires ont été retenus par le groupe EDF : les États-Unis et la Chine, où des accords industriels stratégiques ont été signés en 2007 dans le cadre de programmes d'équipement nucléaire, le Royaume-Uni où le gouvernement a initié un processus de construction de nouvelles centrales, et enfin l'Italie.

Plusieurs unités électronucléaires de type EPR sont déjà en cours de réalisation ou de développement : en France (Flamanville 3) et dans le monde, en Chine (Taishan), aux États-Unis et au Royaume-Uni.

Cadencement des différentes unités de production électronucléaires "EPR" auxquelles EDF participe



Source : EDF.

▣ Les actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) d'EDF en France

Au-delà de son rôle de fournisseur d'énergie, EDF renforce ses actions destinées à l'amélioration de l'efficacité énergétique des installations de ses clients. L'objectif est de conduire à une diminution de la facture énergétique des clients, associée à la lutte contre le changement climatique.

Inscrite dans cette démarche, la MDE fait partie intégrante de la stratégie d'EDF (prix compétitifs, offres simples et souples, services et conseils innovants...).

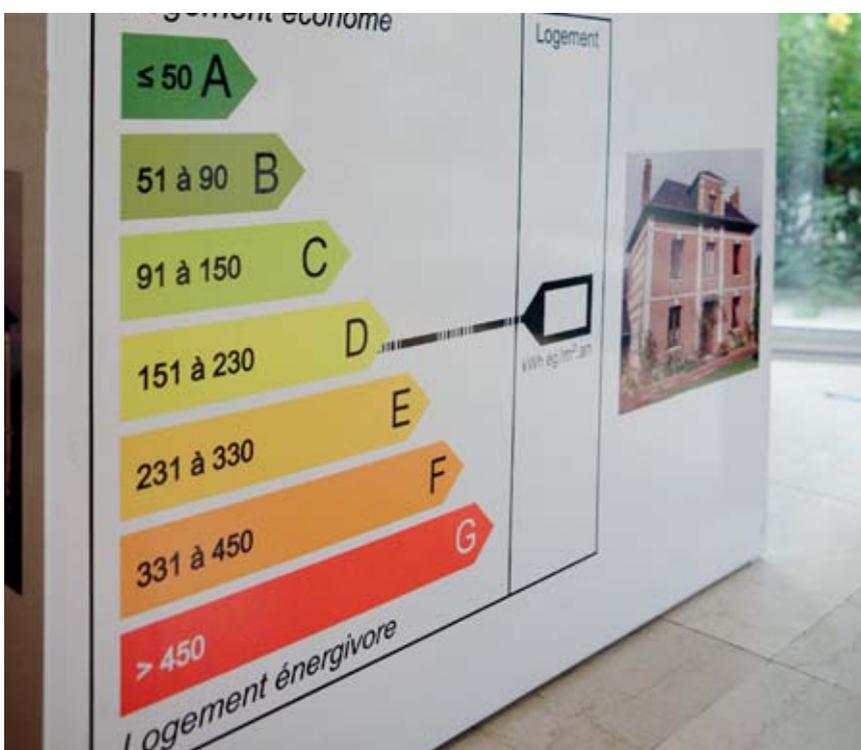
Il s'agit pour EDF de :

- tenir ses engagements en faveur du développement durable en adaptant au mieux sa production d'énergie, notamment pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et participer à l'optimisation du système électrique ;
- répondre aux attentes de ses clients qui souhaitent réaliser des économies financières tout en participant à la nécessité collective de préserver l'environnement.

Quelques exemples concrets de la politique d'EDF en matière de MDE :

Au travers des certificats d'économies d'énergie (CEE)

Entre mi-2006 et mi-2009, EDF a accompagné la rénovation thermique de près de 500 000 logements (dont plus d'un quart de logements sociaux), soutenu la diffusion de plus de 10 millions de lampes basse consommation, accompagné plus de 4 000 entreprises et 2 000 collectivités territoriales dans des démarches d'efficacité énergétique.



La classification énergétique des bâtiments.

L'éco-efficacité énergétique

EDF aide ses clients à engager des projets d'éco-efficacité énergétique et accompagne leur mise en œuvre.

L'offre s'étend du conseil à la réalisation des travaux, pour les clients particuliers, comme pour les entreprises, les bailleurs sociaux et les collectivités territoriales. Pour porter ses offres, EDF coopère essentiellement avec 5 000 partenaires installateurs. EDF s'appuie aussi sur certaines de ses filiales pour commercialiser des solutions centrées sur le photovoltaïque et la pompe à chaleur,



Travaux d'isolation.

dont les matériels sont fournis par EDF Energies Nouvelles Réparties, filiale commune à EDF et EDF Energies Nouvelles. De même, auprès des entreprises et collectivités territoriales, EDF Optimal Solutions propose une offre d'intégrateur de services incluant un interlocuteur unique, des équipements consommant moins d'énergie et émettant moins de CO₂, l'installation sur site de ces équipements, des contrats de maintenance et d'exploitation, des financements adaptés, des garanties de résultat et des téléservices.



Le logement, première source d'économie d'énergie.



Distribution de lampes à basse consommation à Toulouse.



Véhicule hybride rechargeable (Toyota).

Pour développer la compétence professionnelle dans ces domaines nouveaux, EDF participe à un programme de formation des artisans et salariés du bâtiment, aux côtés de l'ADEME et des fédérations professionnelles du secteur ; elle a ainsi contribué à la formation de plus de 15 000 professionnels à ce jour, avec un objectif de 50 000 professionnels formés d'ici à fin 2010.

Les actions de maîtrise de la demande d'énergie sont particulièrement importantes pour les populations les plus démunies. EDF a depuis très longtemps développé une politique d'aide à la gestion de l'énergie en partenariat avec les collectivités locales, les acteurs sociaux, les bailleurs sociaux et les associations de lutte contre la précarité et l'exclusion.

Par exemple, EDF a financé une distribution gratuite de 1 million de lampes à basse consommation en partenariat avec "les Restos du Cœur" ; EDF s'engage également aux côtés de la Fondation Abbé Pierre dans le programme "2 000 toits pour 2 000 familles".

La voiture électrique

EDF favorise le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, économes en énergie et aussi peu émetteurs de CO₂ que l'est le parc de production qui les alimente. Le partenariat conclu avec Toyota en 2007 se poursuit. En 2008, EDF a conclu deux nouveaux partenariats, avec Renault-Nissan et PSA Peugeot-Citroën, pour le développement de véhicules hybrides rechargeables.

La production d'électricité d'EDF à partir d'énergies renouvelables en France

L'engagement d'EDF en matière d'énergies nouvelles renouvelables (éolien, solaire, biomasse) est porté principalement par EDF Energies Nouvelles, filiale à 50 % d'EDF. La production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique est assurée directement par EDF.

Le développement des énergies renouvelables est un axe stratégique prioritaire du groupe EDF qui engage d'importants investissements dans le monde, en s'appuyant sur ses équipes de Recherche et Développement (R&D) et d'ingénierie. Le groupe investit sélectivement sur des filières d'avenir, ses relais de croissance sont l'éolien offshore, la biomasse, les biocarburants, le biogaz, les énergies de la mer, ainsi que les énergies réparties.

L'hydraulique

Premier producteur hydroélectrique européen, EDF exploite un parc de 20 400 MW en France. Sa production en 2009 a été de 41,9 TWh en France, soit 35,1 TWh nette de la consommation liée au pompage.

Même si 95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France, EDF poursuit le développement de son activité hydraulique par la réalisation et l'étude de nouveaux projets. Les plus importants concernent :

- un plan de développement sur le Rhin de l'énergie hydraulique de 225 millions d'euros pour une puissance de 130 MW au total ;
- un démonstrateur de ferme hydrolienne à Paimpol-Bréhat dans les Côtes d'Armor ; il exploitera l'énergie des courants des marées et devrait être mis en service en 2012 ;

- la production à partir des débits réservés, qui continuera à être développée ;
- le développement de la "Petite hydraulique" (centrales de puissance inférieure à 12 MW) ;
- dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages : l'aménagement de Gavet (Isère) consiste ainsi remplacer les six centrales hydrauliques en fin de vie installées sur la Romanche, par une seule, la centrale de Gavet, d'une puissance de l'ordre de 90 MW pour une production d'environ 0,54 TWh. La mise en service est prévue pour 2013 ;
- la construction du barrage du Rizzanese en Corse, avec un objectif de mise en service en 2012.



Parc éolien de Veulettes-sur-mer.

L'éolien

EDF Energies Nouvelles a mis en service en 2008 et 2009 plusieurs parcs éoliens en France : Salles-Curan dans l'Aveyron (87 MW), Fiennes dans le Pas-de-Calais (11,5 MW) et Sauveterre dans le Tarn (12 MW). D'autres parcs devraient être mis en service dans les prochaines années, sept sont actuellement en construction pour une puissance totale de 110 MW. Au 30 juin 2009, la puissance installée est de 287 MW.

Le solaire

EDF Energies Nouvelles fait du solaire son second axe de développement. En 2008, EDF EN a mis en service l'unité de Narbonne qui est la plus grande de France avec 7 MWc. Au 30 juin 2009, la puissance installée est de 7,4 MWc.

L'ensemble des projets en construction (parcs au sol et grandes toitures) représente une puissance de 64 MWc.

La biomasse

EDF, via EDF Energies Nouvelles, Dalkia, filiale détenue avec Veolia Environnement, et TIRU (Traitement Industriel des Résidus Urbains) développe le recours à la biomasse (bois et déchets) pour alimenter des chaufferies. En 2008, les 21 unités de TIRU ont produit 0,248 TWh d'électricité et 11 077 TeraJoules de chaleur. TIRU a inauguré en 2008 un complexe de valorisation de déchets comprenant une unité énergétique qui alimente en chauffage urbain 182 000 habitants de la banlieue parisienne.



Centrale hydraulique de Gamsheim.

1.2 GDF SUEZ

▣ GDF SUEZ, un des premiers énergéticiens au monde

L'un des premiers énergéticiens intégrés au niveau mondial, GDF SUEZ est présent sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval. GDF SUEZ s'appuie sur un portefeuille d'approvisionnement diversifié et un parc de production électrique flexible pour relever les grands défis énergétiques du 21^e siècle et pour proposer des solutions innovantes à ses clients : particuliers, collectivités et entreprises.

GDF SUEZ dispose d'un parc de production électrique performant et d'un portefeuille d'approvisionnement gazier parmi les plus diversifiés au monde.

Parmi les énergéticiens européens, GDF SUEZ dispose de trois atouts spécifiques : un positionnement fort dans le gaz naturel liquéfié, une présence marquée dans les services d'efficacité énergétique et une capacité de premier rang pour le développement et l'exploitation des centrales électriques.

Pour poursuivre l'optimisation de son parc de production, GDF SUEZ compte sur trois de ses points forts :

- le "mix énergétique" afin de garantir avec constance la fourniture d'électricité à un prix compétitif, et de contribuer à la limitation des rejets de gaz à effet de serre ;
- la capacité d'exploiter les centrales nucléaires avec toutes les exigences de sûreté. Le nucléaire représente actuellement quelque 9 % de la production électrique mondiale de GDF SUEZ, derrière les centrales au gaz, les centrales thermiques classiques et les énergies renouvelables ;
- le développement et la gestion de grands projets énergétiques dans le monde entier (ex : 3 450 MW à Jirau au Brésil, 2 700 MW à Marafiq en Arabie Saoudite, soit une puissance équivalente à quatre EPR pour ces deux seuls projets).



Les chiffres clés 2008 du groupe GDF SUEZ

- **22 millions** de clients dans le monde
- **200 000 collaborateurs** dont :
 - 134 600 dans l'énergie et
 - 65 400 dans l'environnement
- **83,1 milliards** d'euros de chiffre d'affaires
- **11,8 milliards** d'euros d'investissements
- **68 400 MW** de capacité de production électrique avec un objectif de 100 000 MW en 2013

▣ La production de GDF SUEZ en France

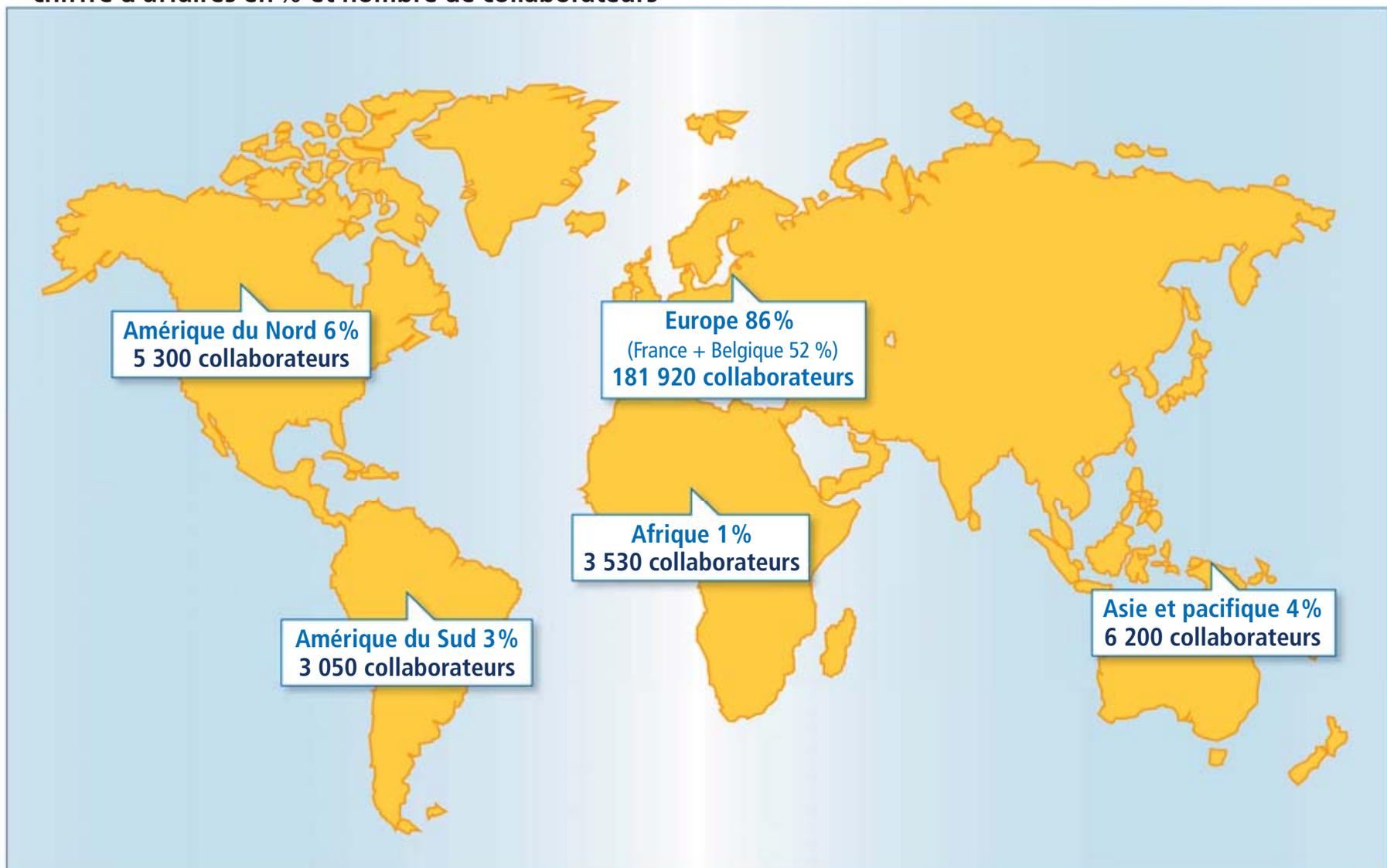
En France, le Groupe est l'un des rares opérateurs privés du marché de la fourniture d'électricité à pouvoir adosser son activité sur des capacités de production situées dans l'Hexagone. Cet élément différenciant est une source majeure de sécurité d'approvisionnement pour ses clients.

Fin 2008, le Groupe disposait d'une capacité installée de production d'électricité de 6 482 MW, répartie comme indiqué sur la figure ci-après. Le nucléaire provient des droits de tirage contractuels du Groupe sur les centrales du Tricastin et de Chooz. GDF SUEZ a commercialisé en France 32 TWh en 2008 toutes sources confondues.

Les chiffres clés 2008 de GDF SUEZ en France

- **1^{er}** fournisseur de gaz naturel
- **2^e** producteur d'électricité
- **1^{er}** acteur dans la maintenance des chaudières individuelles
- **294 TWh** de gaz vendu
- **10 700 collaborateurs** (Branche Énergie)
- **14 457 M€** de chiffre d'affaires

Présence du Groupe dans le monde chiffre d'affaires en % et nombre de collaborateurs



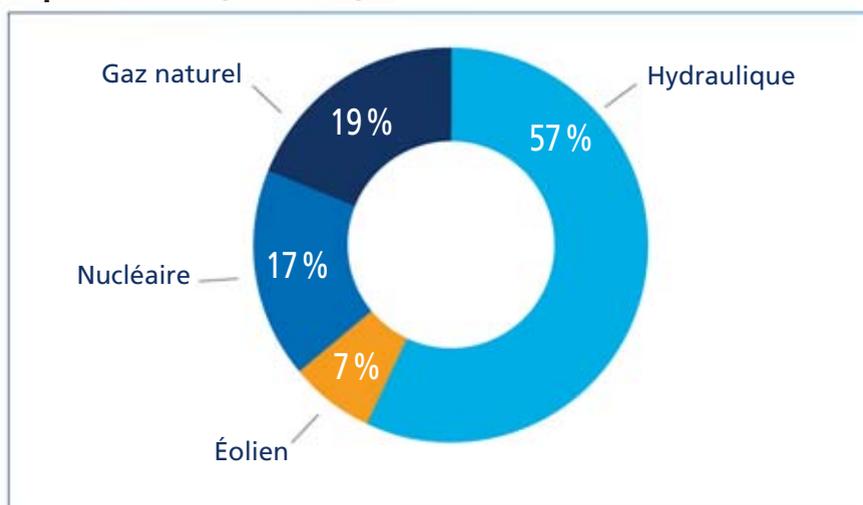
Source : GDF SUEZ.

L'hydraulique est assurée par 19 barrages sur le Rhône (CNR) et par 50 usines hydroélectriques, du Massif Central aux Pyrénées.

La centrale à cycle combiné (gaz et vapeur) de Dunkerque DK6 participe au thermique dans l'attente des centrales de CyCoFos et Combigolfe à Fos-sur-Mer et Montoir de Bretagne.

L'éolien se développe au travers de plusieurs filiales dont Maïa Eolis et la Compagnie du Vent.

Capacités électriques de GDF SUEZ en France par source (fin 2008)



Source : GDF SUEZ.

Expérience et projets dans le nucléaire

GDF SUEZ détient une expérience de 45 ans dans le nucléaire avec des performances en matière de sûreté comme de disponibilité de premier rang mondial. Il maîtrise de fortes compétences tant à l'amont (ingénierie, achat, exploitation, maintenance) qu'à l'aval (gestion des déchets, démantèlement) de cette filière de production. L'objectif de GDF SUEZ est d'être propriétaire et d'exploiter de nouvelles centrales nucléaires de troisième génération à l'horizon 2020.

- **Le Groupe exploite 7 tranches nucléaires en Belgique**, à Tihange et à Doel, d'une capacité totale de 6 000 MW, et possède des participations dans les centrales nucléaires françaises de Chooz et de Tricastin à hauteur de 1 170 MW et dans les centrales nucléaires allemandes d'Unterweser, de Gundremmingen et de Krümmel à hauteur de 700 MW ;
- **La performance opérationnelle** des unités nucléaires exploitées par GDF SUEZ est, avec un taux de disponibilité supérieur à 89 %, une référence parmi les producteurs européens comparables ;
- **La priorité absolue est accordée à la sûreté**, l'objectif étant de maintenir en fonctionnement le parc

nucléaire actuel dans de hautes conditions de sûreté. Les derniers audits internationaux ont souligné les performances en la matière de GDF SUEZ.

En ce qui concerne les nouveaux projets de construction, GDF SUEZ se trouve aujourd'hui dans une phase active de développement, en et hors d'Europe.

- En France, GDF SUEZ est engagé aux côtés d'EDF à hauteur de 33,33 % avec Total, à la construction et à l'exploitation à Penly du deuxième EPR. L'État a reconnu "la volonté de GDF SUEZ d'assurer la maîtrise d'ouvrage et l'exploitation de l'EPR suivant" ;
- Le Groupe a été retenu, aux côtés d'autres partenaires européens, pour la construction des unités 3 et 4 de la centrale de Cernavoda en Roumanie (2x720 MW) ;
- Au Royaume-Uni, GDF SUEZ a acquis en consortium une option d'achat d'un terrain, adjacent à Sellafield, pour disposer d'un site nucléaire capable d'accueillir 3 600 MW à l'horizon 2020 ;
- Hors d'Europe, GDF SUEZ veut développer ses capacités de production nucléaire d'électricité dans des régions où le Groupe est déjà fortement présent. Ce développement ne se fera qu'avec des pays s'engageant à mettre en place une éthique et un cadre de responsabilité en matière de sûreté ;
- GDF SUEZ, premier électricien privé au Brésil, a manifesté son intérêt pour le développement de projets nucléaires. Un accord de coopération a été signé entre GDF SUEZ, Eletrobras et Eletronuclear début septembre 2009 ;
- Le Groupe a également pris des contacts avec les autorités et les industriels d'autres pays comme le Chili, les États-Unis, la Jordanie et la Thaïlande.

▣ Maîtrise de la demande d'énergie (MDE)

La politique du Groupe est illustrée par les engagements pris fin 2007 à l'occasion des assises du Grenelle de l'environnement, notamment en matière d'efficacité énergétique des bâtiments :

- en proposant une offre intégrée, optimisant les dimensions émissions, consommation d'énergie et qualité de l'air intérieur ;
- en développant, pour ces prestations, des contrats de performance dans la durée, assortis d'un diagnostic initial et d'indicateurs de suivi afin de garantir aux clients des économies d'énergie réelles et durables (typiquement 20 %).

Leader européen des services à l'énergie, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ Énergie Services en 2008 est de 14 milliards d'euros avec 80 000 collaborateurs,

1 300 implantations en Europe et une présence dans 30 pays. GDF SUEZ propose à l'industrie, au tertiaire, aux collectivités et administrations publiques, des solutions d'efficacité énergétique et environnementale très diversifiées. Celles-ci permettent aux clients d'optimiser leurs actifs, de mieux gérer leurs coûts et de se concentrer sur leur métier de base. Au travers de sa filiale Cofely, ce sont la réalisation de bâtiments "verts" éco-performants (tel le Green Square à Bruxelles), les économies d'énergie (usine Valéo - Isère et site pilote de L'Oréal - Loiret), des éco-quartiers alimentés uniquement en énergies renouvelables en France (Limeil-Brévannes), au Pays-Bas et au Royaume-Uni.

À l'introduction progressive des certificats blancs ou certificats d'économie d'énergie dans l'Union Européenne, aux engagements nationaux ou européens particulièrement ambitieux quant aux économies énergétiques viennent s'ajouter les préoccupations économiques et environnementales.

▣ GDF SUEZ, acteur majeur des énergies renouvelables

Afin de contribuer à l'objectif de la France en matière d'énergies renouvelables (23 % de la consommation totale en 2020), GDF SUEZ augmente significativement ses capacités de production dans le domaine des énergies renouvelables.

L'hydraulique

Deuxième énergie exploitée par GDF SUEZ après le gaz naturel, l'hydraulique représente au niveau mondial 19 % de sa capacité installée. Exploitant d'installations hydroélectriques depuis plus de 30 ans, le Groupe bénéficie d'une reconnaissance internationale.

L'éolien

Premier exploitant d'éolien en France avec 525 MW installés à fin juin 2009, le Groupe souhaite représenter à terme 15 % du marché français, soit le double de son poids constaté à mi-2008.

Le solaire

GDF SUEZ contribue au développement de l'énergie solaire à travers des projets de centrales solaires, l'accompagnement des entreprises et des collectivités dans le choix des énergies renouvelables, la fabrication des équipements photovoltaïques. Par ailleurs, le Groupe promeut les installations de panneaux solaires auprès du grand public.

La biomasse

Le Groupe exploite de nombreuses chaufferies alimentées partiellement ou totalement au bois. Sa participation au développement de ce marché est très active, notamment dans le cadre des appels d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie, portant sur des installations de production d'électricité à partir de biomasse.

▣ Engagement de GDF SUEZ pour le service public

GDF SUEZ vient de signer un nouveau contrat avec l'État qui conforte les missions de service public du Groupe et clarifie les conditions des évolutions tarifaires du gaz naturel en France. De ce contrat quatre points sont à retenir :

- **une meilleure réponse aux préoccupations des particuliers**

GDF SUEZ renforce ses responsabilités et engagements dans la fourniture des énergies aux clients particuliers.

- **une assurance de sécurité des biens et des personnes**

Le Groupe adapte ses actions et politiques en matière de sécurité et réoriente ses priorités par des actions de sécurisation des conduites d'immeubles, de rénovation des stockages, de protection des ouvrages de transport.

- **un développement des actions orientées vers les clients modestes**

Concernant les clients démunis, GDF SUEZ s'engage à augmenter sa participation au Fonds de Solidarité Logement, à faciliter la relation avec ces clients, à sécuriser les installations intérieures des ménages modestes et à promouvoir les tarifs sociaux.

- **un respect des orientations du Grenelle de l'environnement**

Le Groupe s'engage à limiter l'impact de ses activités sur l'environnement et à recommander auprès de ses clients une meilleure utilisation de l'énergie.

▣ GDF SUEZ force vive en territoire

Sur ce territoire haut-normand considéré comme la quatrième plaque industrielle française, axe Rouen-Le Havre, le Groupe dispose de 40 entités, un effectif de 2 750 personnes pour un chiffre d'affaires de plus de 1,3 milliards d'euros. Présent dans l'éolien, les chaufferies au bois, la maintenance industrielle, les infrastructures gaz, eau et assainissement, la construction ; partenaire dans les activités de mécénat artistique, les sports ou le développement durable, le Groupe est un acteur économique majeur incontournable en Haute-Normandie.

▣ Intérêt pour GDF SUEZ d'investir à Penly

GDF SUEZ a toujours affirmé sa volonté de participer, en tant qu'acteur majeur, au marché domestique de la production d'électricité en base avec les atouts techniques et économiques du nucléaire. GDF SUEZ se réjouit donc de participer, aux côtés d'EDF, à la construction et à l'exploitation de l'EPR à Penly.

1.3 TOTAL

▣ Un Groupe énergétique international

Les activités de Total couvrent l'ensemble de la chaîne pétrolière et gazière : Amont (exploration, développement et production de pétrole et de gaz naturel, GNL) et Aval (raffinage, distribution, trading et transport maritime de pétrole brut et de produits pétroliers).

En outre, Total opère des centrales de production d'électricité dans différents pays. Total prépare l'avenir énergétique en s'engageant dans la production d'énergies nouvelles complémentaires (nucléaire, solaire, biomasse).

Le Groupe Total a des activités dans la Chimie de Base (pétrochimie et fertilisants) et la Chimie de Spécialités (caoutchouc, résines, adhésifs et métallisation) dont les produits sont destinés à l'industrie ou à la grande consommation.

Par sa dimension internationale et ses activités dans les secteurs de l'énergie et de la chimie, Total est directement concerné par les questions relatives aux grands équilibres économiques, sociaux et environnementaux. Les principaux enjeux de ses responsabilités d'industriel sont : de développer durablement son offre énergétique, d'assurer la sécurité de ses opérations et de limiter leur impact sur l'environnement, de participer à la lutte contre le changement climatique, de respecter et promouvoir les droits humains, de prendre en considération les communautés riveraines de ses installations et de contribuer au développement de l'économie nationale.

▣ Une forte implantation en France

L'ensemble des activités de Total est représenté en France, qu'il s'agisse de l'exploration production avec l'exploitation du gisement de gaz de Lacq, du raffinage des produits pétroliers, du transport et de la distribution d'hydrocarbures et de produits dérivés, de la chimie et des énergies renouvelables. En 2008, Total exploitait 160 sites industriels en France. Il dispose d'une capacité de production d'électricité en cogénération sur son site de Gonfreville (140 à 240 MW).

En recrutant en France près d'un quart de ses effectifs (en 2008) et en maintenant l'ingénierie de beaucoup de ses projets internationaux en France, Total offre des débouchés aux ingénieurs et diplômés des écoles françaises et contribue au rayonnement international du savoir-faire technologique français.



Les chiffres clés 2008 de TOTAL dans le monde

- **Cinquième groupe pétrolier mondial¹**
- **96 950 collaborateurs**, dont près de 37 000 en France
- **Présent** dans plus de 130 pays
- **Activités d'exploration et de production** dans plus de 40 pays
- **Production de pétrole et de gaz** dans 30 pays
- **Chiffre d'affaires 2008**: 179,9 milliards d'euros

C'est en France que Total déploie la majeure partie de ses efforts de recherche, tant en termes humains (2 215 personnes) que financiers (345 M€ de budget en 2007, soit 56 % de l'effort).

Total contribue en France à soutenir le développement de l'énergie photovoltaïque à travers l'installation de panneaux solaires sur certains de ses établissements et le développement d'actions pédagogiques autour de ces projets.

▣ Total et le nucléaire

Pour Total, l'énergie nucléaire constitue l'un des éléments de réponse aux défis énergétiques et climatiques de la planète car elle n'émet quasiment pas de gaz à effet de serre et permet une production de masse d'électricité.

Fort de cette conviction – et en s'appuyant sur son expérience reconnue dans la gestion de grands projets à fort contenu technologique – le Groupe s'engage aujourd'hui dans cette filière avec la volonté de devenir à long terme investisseur-exploitant de centrales nucléaires.

1. Selon le critère de la capitalisation boursière (en dollar) au 31 décembre 2008.

Cet objectif s'inscrit dans le cadre d'une stratégie d'élargissement de l'offre de solutions énergétiques du Groupe au-delà de ses métiers traditionnels liés aux énergies fossiles. Total souhaite ainsi, contribuer à répondre à des besoins croissants en énergie dans le monde en développant également des projets dans les domaines du nucléaire, de l'énergie solaire et de la biomasse.

L'engagement du Groupe dans le nucléaire s'inscrit dans le long terme. Il repose sur l'acquisition des compétences nécessaires pour contribuer à un développement sûr et respectueux de l'environnement de cette énergie.

Nouvel entrant dans le nucléaire, Total entend s'y investir, en partenariat avec des acteurs majeurs du secteur pour, à terme, participer à l'exploitation de centrales dans le respect des attentes et préoccupations de toutes les parties prenantes. C'est le sens de l'association de Total au projet de construction d'un réacteur EPR à Penly.

■ Total et les énergies renouvelables

En tant qu'énergéticien, Total souhaite diversifier son offre afin de contribuer à répondre à long terme à une demande d'énergie croissante qui fera une place plus importante aux renouvelables.

Total souhaite ainsi être en mesure de répondre à des demandes variées des nombreux pays dans lesquels il développe ses activités.

Dans le domaine du solaire, le Groupe a fait le choix de développer en priorité la filière photovoltaïque

Total dispose d'un outil industriel en constante évolution, afin de proposer des produits toujours plus performants en matière de rendement, de coût et de respect de l'environnement.

Photovoltech

- Filiale de Total (Total: 50 % ; GDF SUEZ: 50 %) active dans la production de cellules solaires photovoltaïques en silicium cristallin, Photovoltech dispose d'une capacité de production annuelle de 80 MWc¹ à l'usine de Tirlémont (Belgique). La construction en cours d'une nouvelle ligne de production de 70 MWc permettra d'atteindre, fin 2010, une capacité de 150 MWc par an.

- Fort de son ancrage historique avec l'IMEC (centre de recherche en microélectronique), Photovoltech développe des produits à forte valeur ajoutée technologique. Ainsi, le partenariat de recherche et développement conclu avec l'IMEC fin 2009 a pour objectif de réduire les coûts de production, d'accroître l'efficacité des cellules solaires et de limiter significativement l'utilisation du silicium.

Tenesol

- Filiale de Total (50 %) et EDF (50 %), Tenesol a développé une présence intégrée sur l'aval de la chaîne, de la production de panneaux à la production d'électricité. Tenesol se positionne comme un fournisseur innovant de solutions photovoltaïques clés en main, en charge de la production, de la conception, de l'installation, de l'entretien et de l'exploitation des systèmes, tant pour le résidentiel que pour les toitures industrielles et commerciales. Tenesol propose des solutions destinées aux marchés de l'intégré bâti (façades, verrières...) et des centrales au sol.
- Dans l'outre-mer français, Tenesol possède et exploite en propre un parc de systèmes solaires de près de 50 MWc à fin 2008.
- Tenesol possède deux usines de production situées à Toulouse et à Cape Town en Afrique du Sud dont les capacités respectives sont de 50 MWc et 60 MWc par an.

Dans le domaine de l'utilisation de la biomasse, Total participe activement à différents projets de recherche

Ceux-ci sont axés sur le développement de biocarburants et de molécules pour la chimie verte à partir de ressources de biomasse non destinées à l'alimentation humaine.

Le Groupe s'intéresse également aux biotechnologies pour le développement de nouvelles molécules (biocarburants avancés, molécules pour la pétrochimie et la chimie de spécialité) ainsi qu'à la voie de l'utilisation de micro-organismes phototrophes, tels que les micro-algues ou les cyanobactéries. L'utilisation des micro-algues semble prometteuse tant sur le plan du captage du CO₂ que sur celui des biocarburants ou bioproduits. En matière de R&D, le Groupe s'attache à développer des partenariats académiques.

1. Mégawatt crête: 1 000 000 de watts crête. Le Watt crête est l'unité de puissance d'un capteur photovoltaïque. Il correspond à la délivrance d'une puissance électrique de 1 Watt, sous les conditions normalisées d'ensoleillement.

▣ La limitation des émissions de CO₂ liées à l'utilisation des ressources fossiles

Les combustibles fossiles vont représenter longtemps encore la principale source d'énergie primaire. Afin de limiter leur impact climatique, le recours à des systèmes de captage et de stockage géologique de CO₂ (CCS) des émissions concentrées est indispensable. C'est à la fois une nécessité sur le plan du climat et un enjeu industriel important.

Il s'agit d'une œuvre de longue haleine ; les verrous technologiques paraissent surmontables mais des efforts considérables sont à faire pour réduire le coût de cette voie aujourd'hui beaucoup plus onéreuse que le prix de marché du CO₂ tel qu'il apparaît aujourd'hui en Europe. La réalisation de pilotes industriels est indispensable comme préalable à leur diffusion.

Le projet de pilote du bassin de Lacq, mis au point par Total, constitue une étape importante dans ce processus de validation. Après avoir fait l'objet d'un processus de concertation préalable et de la mise en place anticipée d'une Commission locale d'information et de surveillance, il va expérimenter pendant deux ans toute la chaîne du CCS : le captage du CO₂ contenu dans les fumées rejetées par l'usine de traitement de gaz de Lacq, puis son transport par gazoduc jusqu'au champ de Rousse, et enfin l'injection et le stockage dans cet ancien gisement. Total a investi 60 millions d'euros dans ce projet. Cette technologie peut jouer un rôle clé dans la lutte contre le changement climatique, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre des installations industrielles utilisant les combustibles fossiles.

▣ Efficacité énergétique de nos usines

La recherche d'une meilleure efficacité énergétique dans les usines du Groupe Total consiste pour l'essentiel à diminuer les consommations inhérentes aux procédés.

Cela suppose :

- d'améliorer le pilotage des installations, notamment les chaudières et les fours ;
- d'adapter les équipements et d'investir dans des unités de cogénération (procédé qui double l'efficacité énergétique d'une installation, en produisant à la fois chaleur et électricité).

Des programmes d'investissement ambitieux ont été lancés avec l'objectif d'améliorer d'un point par an l'efficacité énergétique des raffineries et de deux points par an dans la pétrochimie.

L'efficacité énergétique fait désormais partie intégrante des critères de choix pris en compte avant de décider de tout nouveau projet.

En octobre 2008, l'ADEME et Total ont par ailleurs signé un protocole d'accord par lequel ils s'engagent dans le pilotage et le financement d'un programme conjoint de R&D pour améliorer l'efficacité énergétique des procédés industriels. Il permettra de soutenir les petites et moyennes entreprises qui travaillent sur des technologies économes en énergie.

1.4 ENEL

▣ Présentation générale

Enel est le premier opérateur électrique d'Italie, et le deuxième en Europe par la capacité installée. La compagnie emploie environ 82 000 salariés. C'est un acteur intégré qui produit, distribue et vend de l'électricité et du gaz. Suite à l'acquisition d'Endesa, Enel est maintenant présent dans 23 pays avec plus de 96 000 MW électriques de capacité installée nette et fournit en électricité ou en gaz 60,8 millions de clients. Enel est également le deuxième opérateur italien sur le marché du gaz naturel, avec 2,7 millions de clients et une part de marché de 10 % en volume. Enel est coté sur la Bourse de Milan depuis 1999 ; les deux principaux actionnaires



d'Enel sont le ministère italien de l'économie avec 13,88 % de la compagnie et Cassa Depositi e Prestiti (similaire à la Caisse des Dépôts et Consignations française, avec 17,36 %). Enel est la première compagnie italienne par le nombre d'actionnaires (1,2 million en 2008). La compagnie exploite un large éventail de centrales hydroélectriques, thermiques, nucléaires, géothermiques, éoliennes, photovoltaïques et biomasse. En

2008, Enel a affiché un chiffre d'affaires de 61,2 milliards d'euros.

Avec plus de 34 000 MW de capacité utilisant les énergies renouvelables (hydraulique, géothermie, éolien, solaire et biomasse) en Europe et en Amérique, Enel est un leader mondial dans le secteur des énergies renouvelables. De plus, Enel est fortement impliqué dans le développement des technologies favorisant l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et la protection de l'environnement à travers plusieurs projets en Italie et dans le monde. Le 1^{er} décembre 2008, Enel a créé Enel Green Power, une filiale dédiée à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et à son développement au niveau mondial; elle gère au total 4 700 MW de capacité répartie en Europe et dans les deux Amériques. Enel est ainsi présent au Brésil, en Bulgarie, au Canada, au Chili, au Costa Rica, en Espagne, aux États-Unis, en France, en Grèce, au Guatemala, en Italie, au Mexique, au Panama, en Roumanie, en Russie, au Salvador et en Slovaquie. Grâce à l'intégration d'Endesa, Enel a renforcé sa présence en Espagne mais également en Argentine, en Colombie, en Irlande, au Maroc, au Pérou et au Portugal.

▣ Stratégie nucléaire

En Italie, après l'annonce par le gouvernement de sa volonté de voir de nouveaux réacteurs en fonctionnement d'ici 2020, le Parlement Italien a souhaité donner au pays un cadre institutionnel rénové pour la production d'électricité d'origine nucléaire. En parallèle, des accords de coopération ont été signés entre les gouvernements français et italien le 24 février 2009 pour la redéfinition des instances de régulation et de contrôle de la filière nucléaire civile. Enfin, Enel a signé le même jour un accord industriel avec EDF par lequel les deux entreprises s'engagent à développer, construire et exploiter quatre EPR en Italie.

Enel avait déjà anticipé ce mouvement et commencé à reconstruire ses compétences en nucléaire en profitant de ses positions internationales. Enel est ainsi redevenu un des plus grands acteurs dans le nucléaire européen, avec 4 436 MW de capacité installée, et l'un des plus diversifiés :

- en Espagne, à travers une participation à 67 % dans Endesa avec sept réacteurs REP, pour une capacité installée d'environ 2 500 MW et une production d'environ 21 TWh;
- en Slovaquie, à travers une participation de 100 % dans Slovenské elektrárne avec quatre réacteurs VVER pour une capacité installée de 1 760 MW et une production de 12 TWh. Deux réacteurs additionnels,

Mochovce 3 et 4, de 440 MW chacun, sont actuellement en construction;

- en France, à travers un accord signé en novembre 2007 entre Enel et EDF, qui octroie à Enel une participation de 12,5 % dans le réacteur EPR de Flamanville 3. En outre, Enel a également détaché une soixantaine d'ingénieurs qui participent activement au projet de Flamanville au sein des équipes d'ingénierie d'EDF. C'est dans ce cadre de coopération de long terme que s'inscrit la participation d'ENEL au projet Penly 3, qui renforcera sa capacité d'alimenter ses clients français avec une électricité la moins émettrice de gaz à effet de serre possible;
- en Roumanie, dans un consortium emmené par Nuclearelectrica pour la construction de deux réacteurs CANDU à Cernavoda (Cernavoda 3 and 4) pour une capacité d'environ 1 500 MW. Enel aura une participation de 15 %, aux côtés d'autres grands groupes européens;
- en Russie, à travers un accord avec l'Agence Fédérale pour l'Énergie Nucléaire de la Fédération de Russie (RosAtom) pour le développement de la production nucléaire en Russie et en Europe centrale et orientale.

▣ Maîtrise de la demande et énergies renouvelables en France

En France, outre sa participation au projet de Flamanville, Enel est également présent dans le secteur des énergies renouvelables avec 68 MW de centrales éoliennes en fonctionnement et des projets en développement pour environ 500 MW. Enel est également actionnaire à hauteur de 5 % de la Bourse des valeurs Powernext et est l'un des opérateurs principaux dans le commerce d'électricité avec plusieurs TWh échangés en 2008.

Enel a été le premier opérateur au monde à remplacer les compteurs électromécaniques traditionnels de ses clients italiens par des appareils électroniques modernes qui permettent des lectures de consommation en temps réel et de gérer à distance les relations commerciales. Cette innovation a permis à Enel de proposer à ses clients des tarifs attractifs pour l'usage de l'électricité en soirée et en week-end, une initiative qui a suscité l'intérêt de beaucoup d'opérateurs dans le monde. Enel souhaite poursuivre ses actions en France dans le domaine de la Maîtrise de la demande d'énergie.

▣ E.ON dans le monde et en France

E.ON est le premier opérateur électrique allemand, mais aussi l'une des premières entreprises mondiales du secteur privé de l'énergie et du gaz présente dans plus de 30 pays essentiellement en Europe.

E.ON est présente sur toute la chaîne gazière et électrique, de la production d'électricité et de gaz à la distribution et à la vente. S'appuyant sur un mix énergétique équilibré qui englobe toutes les technologies, E.ON s'efforce de produire une électricité fiable, respectueuse de l'environnement et accessible à tous.

En France, suite à l'acquisition récente de la SNET, E.ON exploite plus de 3 350 MW de capacité de production électrique, principalement à partir de centrales thermiques et, de plus en plus, à partir de parcs éoliens et de fermes solaires. À cela s'ajoutent 800 MW de droits de tirage nucléaire, qui viennent renforcer la position du Groupe sur le marché de l'énergie en France, où E.ON est un acteur clé de la production d'électricité de semi-base et de pointe.

L'ambition d'E.ON en France est de développer un mix énergétique équilibré, basé sur le thermique, les énergies renouvelables et le nucléaire, et de contribuer à la réduction des émissions de CO₂ et à la sécurité des approvisionnements énergétiques (en particulier aux pointes de la demande).

▣ La stratégie et les engagements d'E.ON dans le domaine du nucléaire

Le nucléaire joue un rôle primordial dans le portefeuille de production d'E.ON puisqu'en 2008, il représentait 24 % de la production électrique du Groupe. E.ON exploite 9 centrales nucléaires et est actionnaire minoritaire dans 12 autres en Allemagne et en Suède. Avec une capacité installée d'environ 11 000 MW et une production d'environ 80 TWh en 2008, E.ON est le deuxième opérateur de centrales nucléaires en Europe.

E.ON s'appuie sur une longue expérience acquise en tant que propriétaire et opérateur de centrales nucléaires, avec des indicateurs de performance élevés. C'est principalement dans le domaine des réacteurs à eau pressurisée et des réacteurs à eau bouillante qu'E.ON a acquis son expertise. Forts de cette expérience, ses ingénieurs ont participé au développement commun, avec



Les chiffres clés 2008 du groupe E.ON

- **Plus de 30 millions de clients** répartis dans 30 pays
- **93 500 collaborateurs**
- **86,8 milliards d'euros** de chiffre d'affaires
- **615 TWh** pour les ventes d'électricité en volume
- **1 224 TWh** pour les ventes de gaz en volume
- **74 366 MW** de capacité de production électrique

AREVA, EDF et d'autres partenaires, du Réacteur Européen à eau Pressurisée (EPR). La conception de l'EPR ainsi que la philosophie retenue pour sa maintenance reprennent certains principes mis en œuvre sur des réacteurs à eau pressurisée allemands exploités par E.ON. Ceci facilitera l'échange de savoir-faire entre les partenaires du projet, et l'atteinte d'objectifs de performance élevés. Outre son partenariat historique avec AREVA, E.ON travaille également avec le CEA sur de nouvelles technologies nucléaires.

Actuellement, E.ON met à profit ses connaissances et compétences en matière de licences, d'ingénierie, d'exploitation et de mise hors service des centrales nucléaires – y compris la gestion des déchets nucléaires dans différents environnements culturels et réglementaires –, pour contribuer au développement de projets de construction de nouvelles centrales nucléaires, notamment en France, en Finlande et au Royaume-Uni, dans le cadre de divers partenariats.

▣ La stratégie et les engagements d'E.ON dans le domaine des énergies renouvelables

E.ON s'est fixé des objectifs ambitieux dans le domaine des énergies renouvelables. D'ici 2030, la part des énergies renouvelables dans le portefeuille de production d'E.ON triplera pour atteindre 36 %, principalement en énergie éolienne et hydraulique mais également en énergie solaire et issue de la biomasse. En investissant dans les énergies renouvelables, le nucléaire et la technologie CCS ("Carbon Capture and Storage"), E.ON vise, pour

2030, 50 % de production d'électricité sans émissions de CO₂.

Les énergies renouvelables font maintenant partie intégrante de la stratégie d'E.ON. Via sa division E.ON Climate & Renewables (EC&R), créée en 2007 et dont la vocation est de développer et d'exploiter le portefeuille ENR du Groupe et ses activités liées aux crédits carbone, E.ON a investi plus de 8 milliards d'euros dans les énergies renouvelables sur la période 2007-2011, soit environ 25 % des investissements totaux du Groupe dans la production d'électricité pour la même période.

EC&R exploitait à fin 2009 environ 3 000 MW de capacités installées. Alors que l'éolien terrestre, du fait de son efficacité, est la technologie dominante du portefeuille EC&R, l'éolien maritime se développe rapidement. En partenariat avec EWE et Vattenfall, EC&R a mis en service en Allemagne la première ferme éolienne offshore en eau profonde et loin des côtes : Alpha Ventus. En partenariat avec Dong et Masdar, EC&R conforte son expertise dans l'éolien maritime en développant la plus grande ferme éolienne en mer jamais construite : London Array, dans l'estuaire de la Tamise en Angleterre. En parallèle, E.ON Climate & Renewables renforce sa présence dans l'industrie solaire. En 2009, le Groupe est entré sur le marché du solaire concentré (CSP) en créant une joint-venture avec le leader du marché, Abengoa, et a construit sa première ferme solaire photovoltaïque en France, au Lauzet.

Enfin, EC&R est présent dans la biomasse, le biométhane et l'énergie des marées et de la houle. En s'appuyant sur une croissance forte dans ses marchés principaux, les États-Unis et l'Europe, EC&R a pour objectif d'atteindre 10 000 MW de capacités installées à l'horizon 2015.

▣ La stratégie et les engagements d'E.ON dans le domaine de l'efficacité énergétique

Dans tous les pays où le Groupe est présent, E.ON est très impliquée dans les économies d'énergie.

En Allemagne, par exemple, E.ON a récemment lancé une initiative, le "E.ON Energy Saving Tour", dont l'objectif est d'aider sa clientèle résidentielle à améliorer son efficacité énergétique et de la sensibiliser aux questions climatiques. D'ici à fin 2010, quatre unités mobiles animées par des consultants spécialisés en énergie visiteront environ 400 villes et fourniront aux consommateurs

des conseils personnalisés pour économiser l'énergie. En 2009, plus de 250 000 personnes sont venues rendre visite aux unités mobiles et 60 000 consultations gratuites et individuelles ont été réalisées :

- présentation de changements simples dans les comportements permettant de faire des économies d'énergie et de préserver les ressources ;
- démonstration de produits permettant de réduire la consommation d'énergie à la maison ;
- diffusion d'informations techniques et détaillées sur l'efficacité énergétique dans les maisons (isolation, système de chauffage de technologie avancée).

Outre ces solutions personnalisées proposées à la clientèle résidentielle, l'un des principaux moyens pour E.ON de mettre l'accent sur l'efficacité énergétique est de construire des centrales électriques thermiques s'appuyant sur des technologies avancées. Ces centrales sont les plus performantes en termes d'efficacité thermique et émettent moins de CO₂ puisqu'elles consomment moins de combustible pour produire la même quantité d'électricité. En France, E.ON commence à produire de l'électricité à partir de la centrale Émile Huchet, la plus grande centrale à cycle combiné construite en France, d'une capacité installée de 860 MW. Son efficacité thermique de 57 % la place parmi les centrales thermiques les plus efficaces d'Europe.

▣ Une forte motivation à participer à la réalisation de la centrale de Penly

En acquérant la SNET, E.ON a choisi de s'engager à long terme sur le marché français de l'énergie. Le Groupe est aujourd'hui n° 3 de la production d'électricité en France et son objectif est de renforcer sa position en diversifiant son portefeuille de production par un mix énergétique plus équilibré et moins émetteur de CO₂. Par son investissement industriel dans le projet de Penly 3, E.ON entend être en mesure de fournir à ses clients l'électricité dont ils ont besoin tout au long de l'année : ce projet viendra en effet compléter ses actuelles capacités de production plus adaptées à la satisfaction des besoins de semi-base, c'est-à-dire sur les périodes de plus forte consommation.

Enfin, en tant qu'opérateur nucléaire majeur en Europe, E.ON a pour objectif de contribuer de manière significative au développement de ce secteur en France.

2

LA RÉGION DE PENLY



Le site de Penly vu de la mer.

2.1 Aspects socio-économiques¹

▣ La région Haute-Normandie

La Haute-Normandie est une région de 1,815 million d'habitants, très industrielle. On y dénombre 6 327 établissements industriels, hors énergie (en 2006) qui emploient environ 140 000 personnes (chiffres 2005), soit près d'un quart de la main-d'œuvre totale de la région. En 2006, la valeur ajoutée brute (VAB) de l'industrie est nettement supérieure à la moyenne nationale (21,9 % de la VAB régionale contre 14,6 % en France), ce qui place la région au 2^e rang des régions industrielles derrière la Franche-Comté. C'est pourtant le secteur des services qui est le plus créateur de richesse (53,9 % de la VAB régionale), part toutefois inférieure à la part nationale (62,9 %), et le plus dynamique pour la création d'entreprises (49,8 % des créations régionales). L'économie régionale se caractérise également par une forte productivité du travail (5^e PIB par emploi régional) et par un PIB par habitant élevé (7^e rang français).

La région dispose d'un pôle pétrochimique considérable le long de la Seine (1/3 de la production française des

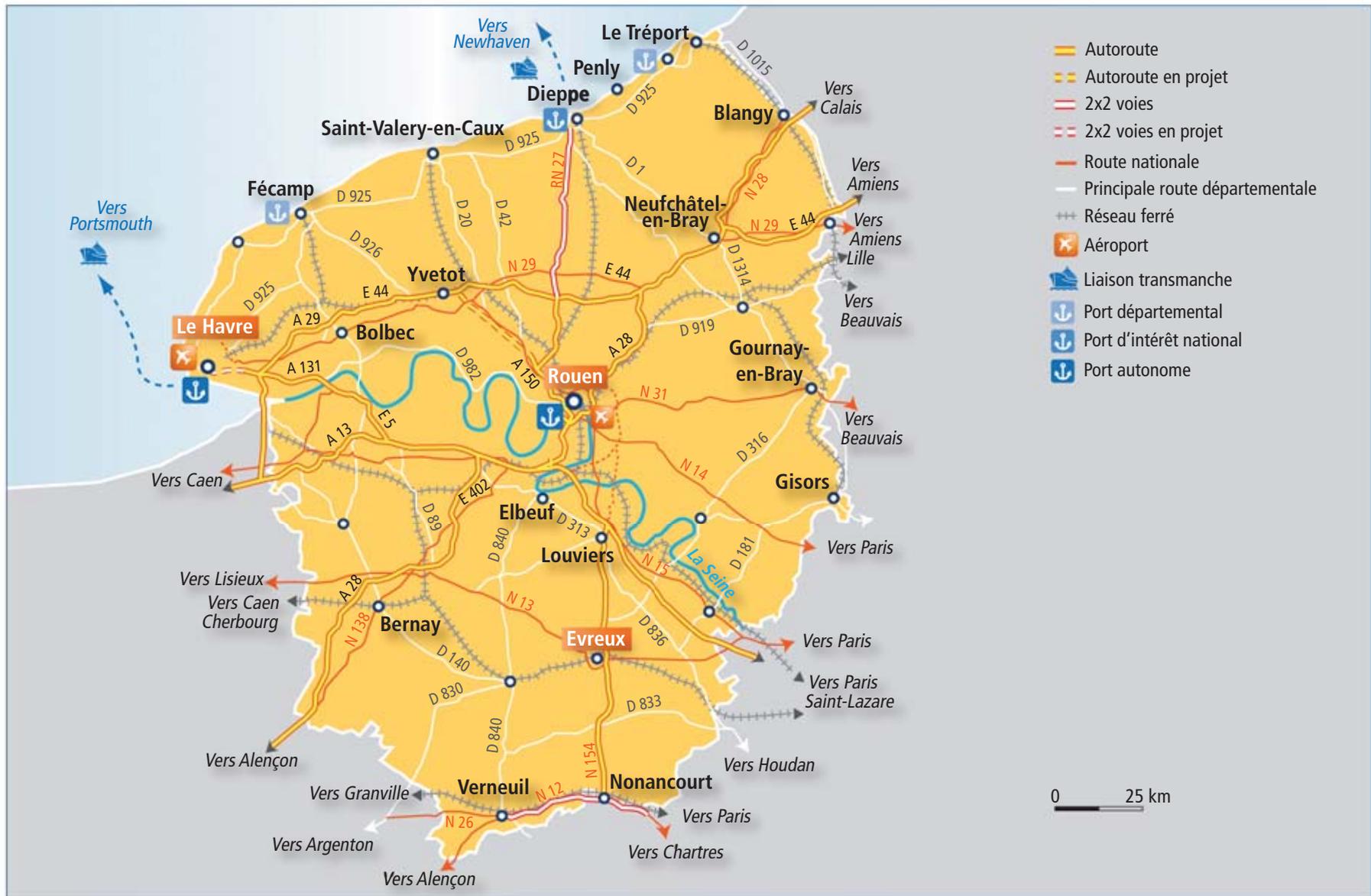
produits raffinés). L'industrie automobile, l'électronique, la pharmacie et la parfumerie sont autant de secteurs économiques bien développés qui nécessitent un important réseau de sous-traitants.

Les centrales nucléaires de Paluel (4 unités de 1 300 MW) et Penly (2 unités de 1 300 MW), situées respectivement à 27 km au sud et 13 km au nord de Dieppe et la centrale thermique du Havre produisent plus de 11,5 % de l'électricité consommée en France.

La Haute-Normandie, c'est enfin une infrastructure portuaire exceptionnelle avec un trafic de 101 millions de tonnes en 2007. Le Grand Port Maritime du Havre est le cinquième port européen et le premier port français pour les conteneurs; le Grand Port Maritime de Rouen est le premier port céréalier d'Europe. Les autres ports (Fécamp, Dieppe et Le Tréport) ont des tonnages moins importants et sont plus orientés vers la pêche, la plaisance et le trafic voyageur (Dieppe).

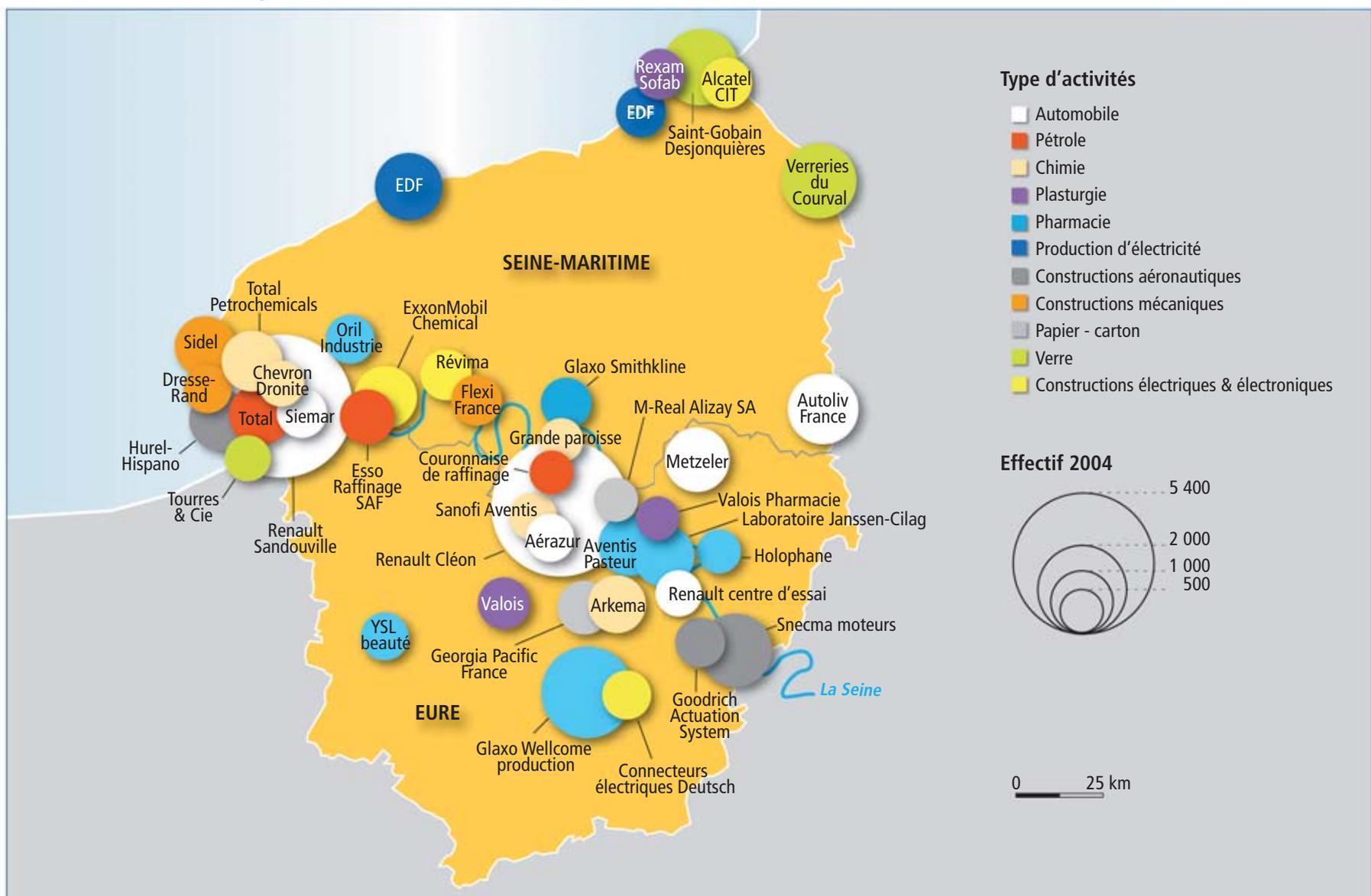
1. Sources utilisées pour rédiger ce chapitre: "La Haute-Normandie en chiffres et en cartes", édition 2008 de la CRCI-HN et fiche INSEE "Pays dieppois-terroir de Caux" édition 2007.

Les infrastructures de transports en Haute-Normandie



Source : CRCI/PEAT 2007. © CRCI/Peat

Établissements de plus de 500 salariés à caractère industriel en Haute-Normandie



Source : INSEE-SIRENE. © CRCI Haute-Normandie/Peat/ML

Le Pays dieppois - Terroir de Caux, territoire du projet

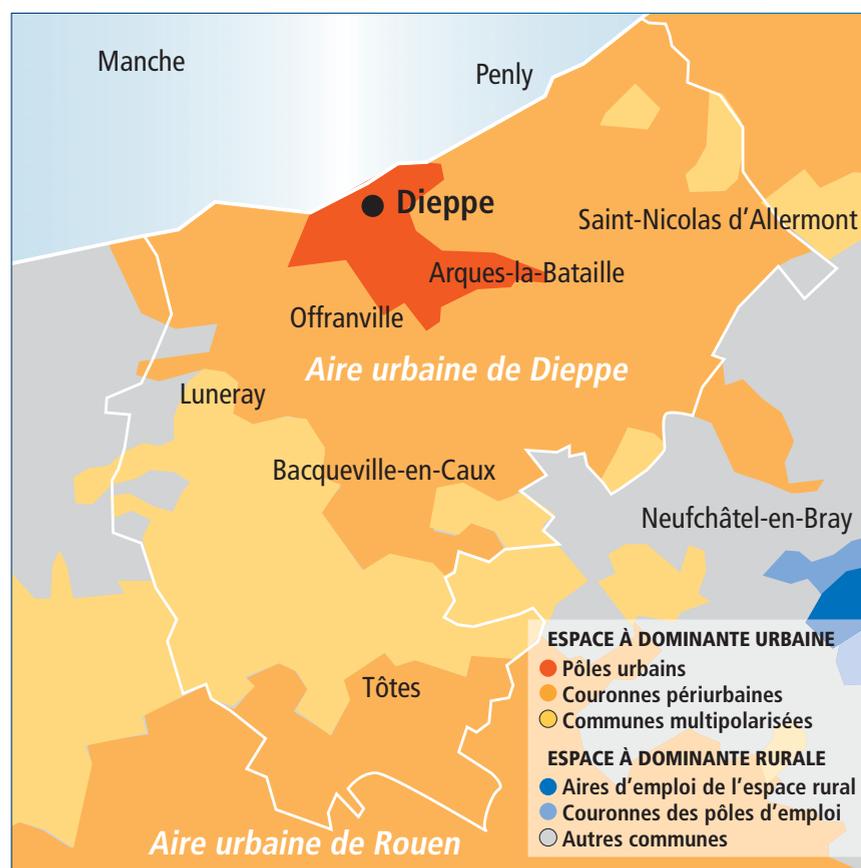
Le Pays dieppois - Terroir de Caux comporte 128 communes et 105 000 habitants en 2006. Un tiers réside à Dieppe, seule ville importante du Pays. Si une très grande partie du territoire est d'assise rurale (82 % du territoire est couvert par des terres agricoles), celui-ci est aussi largement sous influence de Dieppe et de son agglomération pour l'emploi; dans ce sens, le Pays peut être qualifié de majoritairement périurbain.

Le Pays dieppois - Terroir de Caux se caractérise par une croissance démographique continue mais limitée, depuis plusieurs décennies, comparée à la région.

La population du Pays est très fortement concentrée dans la Communauté d'agglomération (CA) dieppoise puisque la moitié des habitants y réside.

Le solde migratoire du Pays est négatif, mais il est compensé par une relative vitalité du solde naturel.

Territoires urbains et ruraux, la zone urbaine est autour de Dieppe, la zone périurbaine dans laquelle est incluse Penly l'encadre, au sud-est se trouve une zone de communes multipolarisées



Source : IGN/INSEE 2007.

Comparé aux autres pays, le Pays dieppois - Terroir de Caux compte une proportion élevée d'ouvriers (20 % contre 18 % dans la région) et de retraités (23 % soit 2 % de plus que dans la région) dans la population.

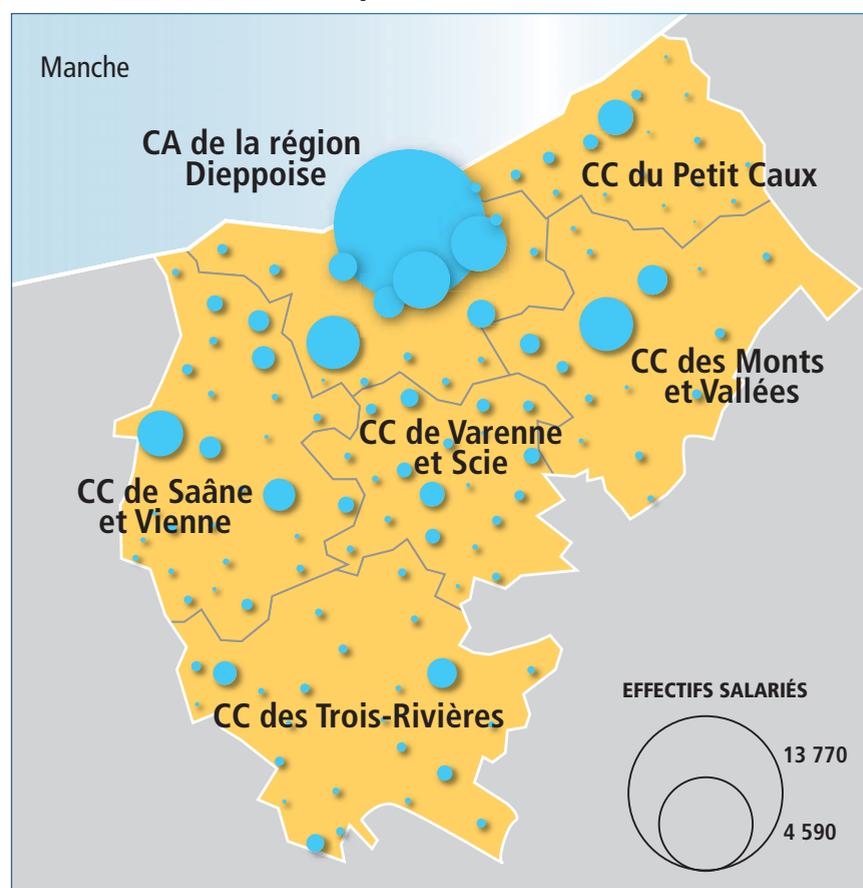
Le niveau de formation moyen dans le Pays est relativement faible. Seul un actif de moins de 40 ans sur trois a le baccalauréat et un sur cinq n'a aucun diplôme (contre 17 % en moyenne régionale).



Le port de pêche de Dieppe.

Début 2005, hors agriculture, le Pays dieppois - Terroir de Caux comprend 31 000 emplois salariés (la part des emplois non salariés s'élève à environ 10 %). À elle seule, la CA dieppoise comptabilise 20 000 emplois salariés et la ville de Dieppe 13 600.

Localisation de l'emploi salarié



Source : INSEE-CLAP 2004

Le tertiaire occupe deux tiers des emplois et l'industrie un emploi sur quatre, en particulier l'industrie de biens intermédiaires (métallurgie, transformation des matières plastiques) qui représente 10 % des emplois.

L'agriculture, la sylviculture et la pêche représentent environ 5 % des emplois, soit 2 % de plus que dans la région.

Le tissu productif se caractérise aussi par une industrie locale bien diversifiée. On note une forte densité d'établissements de taille moyenne (de 10 à 400 salariés) et aucun employeur prépondérant qui pourrait rendre l'économie dépendante. Par rapport aux autres Pays de la région, deux secteurs sont dominants, l'agroalimentaire et la métallurgie. La seule structure industrielle de plus de 500 salariés est la centrale de Penly.

Dans la zone de Dieppe, le taux de chômage s'élevait à 9,9 % début 2007. Il a diminué depuis 1999, période à laquelle il était de 14 %, mais reste traditionnellement plus élevé que celui des autres zones d'emploi. Le territoire a connu des difficultés économiques importantes durant les années 70 (déclin des chantiers navals et de l'industrie textile) et l'embellie des années 80 n'a pas entraîné de baisse significative du chômage.

La pêche est une activité importante, avec 60 unités au port du Tréport et 50 à Dieppe : coquillards, chalutiers et fileyeurs. Coquille Saint-Jacques, maquereau, hareng, roussette, merlan, sardine, tacaud, raie, dorade, bar, sole font la renommée des places dieppoise et tréportaise.

▣ L'environnement immédiat de la centrale de Penly

La proximité immédiate de la centrale de Penly est peu urbanisée et a une forte vocation agricole. Trois parcs d'éoliennes ont été mis en service récemment (14 éoliennes représentant une puissance de 30 MW).

En mer, des zones de pêche se trouvent à proximité de la centrale. La Compagnie du vent envisage de construire un parc d'éoliennes en mer, à une quinzaine de kilomètres au large du Tréport. Le projet prévoit 141 éoliennes pour une puissance de 705 MW.

2.2

La filière énergie de Haute-Normandie

Un rapport du Conseil économique et social régional (CESR) de Haute-Normandie sur "les Énergies en Haute-Normandie" a été présenté et adopté à l'unanimité des Conseillers en janvier 2007. Ce rapport a été validé par le Conseil Régional qui l'a utilisé pour établir son propre Plan Climat Énergies actuellement en vigueur. Celui-ci prévoit des actions en faveur du développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de la demande d'énergie.

Par ailleurs, le Conseil Régional, suivant en cela l'une des recommandations du rapport du CESR, a préconisé la création d'une filière énergies. Cette filière rassemble d'ores et déjà des entreprises implantées en région Haute-Normandie et qui ont leur activité principale dans le domaine de la production et distribution d'énergies. Son ambition est de jouer un rôle d'animation au sein du "pôle régional" des énergies, qui englobe tous les acteurs locaux dans ce domaine. Il s'agit de contribuer aux actions menées par les pouvoirs publics (État, collectivités territoriales, organisations consulaires...) pour accroître l'attractivité et développer le territoire Haut-Normand en agissant dans les domaines de compétence de la filière.

La filière intervient notamment dans l'expertise technique, l'assistance aux PME/PMI et dans l'orientation des formations nécessaires au maintien et au développement des compétences que les entreprises recherchent. Une association a été constituée pour porter les actions qui seront décidées par les entreprises adhérentes. EDF en assure actuellement la présidence.

3

L'INSTALLATION DE PENLY 3

Bâtiment combustible

Abrite le combustible usagé en attente d'expédition vers les usines de traitement et le combustible neuf en attente de chargement dans le réacteur.

Bâtiment des auxiliaires nucléaires

Abrite les fonctions support du réacteur (appoint, purification des circuits, ventilation, etc.).

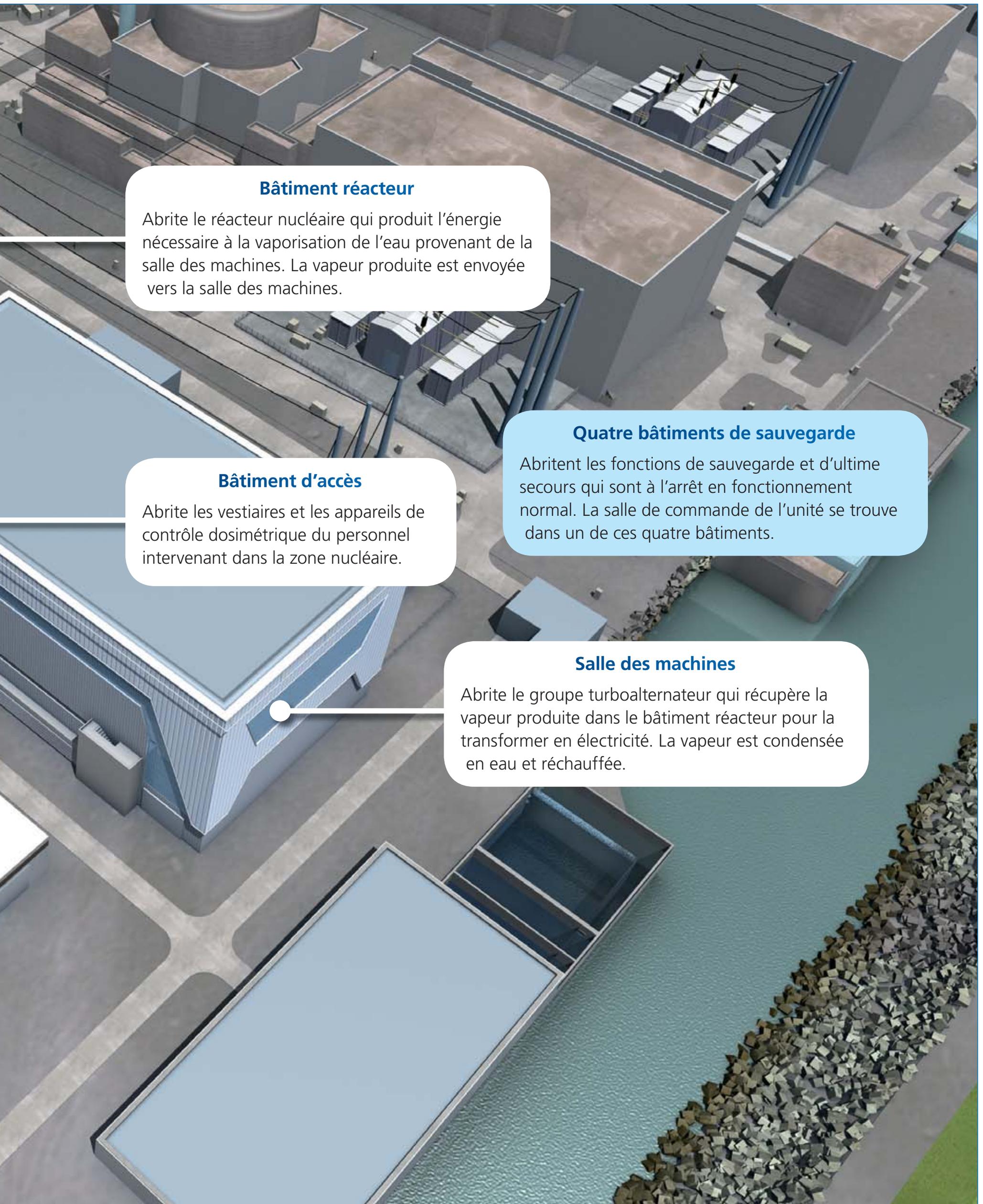
Bâtiment Diesel

Abrite les groupes électrogènes Diesel (3 par bâtiment) qui servent en cas de perte des alimentations électriques externes de la centrale.

Bâtiment d'exploitation

Abrite les bureaux des personnels nécessaires à la maintenance et à l'exploitation.

Bâtiments de sauvegarde



Bâtiment réacteur

Abrite le réacteur nucléaire qui produit l'énergie nécessaire à la vaporisation de l'eau provenant de la salle des machines. La vapeur produite est envoyée vers la salle des machines.

Bâtiment d'accès

Abrite les vestiaires et les appareils de contrôle dosimétrique du personnel intervenant dans la zone nucléaire.

Quatre bâtiments de sauvegarde

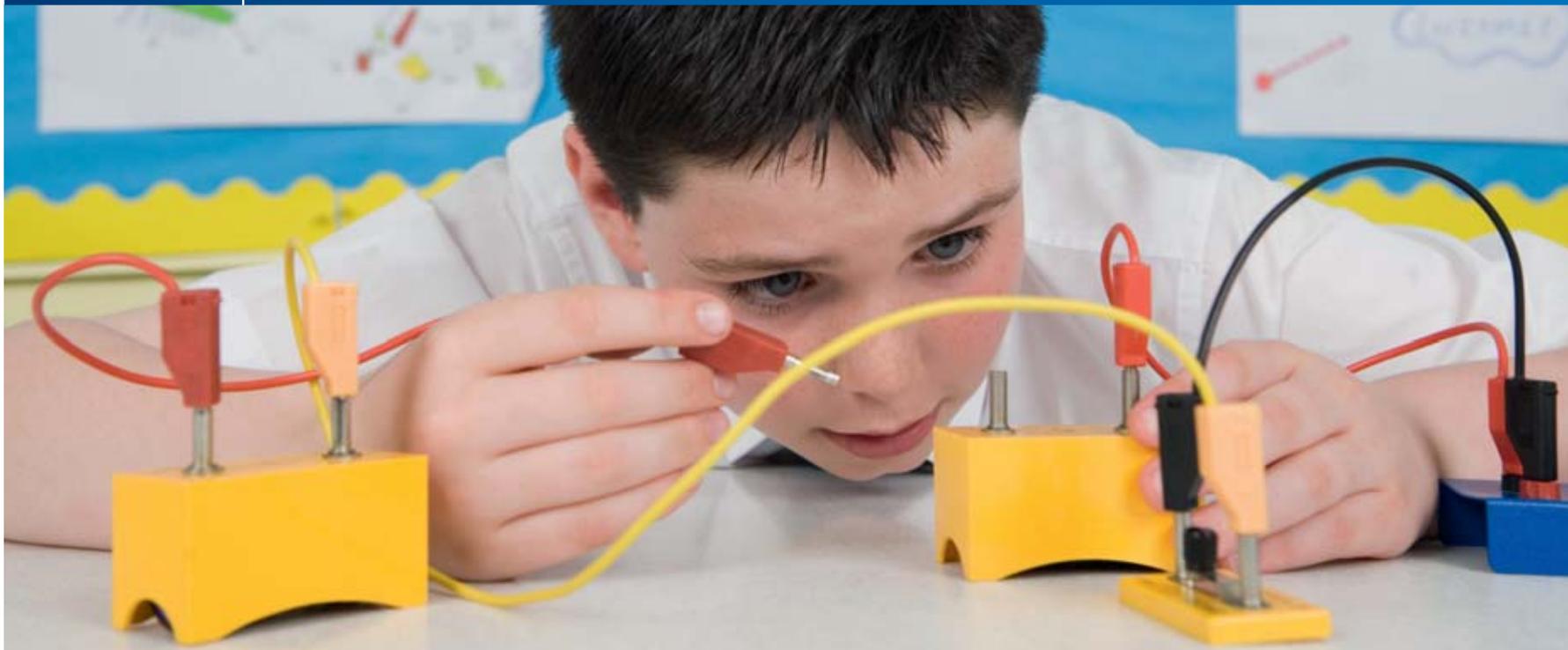
Abritent les fonctions de sauvegarde et d'ultime secours qui sont à l'arrêt en fonctionnement normal. La salle de commande de l'unité se trouve dans un de ces quatre bâtiments.

Salle des machines

Abrite le groupe turboalternateur qui récupère la vapeur produite dans le bâtiment réacteur pour la transformer en électricité. La vapeur est condensée en eau et réchauffée.

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.

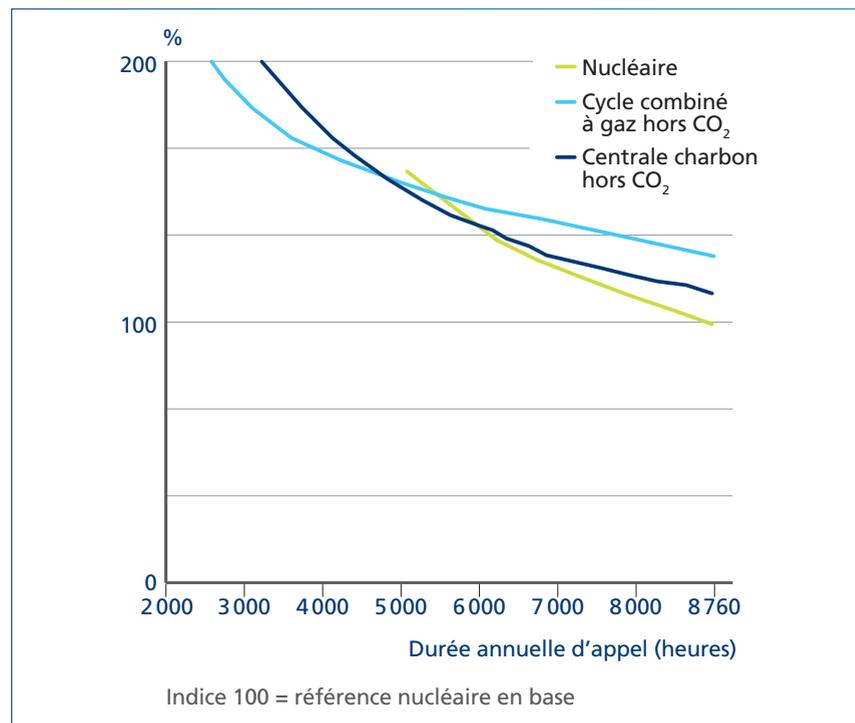
▣ Les moyens de production centralisés

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.

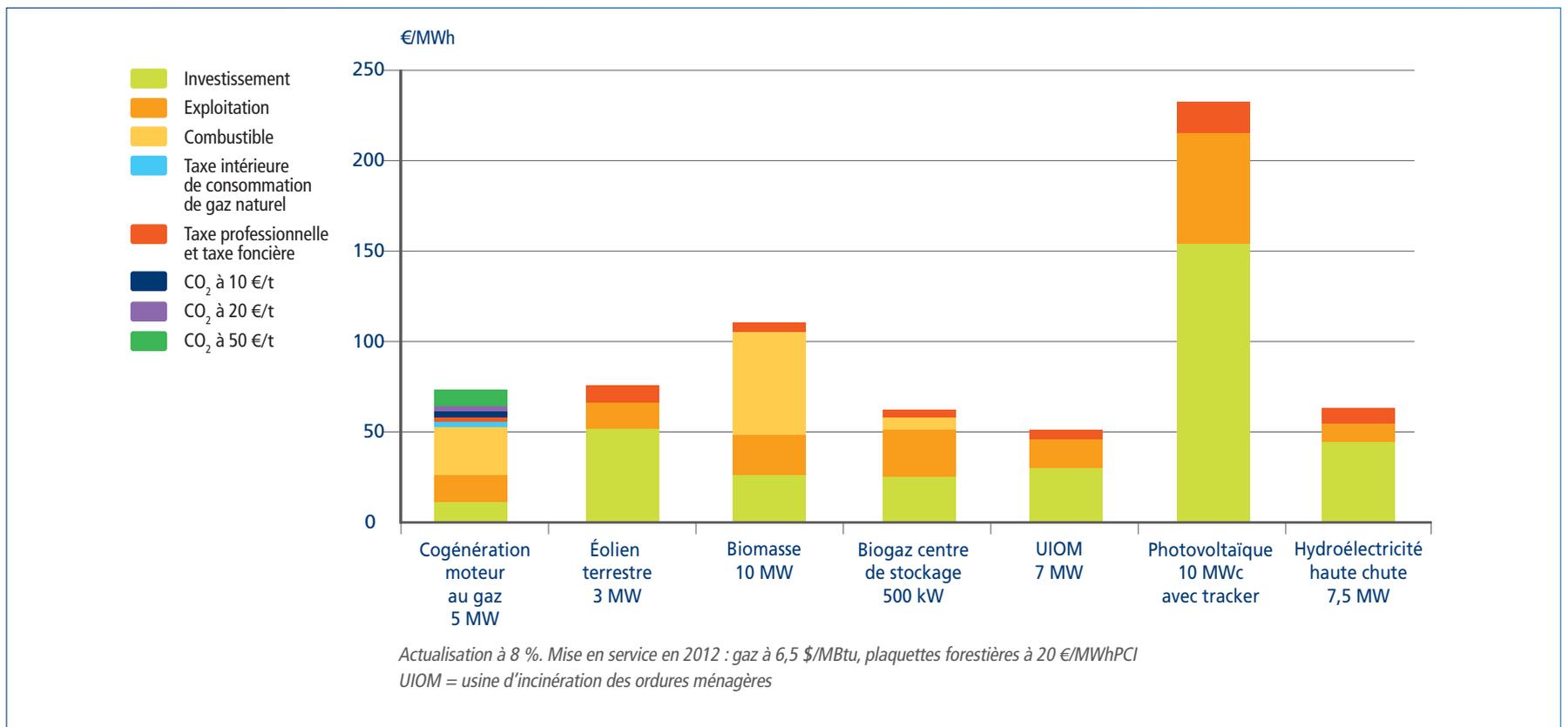


Site Internet de la Direction générale de l'énergie et du climat (MEEDDM).

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

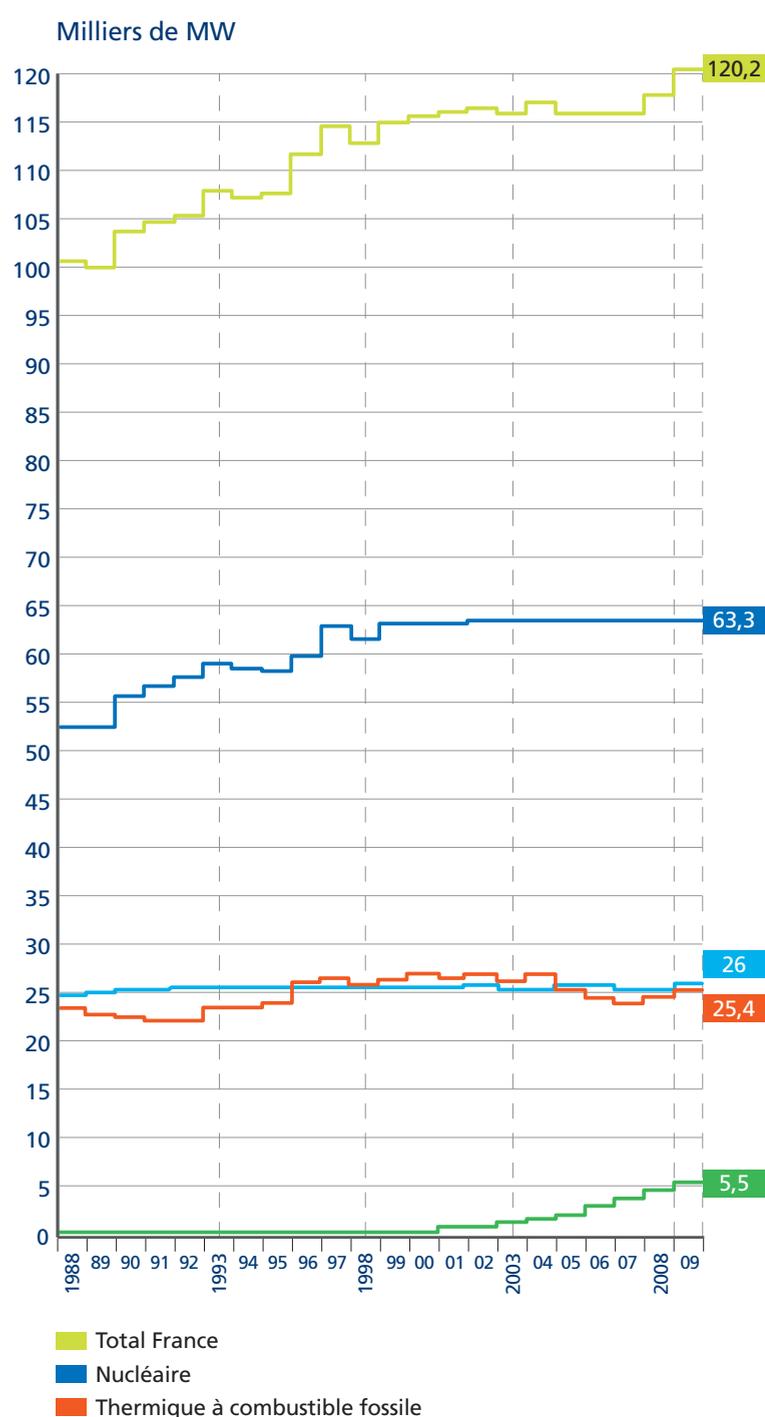
les moins émettrices de CO₂, à réduire les émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le changement climatique.

5.3 La production d'électricité en France

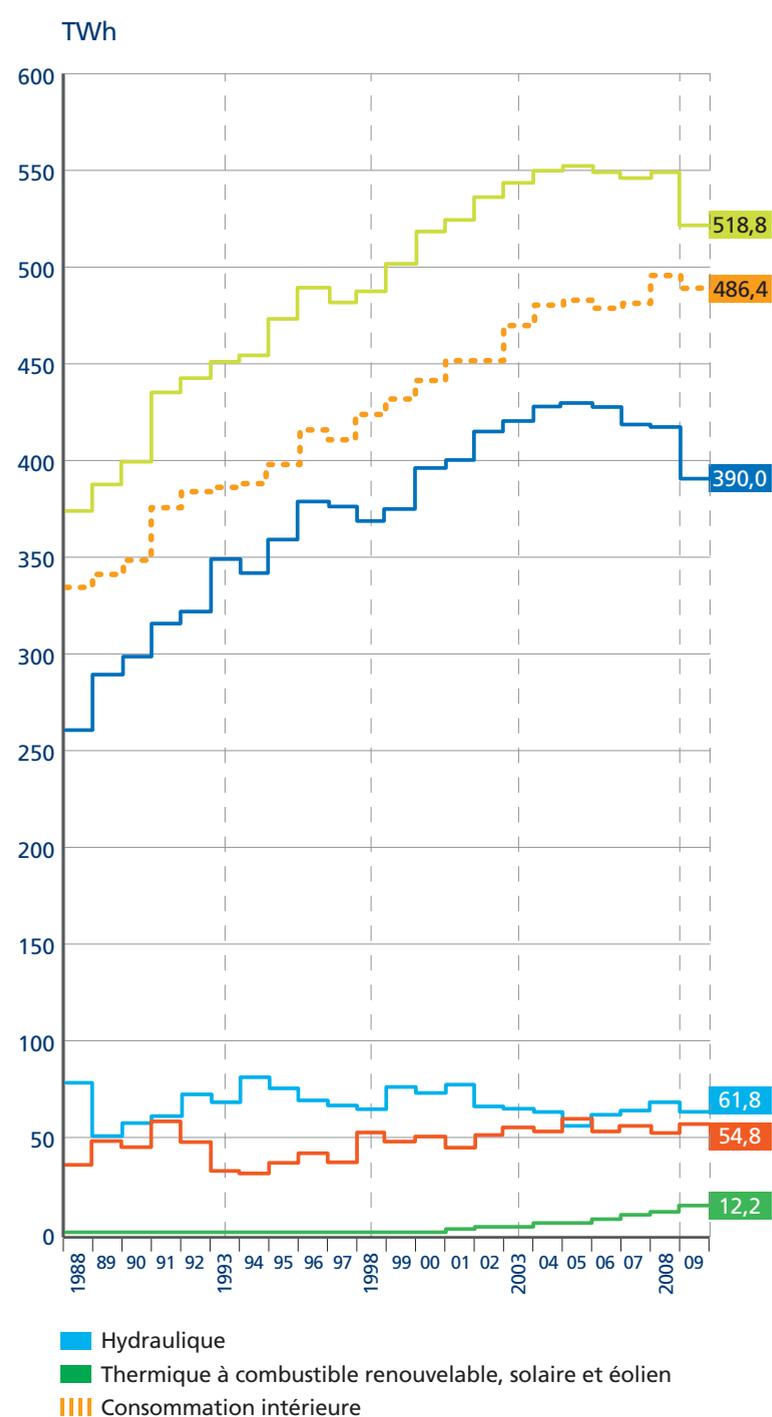
Le parc de production français a une capacité de production nette de 120 200 MW¹ en 2009. Il se structure autour de quatre types de production : nucléaire, thermique, hydraulique et autres énergies nouvelles renouvelables.

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.

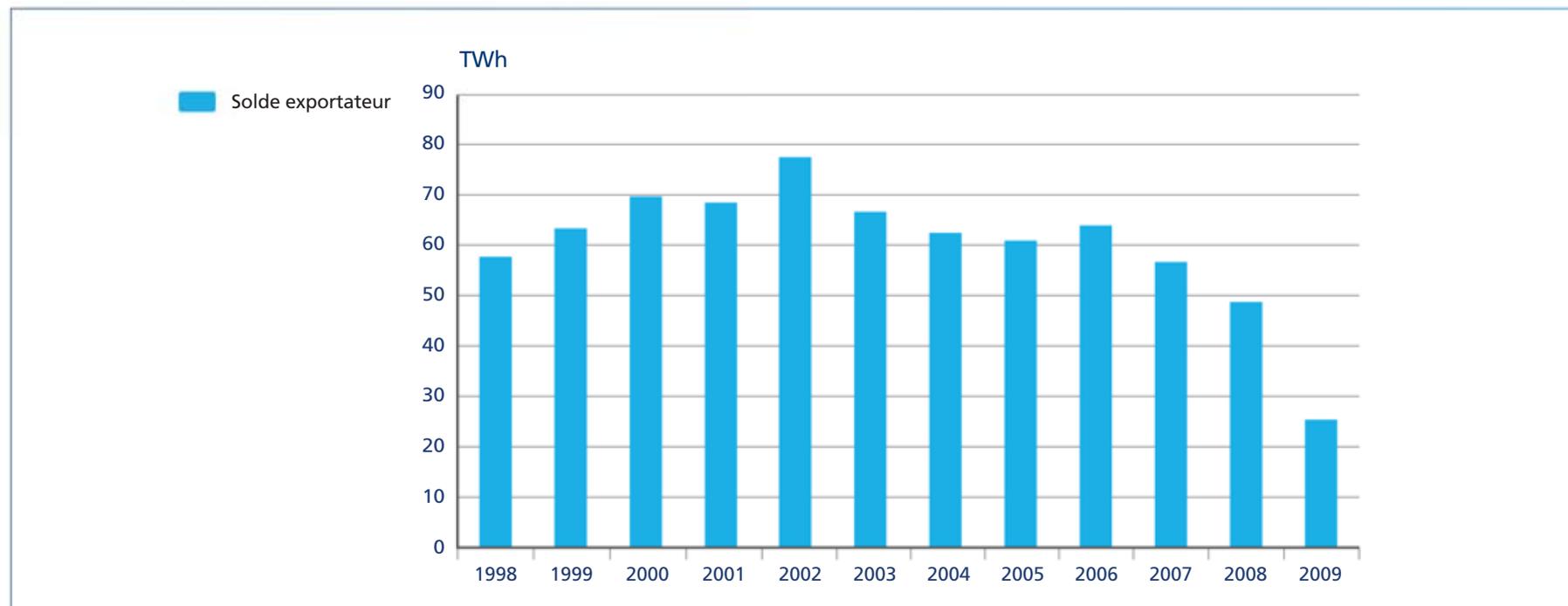
Les parts de chacune des énergies se sont établies en 2009 à :

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.

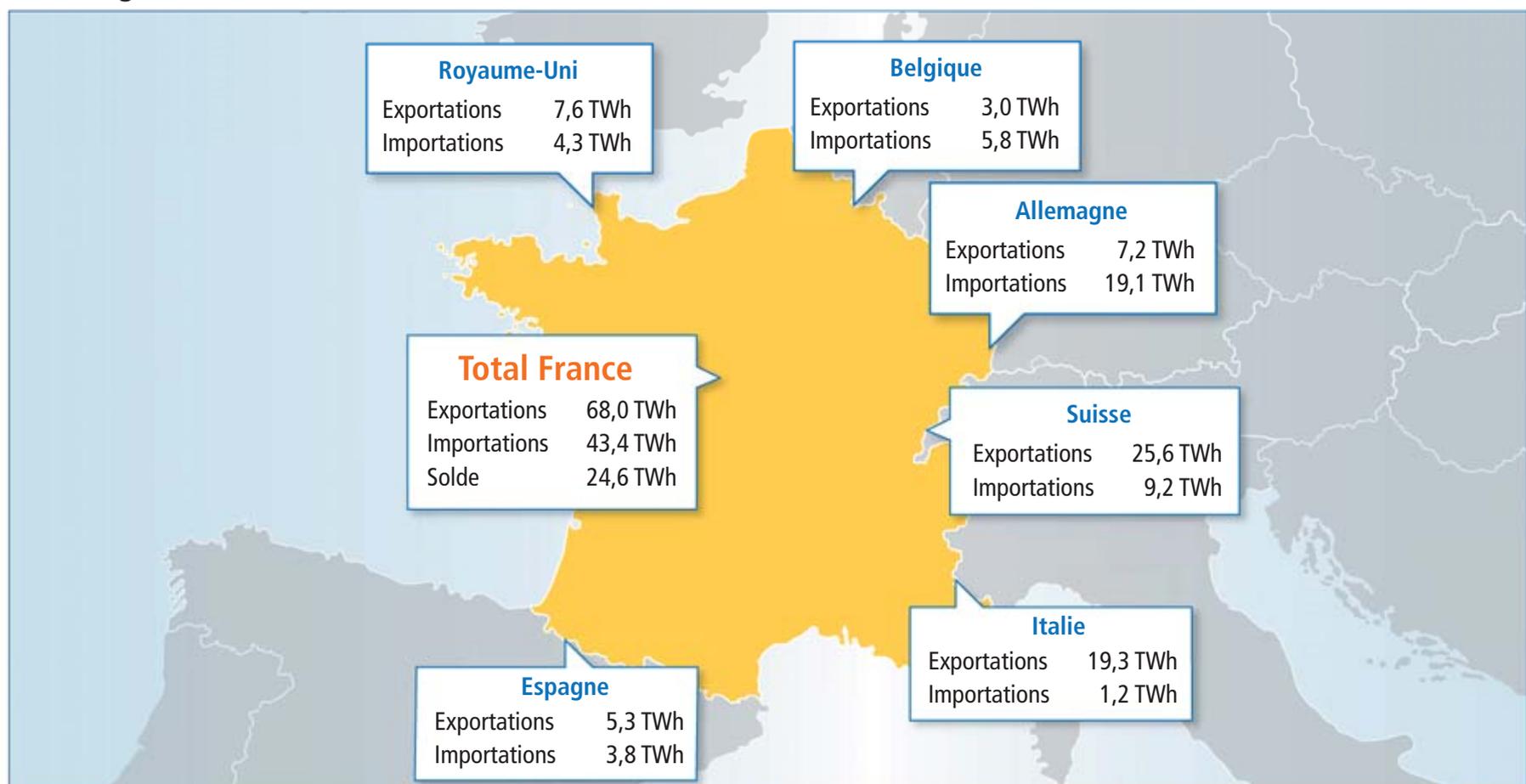
Le solde des échanges avec l'étranger est exportateur et s'est établi à 24,6 TWh en 2009 (4,7 % de la production).

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

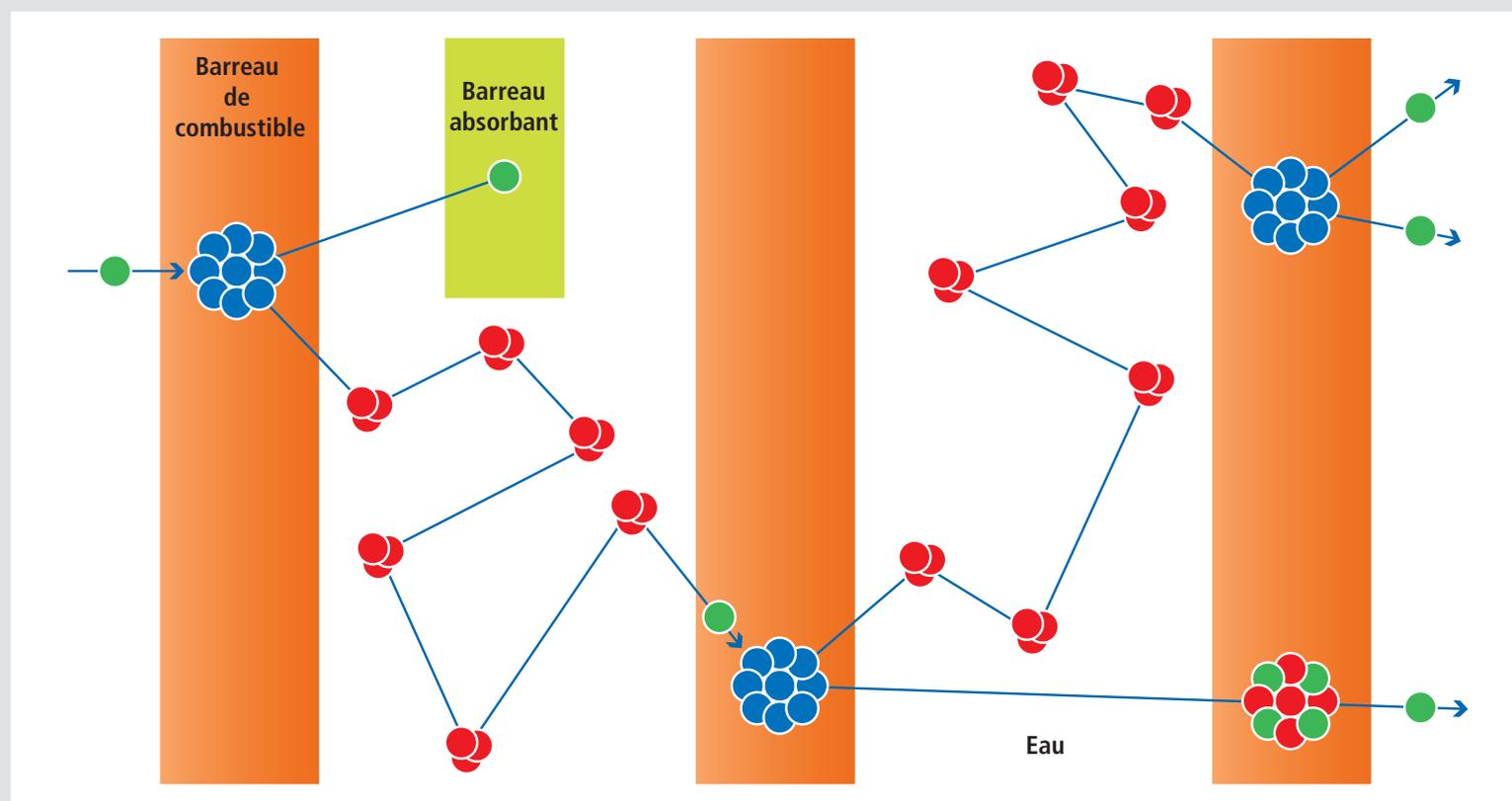
Le combustible des réacteurs est appelé "matière fissile" dont les atomes peuvent être, dans certaines conditions, brisés par des neutrons. L'atome se casse alors en plusieurs autres atomes, appelés "produits de fission", en émettant de la chaleur, récupérée pour produire ensuite de l'électricité, ainsi 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.

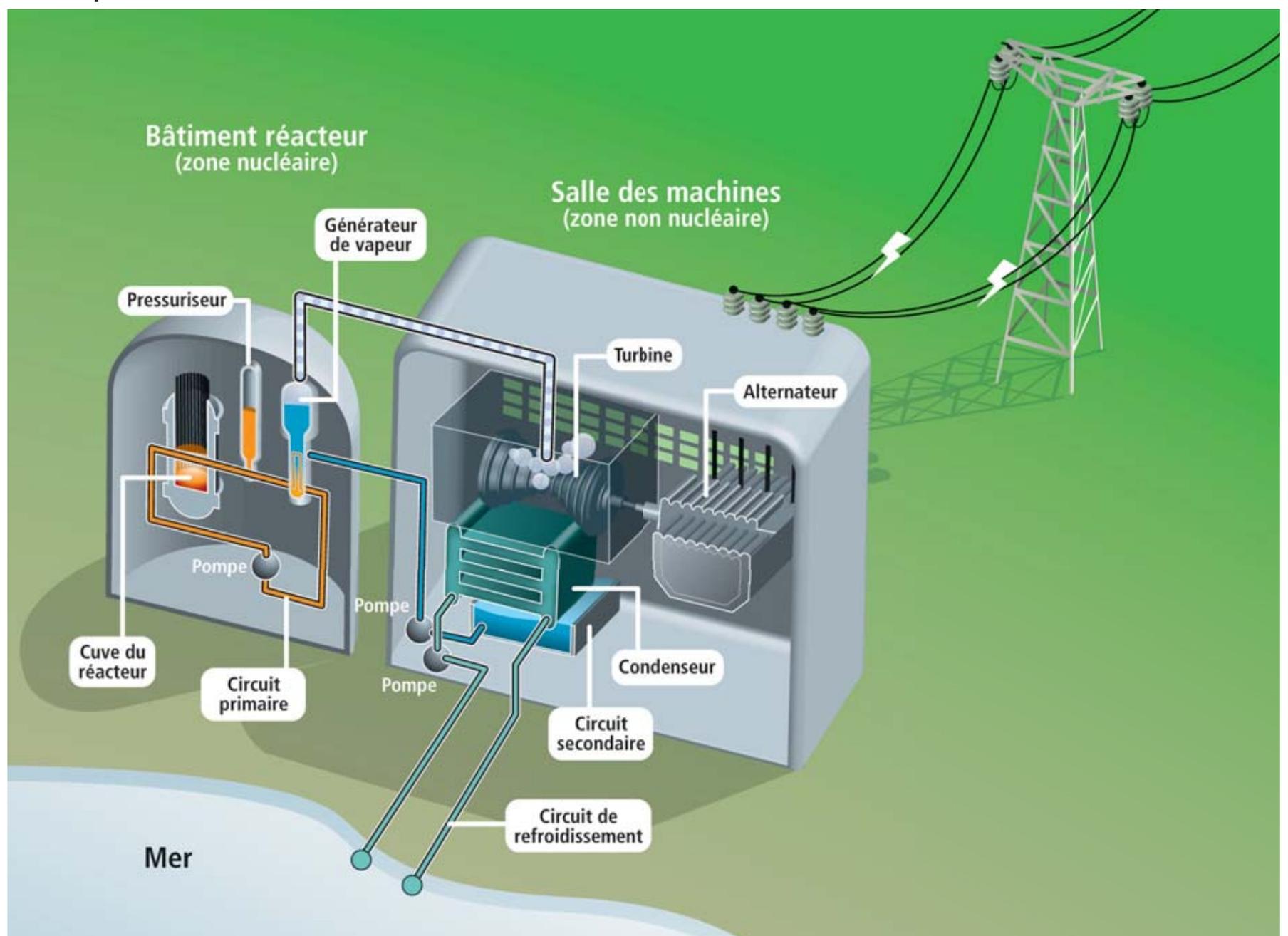
Cette eau, mise en circulation par une pompe, traverse un générateur de vapeur où elle cède une partie de sa chaleur à un autre circuit, représenté en bleu sur le schéma. L'eau refroidie retourne ensuite dans le réacteur pour y être réchauffée. Ce circuit fermé est appelé "circuit primaire". Il est constitué 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.

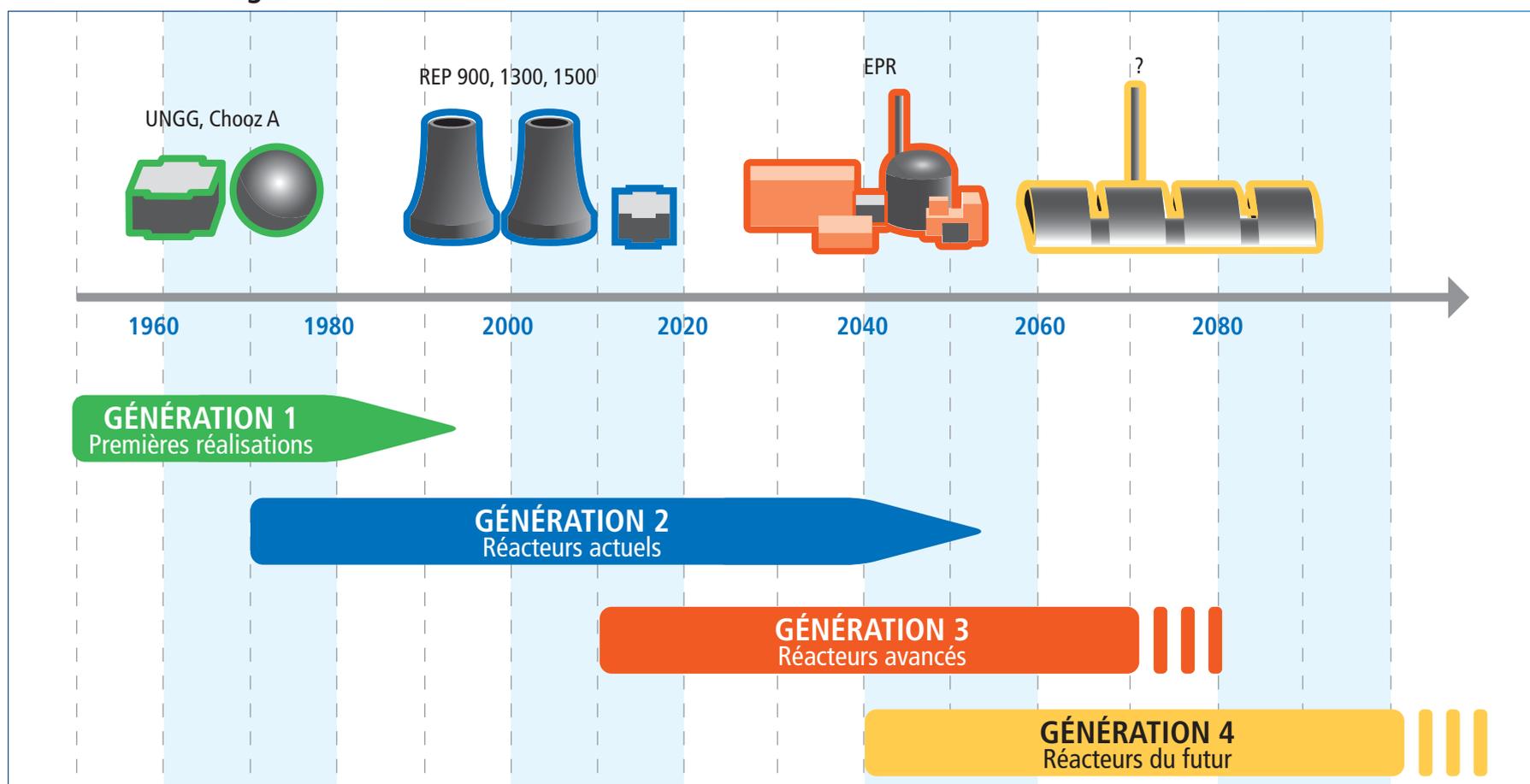
Les objectifs visés pour ces systèmes du futur et le choix des technologies clés pour les atteindre sont au cœur de discussions internationales, notamment au sein du Forum international Génération 4, lancé en 2000 à l'initiative du département américain de l'énergie. Ce forum a pour objectif de sélectionner 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.

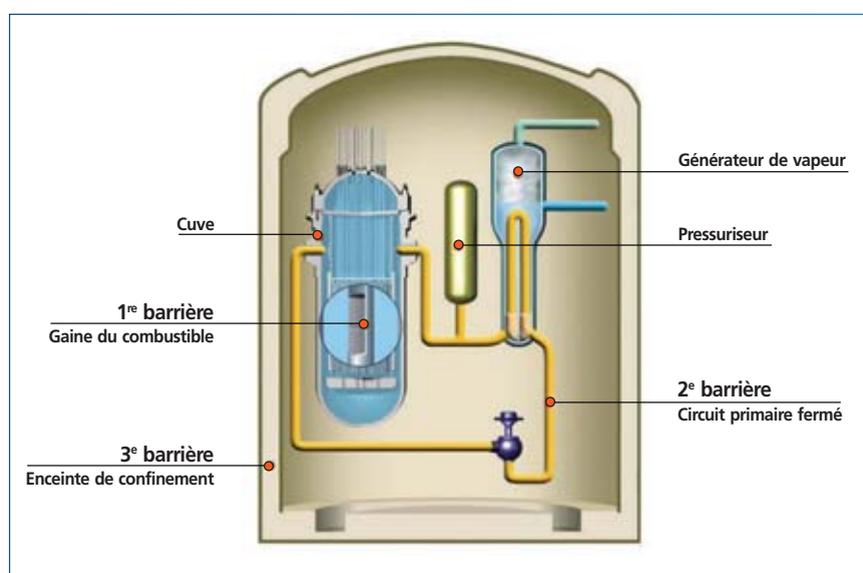
La formation des opérateurs est essentielle pour leur permettre de réagir opportunément en cas d'accident. Cela suppose l'apprentissage de l'imprévu qui ne peut pas s'acquérir dans la vie quotidienne de la centrale. Des stages de recyclage réguliers sur des simulateurs, capables de reproduire des accidents 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

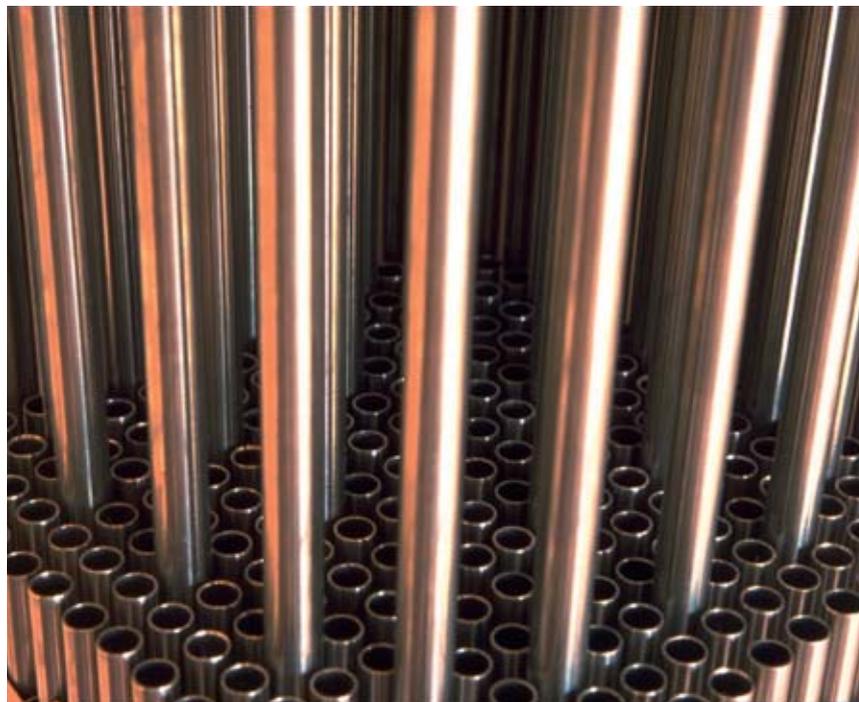
La filière nucléaire assure à la France un taux d'indépendance énergétique supérieur à 50 % et a des retombées positives sur une part significative de l'activité économique nationale.

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.

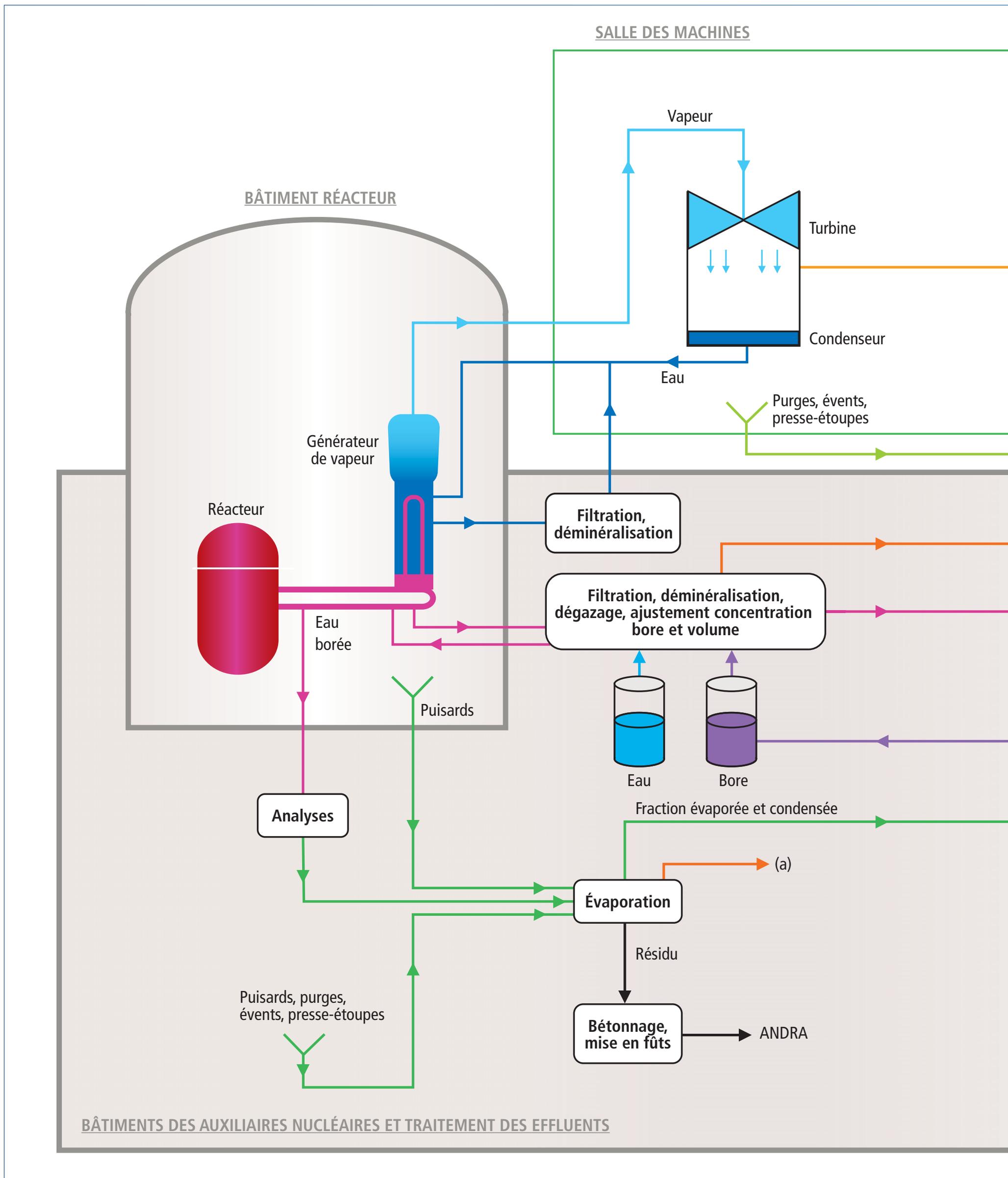
Les rejets radioactifs annuels maximaux par voie gazeuse envisageables pour le site actuel seront précisés dans le cadre de la procédure de DAC.



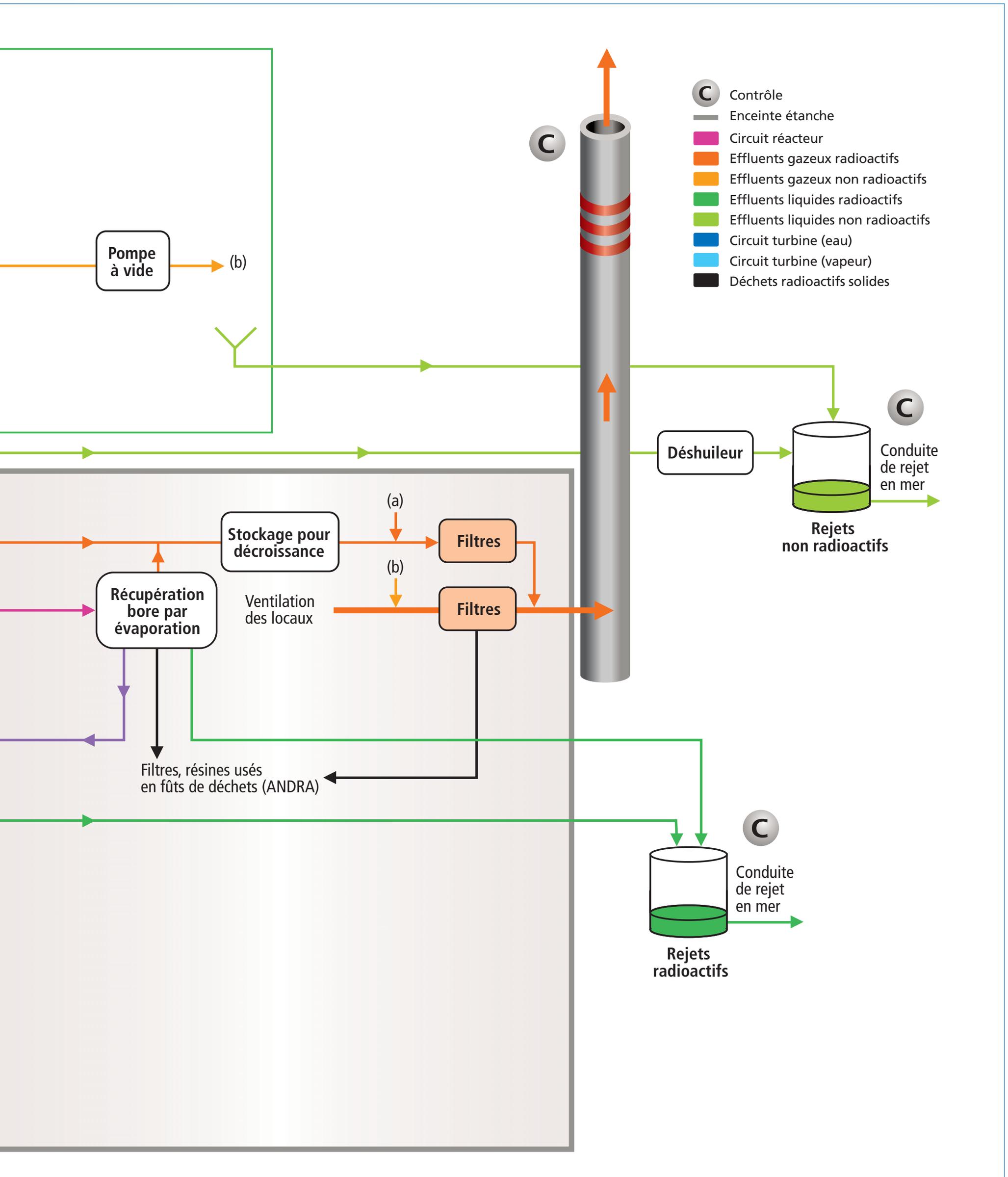
Analyse de prélèvements effectués autour de la centrale de Penly.

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.

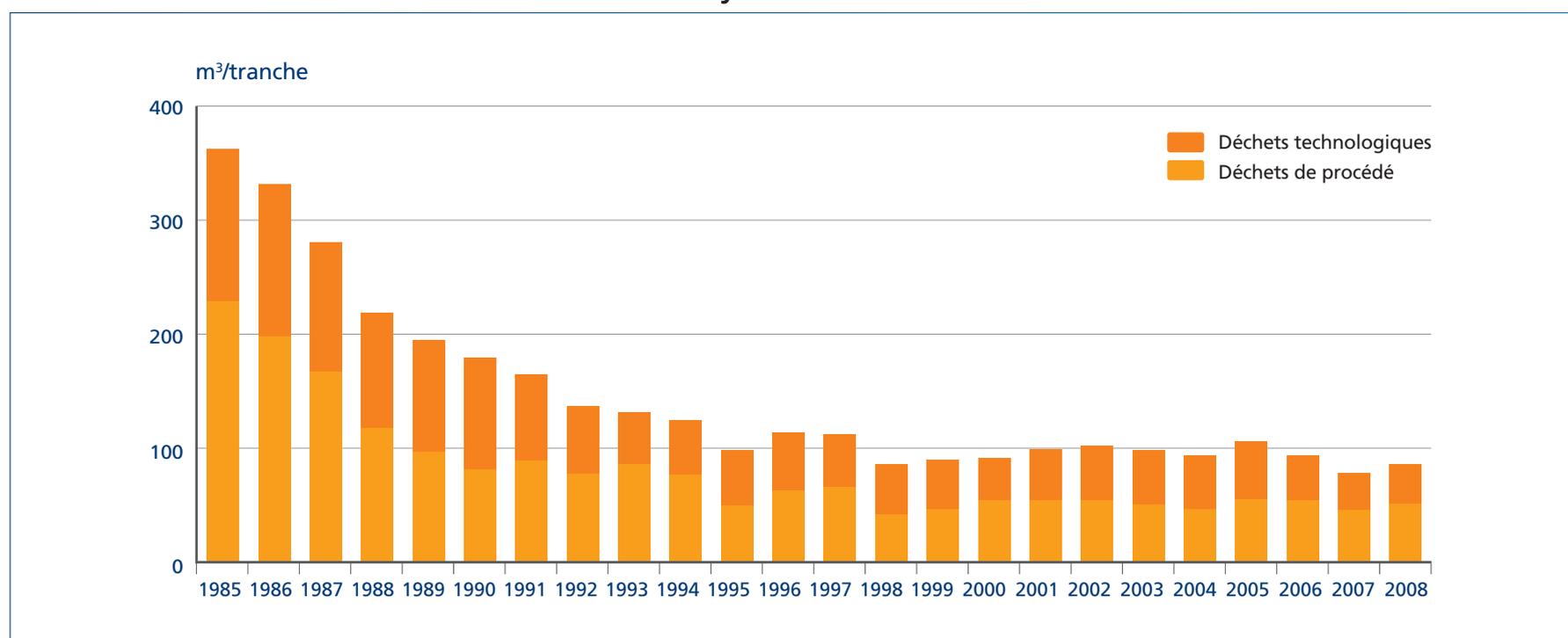
▣ La gestion des déchets à vie courte

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.

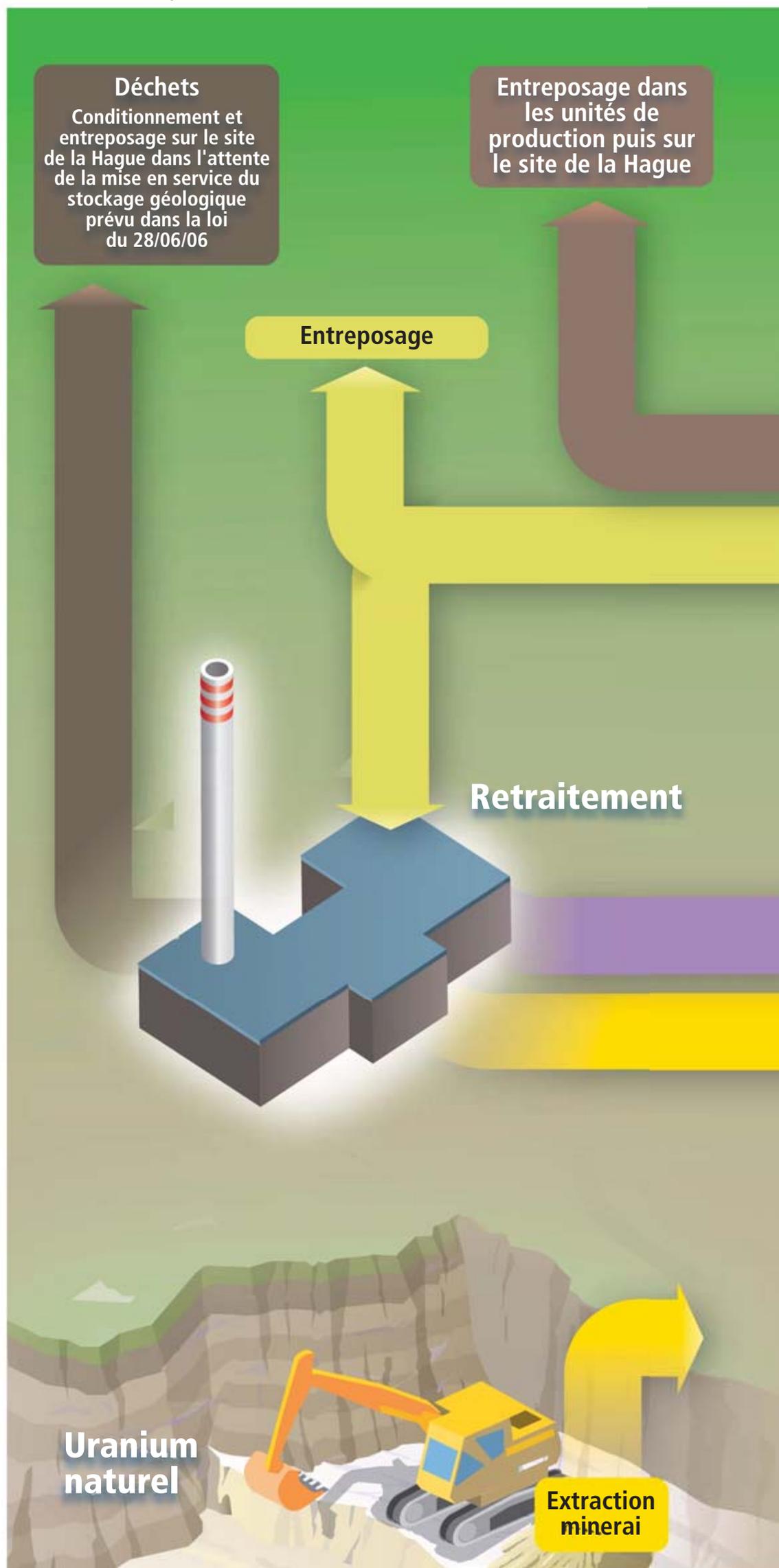
La matière récupérée est utilisée pour faire de nouveaux assemblages de combustible d'un autre type, le MOX ("Metal Oxyde", mélange de plutonium et d'uranium enrichi) actuellement utilisé dans 20 réacteurs nucléaires. Il est prévu que Penly 3 puisse aussi utiliser ce combustible.

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).

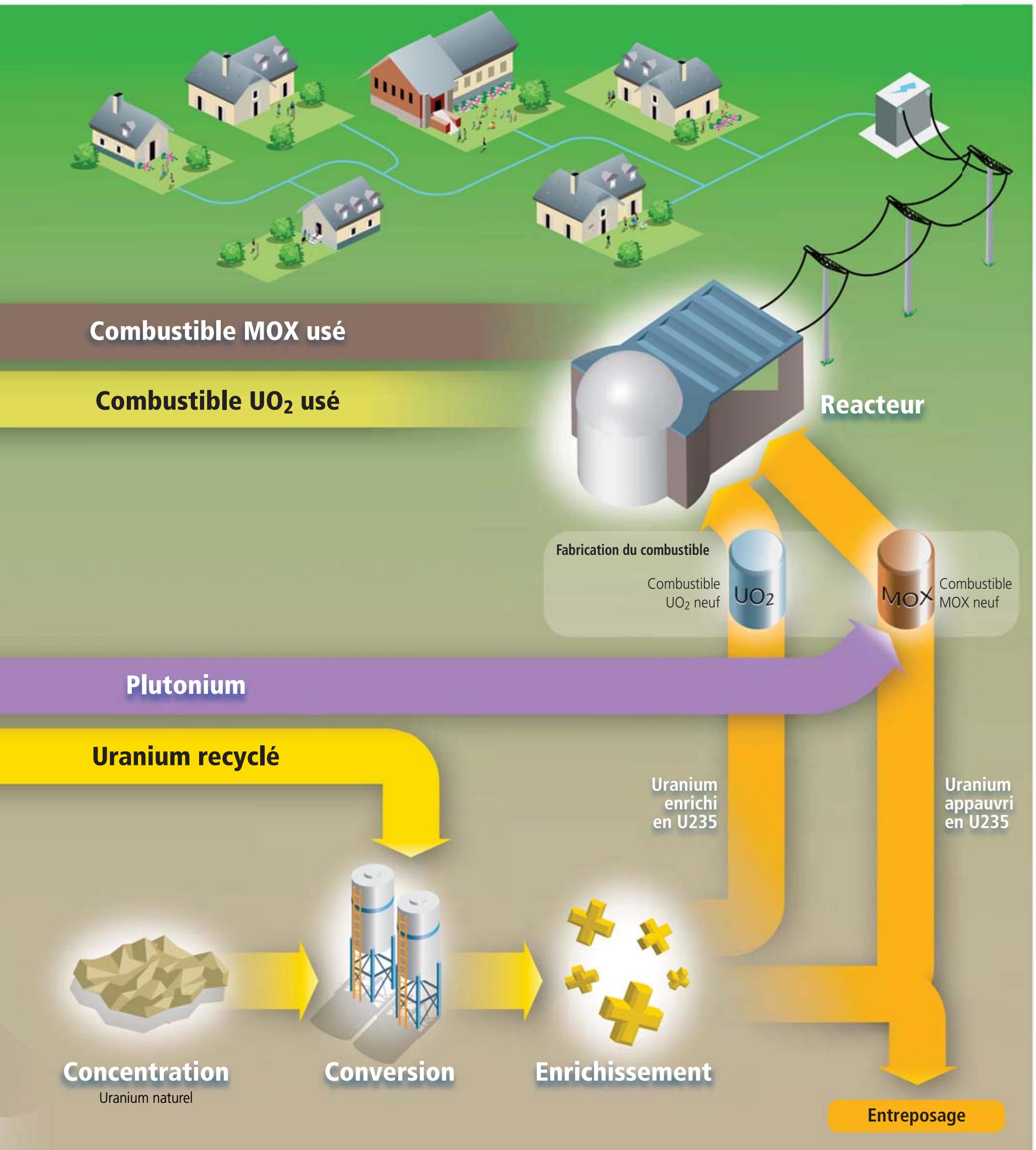
À plus long terme, quand les réacteurs de la génération 4 seront disponibles, le recyclage permettra d'utiliser la quasi-totalité des potentialités du combustible nucléaire dans un cycle plus complet. Le combustible de certains réacteurs de génération 4 sera constitué d'uranium non fissile (appelé également 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.

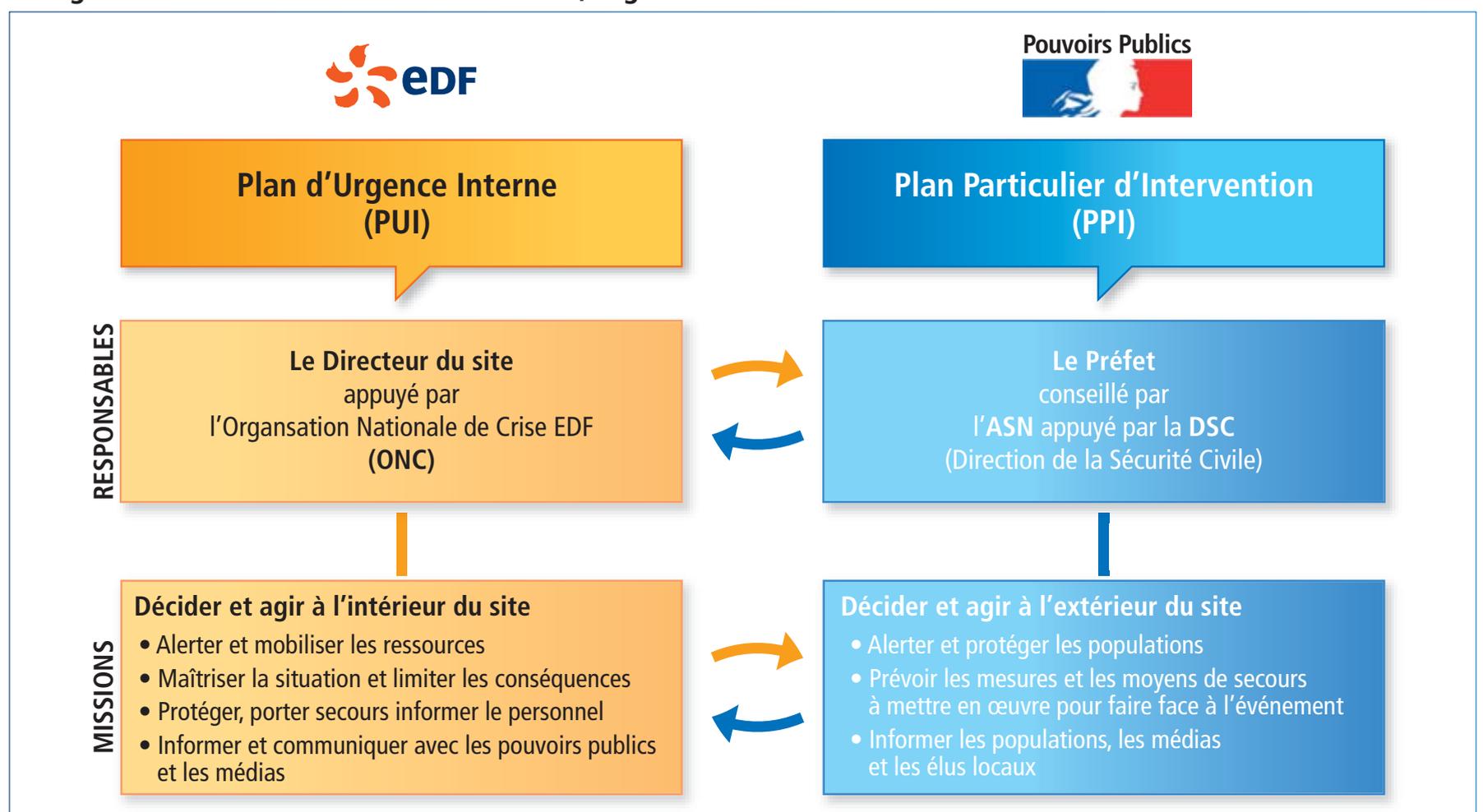
Le PUI est déclenché en cas d'incendie ou s'il y a des blessés, suite à un accident. Il est également déclenché en cas de risque de relâchement de radioactivité dans les installations et/ou dans l'environnement, susceptible de conduire à une exposition des personnes travaillant à l'extérieur des installations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

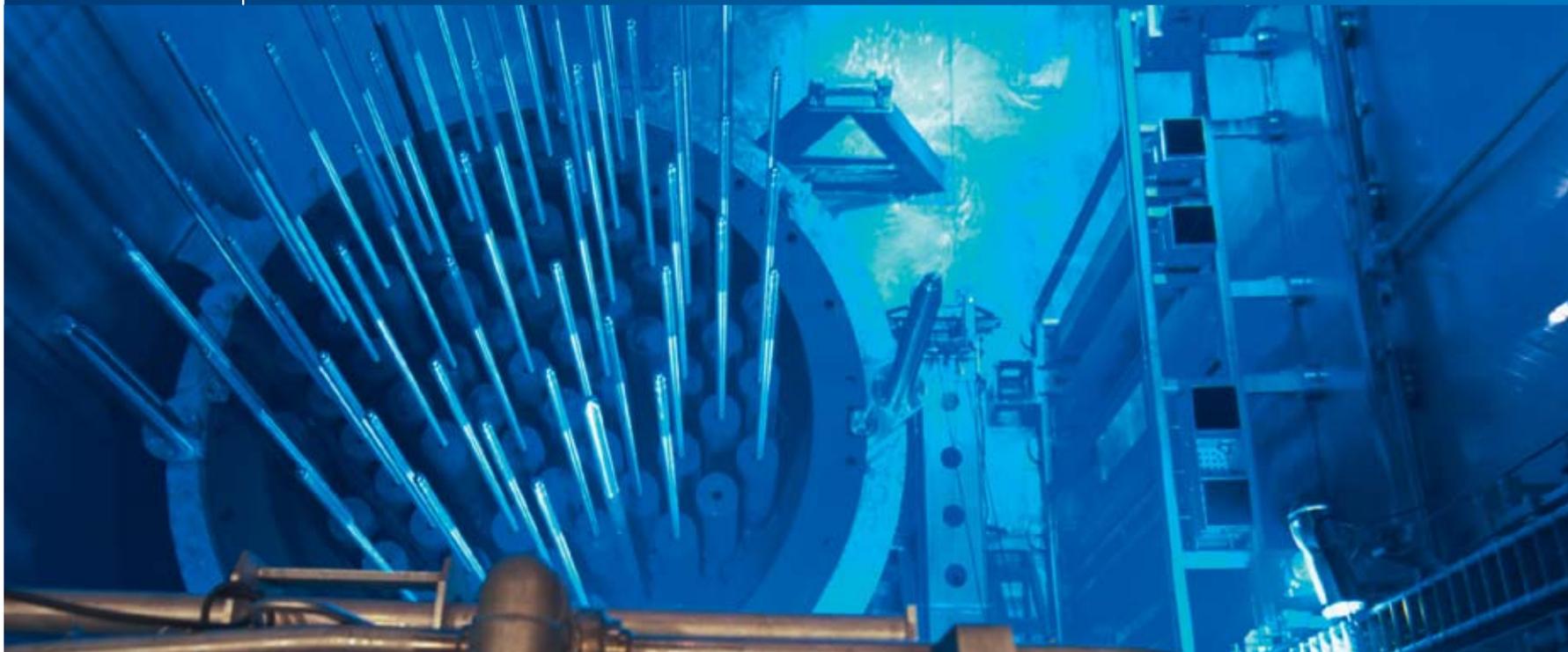
- **Le PPI déclenché en mode réflexe** - événement se déroulant rapidement : il permet d'apporter immédiatement une réponse prédéterminée, en termes de protection des populations, à certains types d'événements. Ce mode réflexe a pour but de répondre à des événements à cinétique rapide, c'est-à-dire tout 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.

8

LA TRANSPARENCE DANS LE NUCLÉAIRE



Les barres de contrôle du réacteur.

La loi n° 2006-686, du 13 juin 2006, a permis de mettre à jour et compléter le corpus législatif s'appliquant à l'industrie nucléaire. Relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, elle régit toutes les phases de la vie d'une installation nucléaire et définit également des dispositions relatives à la transparence.

En matière de transparence, les principales dispositions de la loi sont les suivantes :

- transformation des services de l'État chargés de la sûreté nucléaire en une autorité administrative indépendante dotée de pouvoirs de police, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) ;
- affirmation du droit du public à l'information sur les risques, les mesures de sûreté et de radioprotection des installations nucléaires. La loi prévoit notamment la publication par chaque exploitant d'installation nucléaire d'un rapport annuel qui présente les dispositions en matière de sûreté et de radioprotection, les incidents et accidents d'exploitation, les résultats de la surveillance des rejets et de l'environnement, les

déchets entreposés dans l'installation. Elle permet également à tout citoyen de demander aux exploitants nucléaires la communication d'informations relatives à la radioprotection et à la sûreté nucléaire¹ ;

- définition du statut, du rôle et des prérogatives des Commissions locales d'information (CLI) ;
- création du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire.

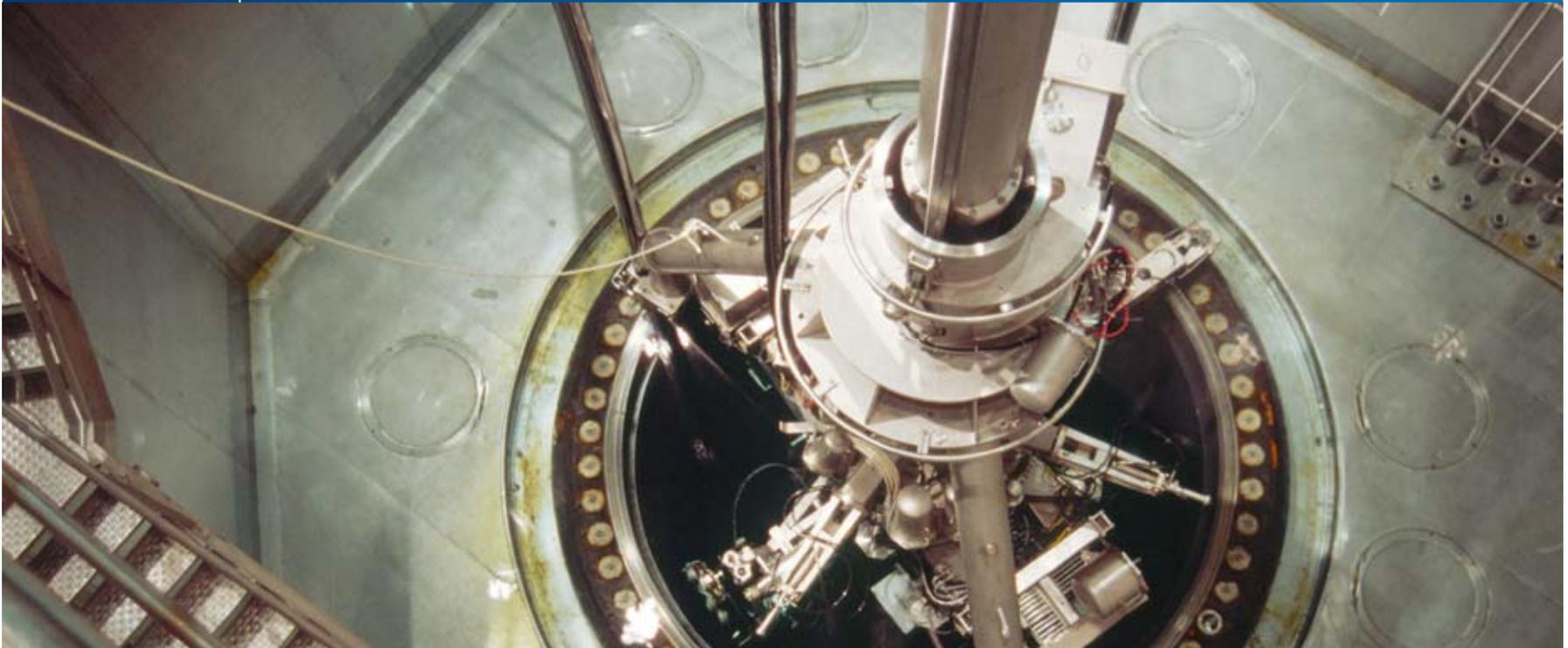
Pour plus d'informations, le lecteur pourra se reporter à :

- www.hctisn.fr = page d'accueil du site Internet du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire.
- www.asn.fr = page d'accueil du site Internet de l'Autorité de sûreté nucléaire.
- energies.edf.com/edf-fr-accueil/la-production-d-electricite-edf/-nucléaire/les-centrales-nucléaires-120223.html = page d'accès aux informations des différentes centrales nucléaires françaises, notamment le rapport annuel TSN.

1. Toutes les informations ne sont cependant pas accessibles, notamment celles relevant de la confidentialité commerciale et de la protection des installations (secret défense).

9

LE CONTRÔLE DES CENTRALES NUCLÉAIRES



Inspection de la cuve du réacteur par robot MIS.

9.1 Qui contrôle les centrales nucléaires ?

▣ Le contrôle de la sûreté par les exploitants

EDF, comme tout exploitant nucléaire, est responsable de son installation. À ce titre, elle dispose d'une organisation spécifique pour assurer le contrôle interne de ses activités nucléaires. Sur chaque site nucléaire, sous l'autorité du directeur de la centrale, une entité de contrôle indépendante des services opérationnels, composée d'ingénieurs sûreté et d'auditeurs techniques, vérifie l'efficacité et l'adéquation des dispositions prises en matière de sûreté.

Au niveau national, EDF dispose d'un corps d'inspecteurs et d'auditeurs appelé Inspection Nucléaire. Placé sous l'autorité du Directeur de la production nucléaire, il réalise périodiquement sur chaque site de production nucléaire des évaluations globales de sûreté. Ces évaluations permettent de s'assurer du respect des exigences de sûreté et du bon fonctionnement de l'organisation, de l'adéquation des compétences et de diffuser les bonnes pratiques en matière de sûreté.

En outre, un inspecteur général pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection rend compte directement au Président du groupe EDF. Il établit annuellement un rapport,

rédigé à partir des visites et audits de sites qu'il peut réaliser avec les membres de son équipe. Ce rapport permet de présenter un jugement sur l'état de la sûreté et de la radioprotection dans l'entreprise¹.

Enfin, "WANO" (*World Association of Nuclear Operators*), association indépendante regroupant 144 producteurs nucléaires mondiaux, a notamment pour but d'améliorer l'exploitation des centrales particulièrement dans le domaine de la sûreté au travers d'actions d'échanges techniques. Un programme "peer review" (revue par des pairs) permet à des exploitants nucléaires issus de nombreux pays, et encadrés par des membres permanents de WANO, d'évaluer les centrales françaises à partir d'un référentiel d'excellence et ainsi de comparer les pratiques nationales aux meilleures pratiques mondiales de l'industrie nucléaire.

▣ Le contrôle de la sûreté par les pouvoirs publics

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), autorité administrative indépendante, définit les objectifs généraux en matière de sûreté nucléaire, de radioprotection et de protection de l'environnement. À cette fin, elle élabore

1. Ce document est disponible sur le site Internet à l'adresse suivante : <http://energies.edf.com/edf-fr-accueil/la-production-d-electricite-edf/nucleaire-120205.html>. Sur cette page, se trouve le lien qui permet de télécharger le rapport annuel de l'inspecteur général pour la sûreté d'EDF.

des règles techniques générales, analyse les modalités proposées par les exploitants nucléaires pour atteindre ces objectifs, édicte des prescriptions spécifiques à chaque centrale, vérifie par des inspections la bonne application des règles. Créée par la loi du 13 juin 2006 (loi TSN), elle reprend les missions assurées précédemment par la DGSNR (Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection). Elle comprend huit Directions nationales et onze Divisions régionales.

En cas de risque pesant sur la sûreté, l'environnement ou la santé du public, l'ASN a le pouvoir d'imposer des exigences complémentaires aux exploitants nucléaires. Elle peut également ordonner la suspension de l'exploitation d'une centrale.

Pour plus de transparence, le gouvernement a séparé l'expertise technique de la fonction d'autorité de contrôle (autorisations individuelles, décisions à caractère réglementaire et inspections). Ainsi, pour mener à bien ses instructions techniques, l'ASN fait appel à l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). L'IRSN exerce une fonction d'expertise et réalise des recherches et des travaux dans les domaines de la sûreté nucléaire, de la protection contre les rayonnements ionisants, de la protection de l'environnement, du contrôle et de la protection des matières nucléaires, et de la protection contre les actes de malveillance.

À l'issue de chaque inspection de l'ASN, une "lettre de suite" est transmise à l'exploitant précisant, le cas échéant, les mesures à mettre en œuvre dans un délai imparti. Ces lettres sont mises en ligne sur Internet (www.asn.fr).

▣ Le contrôle de la sûreté par les organisations internationales

L'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) a développé des moyens d'analyse et d'évaluation, en particulier des missions OSART (*Operating Safety Assessment Review Team*). Ainsi, à la demande de l'État français, des experts internationaux de l'AIEA audient les centrales nucléaires françaises, dans le but de renforcer la sûreté en exploitation des centrales, grâce à la mise en commun de l'expérience d'exploitation acquise.

▣ Le contrôle des rejets radioactifs et la surveillance radiologique de l'environnement

La protection de l'environnement autour des centrales nucléaires est assurée par un contrôle rigoureux des rejets liquides et gazeux, qu'ils soient radioactifs, chimiques ou thermiques, réalisé par EDF, qui permet de s'assurer que les arrêtés d'autorisation de rejets sont

respectés. Un rejet ne peut être autorisé que dans la mesure où ses conséquences sur l'environnement et la santé sont acceptables, compte tenu notamment des normes fixées au niveau international par la Commission internationale de protection radiologique, la Commission européenne et l'Agence internationale de l'énergie atomique. Le contrôle réglementaire est réalisé par l'exploitant pendant toute la durée de vie de l'installation selon un programme validé par l'Autorité de sûreté, comprenant des analyses effectuées sur les rejets liquides et gazeux, d'une part, et dans le milieu récepteur d'autre part (rayonnement ambiant, activités des poussières atmosphériques, de l'eau de pluie, des eaux réceptrices et souterraines, des végétaux et du lait).

Les résultats sont disponibles sur le site Internet d'EDF à l'adresse : <http://energies.edf.com/edf-fr-accueil/la-production-d-electricite-edf/-nucleaire/les-centrales-nucleaires-120223.html> qui est la page d'accès aux informations des différentes centrales nucléaires françaises, notamment les indicateurs environnementaux. Les échantillons prélevés dans l'environnement sont analysés par EDF, dans un laboratoire réglementaire situé à l'extérieur de chaque site et utilisé uniquement pour les mesures dans l'environnement. Les résultats sont transmis à l'IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire). Dans le but de validation, des prélèvements distincts sont envoyés directement à l'IRSN pour analyse.

Au-delà de la surveillance de l'environnement, des études radioécologiques permettent d'évaluer l'impact des installations dans l'environnement. Au niveau national, EDF coordonne l'ensemble des études autour de chaque site. Dans la majorité des cas, c'est l'IRSN qui assure les prélèvements et les mesures, EDF gardant la responsabilité de l'interprétation des résultats.

Avant la mise en service de l'installation, un bilan radioécologique initial est réalisé (mesures de radioactivité du milieu et évaluation de dose).

Tous les dix ans, un bilan radioécologique est réalisé et les résultats des prélèvements sont comparés au bilan initial.

Cet éventail d'études est complété, depuis 1991, par un suivi radioécologique annuel qui permet de définir la situation dans l'environnement de chaque site par comparaison dans le temps et l'espace. Ce suivi comprend des mesures sur les indicateurs de radiocontamination les plus représentatifs dans les écosystèmes terrestre et aquatique de l'environnement de chaque site.

L'ensemble des résultats de ces contrôles est porté à la connaissance du public par l'intermédiaire des administrations, des élus, des CLI, des rapports annuels publiés par les exploitants et des médias.

9.2 La durée de fonctionnement des centrales nucléaires

▣ Le cadre réglementaire en France

La réglementation française ne fixe pas de limite à la durée de fonctionnement des installations nucléaires dans le cadre des autorisations de création et de mise en service.

Cependant, pour garantir un niveau élevé de sûreté et de protection de la santé et de l'environnement, la loi "Transparence et sécurité nucléaire" (Article 29) stipule :

"L'exploitant d'une installation nucléaire de base procède périodiquement au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales. Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente [...], en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et aux ministres chargés de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de cet examen et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la sûreté de son installation.

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

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

Ainsi, des rendez-vous réglementaires périodiques sont fixés sous la forme de visites décennales et de réexamens de sûreté associés.

▣ En pratique

Les centrales nucléaires françaises actuelles ont été conçues pour une durée d'exploitation prévisionnelle minimale de 40 ans. Ceci ne signifie pas pour autant qu'elles devront s'arrêter à cette échéance.

Les centrales nucléaires évoluent tout au long de leur existence. Tous les matériels font l'objet d'un programme de surveillance et de maintenance, sont contrôlés périodiquement et rénovés ou, au besoin, remplacés. Toutes les modifications effectuées par EDF pour améliorer la sûreté des installations sont réalisées après accord de

l'ASN et sous son contrôle permanent.

Les seuls éléments clés jugés non remplaçables sont la cuve du réacteur et l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur.

- L'étanchéité du bâtiment réacteur et des traversées de l'enceinte est surveillée en permanence. De plus, des essais spécifiques d'étanchéité des enceintes sont réalisés tous les 10 ans.
- Le principal facteur de vieillissement de la cuve du réacteur est le flux de neutrons qui la traverse. Dans chaque cuve, des échantillons témoins de l'acier de la cuve sont placés au point des flux les plus forts. Ils sont prélevés périodiquement et leur analyse permet de vérifier le bon état de la cuve du réacteur.

Lors des visites décennales, des inspections approfondies des matériels permettent de déterminer leur aptitude à la poursuite de l'exploitation pendant les dix années suivantes. De plus, les réexamens de sûreté permettent de déterminer les modifications éventuelles nécessaires à l'amélioration de la sûreté.

Ces réexamens prennent en compte le retour d'expérience de l'exploitation, y compris à l'international, et les progrès scientifiques et technologiques.

À cette occasion, l'ASN peut formuler de nouvelles exigences dont elle vérifie ensuite la bonne prise en compte par l'exploitant.

EDF a pour objectif d'allonger significativement la durée de fonctionnement de son parc au-delà de 40 ans, en cohérence avec la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue (États-Unis, Japon, Suède, Suisse, etc.). À cette fin, EDF a engagé des plans d'action industriels et de Recherche & Développement.

En 2010, EDF proposera à l'Autorité de sûreté nucléaire des améliorations de sûreté pour un fonctionnement du parc au-delà de 40 ans.

10

LE DÉBAT PUBLIC DE FLAMANVILLE 3



La réunion publique, socle du débat public.

Le projet Penly 3 est, sur le plan technique, très similaire au projet Flamanville 3, pour lequel EDF a saisi la Commission nationale du débat public le 4 novembre 2004. Le débat public, organisé par la CNDP, s'est déroulé du 19 octobre 2005 au 18 février 2006.

Il a permis à EDF d'expliquer son projet, en particulier son opportunité, ses objectifs, les conditions de sa réalisation et également d'entendre les attentes exprimées.

Le Président de la CNDP concluait son bilan ainsi : "On le voit, le débat public a eu lieu ; il a connu certes des difficultés, mais il était prévisible qu'un tel sujet puisse en susciter et, malgré les secousses qu'il a connues, il est allé à son terme et il a été utile".

Lors du débat, plusieurs attentes se sont manifestées, d'abord en matière d'accès à l'information, sur les risques, sur la transparence, sur la qualité de l'information, sur le nucléaire en général ; ensuite le souhait d'une politique ambitieuse en matière d'économies d'énergie et un développement renforcé des énergies renouvelables. Une forte attente dans le Cotentin s'est faite jour, pour que ce projet s'y intègre pleinement tant du point de vue environnemental que du point de vue économique. EDF s'est engagée au cours du débat à participer à un programme d'accompagnement économique local.



Dans la conclusion du compte rendu du débat, la Commission particulière du débat public a noté : "Mais ce débat a quand même permis des avancées immédiates et significatives. En effet EDF s'est engagée, si l'entreprise décide de poursuivre son projet, à :

- produire une version publique du rapport préliminaire de sûreté de l'EPR qui devrait prendre la forme d'un document technique expurgé des éléments protégés par le secret industriel ;
- établir une convention EDF/CLI de Flamanville/ANCLI permettant aux deux organismes de consulter, sur la base d'un questionnaire précis l'ensemble du rapport préliminaire de sûreté".

Ces engagements ont été suivis d'effets :

- la mise en ligne de la version publique du rapport préliminaire de sûreté a été faite en juin 2006 ;
- la convention CLI Flamanville/ANCLI/EDF a été signée le 6 novembre 2006.

Après que la CPDP et la CNDP eurent publié respectivement leur compte rendu et leur bilan, le Conseil d'Administration d'EDF a décidé de réaliser son projet de construction d'une unité de production électronucléaire sur le site de Flamanville dans la Manche.

Le chantier de Flamanville 3, premier EPR sur le territoire national, est mené par EDF, exploitant nucléaire du

projet; ENEL (principal producteur d'électricité italien) lui est associé.

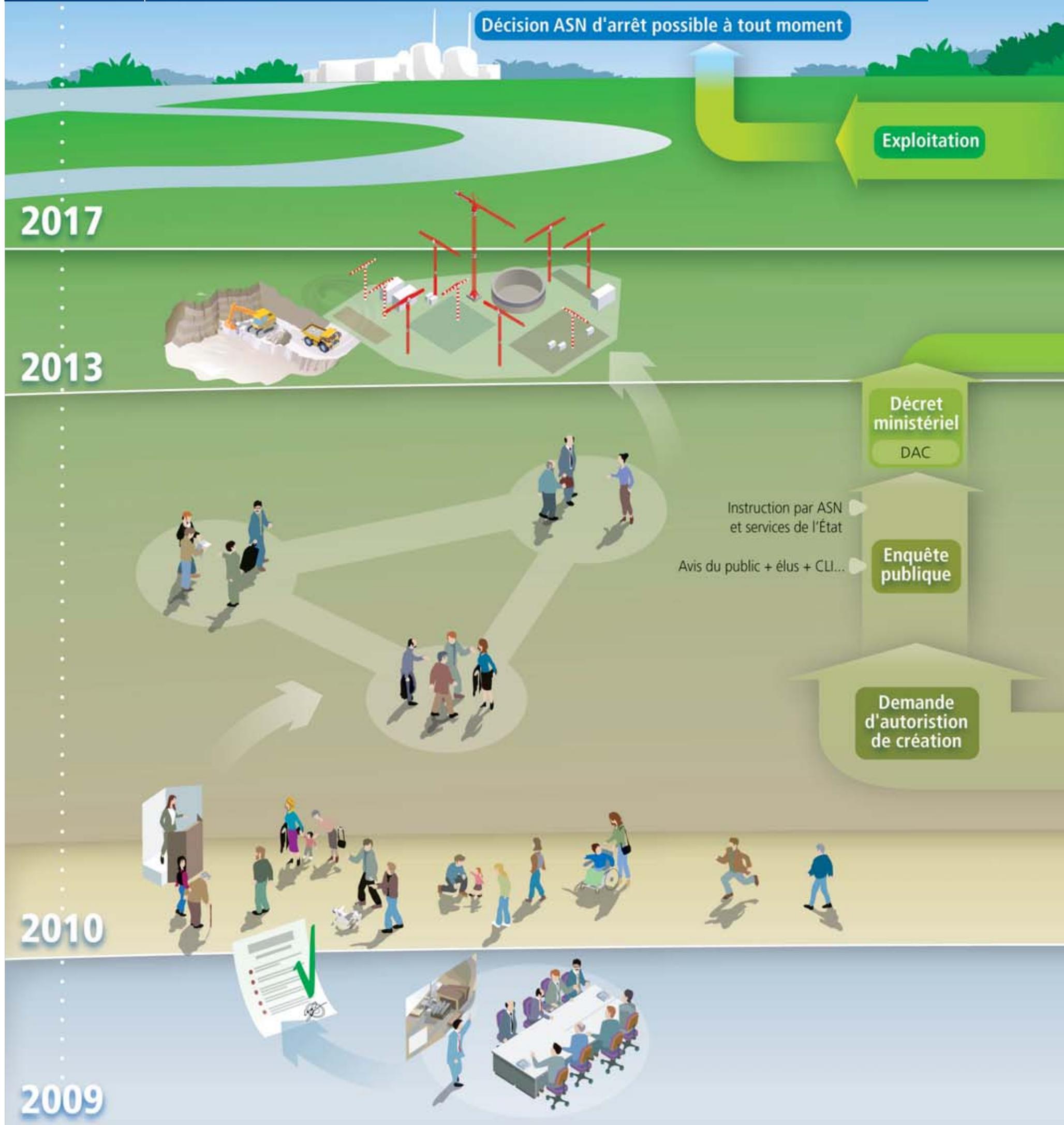
Les travaux préparatoires ont commencé en août 2006. Le décret d'autorisation de création a été signé en avril 2007 et la construction proprement dite a débuté en décembre 2007. L'objectif de démarrage est 2012, pour une première production électrique commercialisable en 2013.



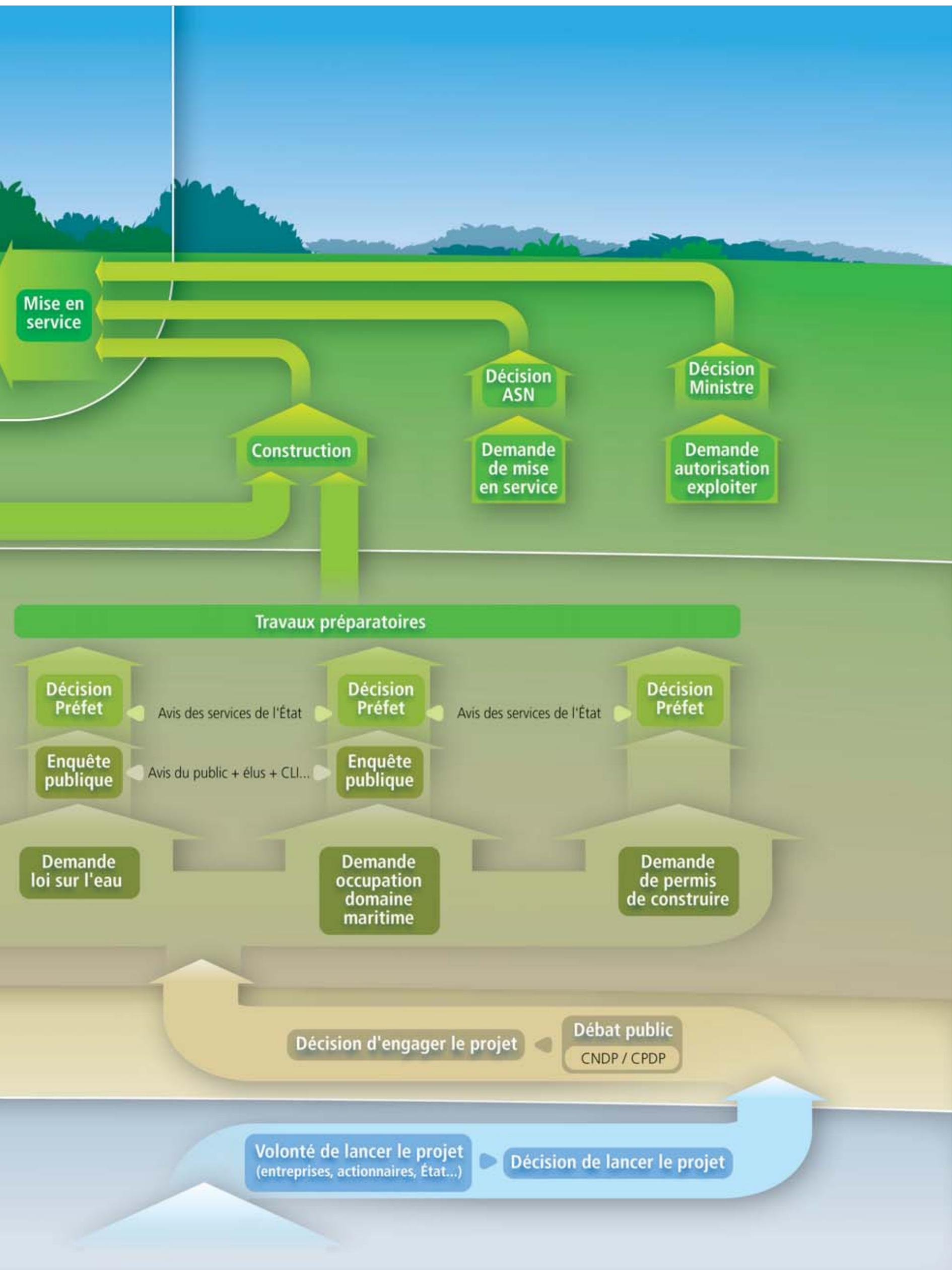
Le dossier du débat public de Flamanville 3.

11

LE PROCESSUS DÉCISIONNEL DE PENLY 3



Source : EDF.



Ce schéma de principe n'a pas de valeur légale.

11.1 Qui décide ?

▣ Le lancement du projet

Pour un tel investissement, un geste fort doit être fait par les dirigeants de l'entreprise et par son Conseil d'administration pour initier le processus administratif et technique qui conduira à la réalisation effective du projet ou de son abandon. Mais la seule volonté des dirigeants ou des actionnaires d'une société ne peut à elle seule suffire à faire aboutir le projet. D'autres parties prenantes sont sollicitées et ont à se prononcer.

▣ Le débat public

Le débat public permet, très en amont dans la vie du projet, de le présenter au public pour recueillir son avis. C'est un processus participatif qui permet au maître d'ouvrage d'avoir en main toutes les données relatives au projet, les données techniques qu'il avait déjà, mais également les données acquises en débattant. Ces dernières peuvent être déterminantes : nombre de projets ont été abandonnés ou profondément modifiés par le maître d'ouvrage à l'issue d'un débat public. Mais la décision de poursuivre lui appartient, en toute connaissance de cause.

▣ Les procédures administratives et les enquêtes publiques

EDF a recensé jusqu'à 16 procédures administratives qui régiront l'avancement du projet. La procédure majeure des installations nucléaires vise à l'obtention du DAC,

décret d'autorisation de création, mais chacune des procédures est nécessaire puisque le refus d'autorisation peut bloquer tout ou partie de la construction ou de la mise en service.

C'est l'administration (ministères, ASN ou préfecture) qui délivre les autorisations, après avoir recueilli, le cas échéant, l'avis du public, de la Commission Locale d'Information et des conseils municipaux ainsi que des services de l'État dans tous les cas.

Certaines procédures (DAC, demandes "loi sur l'eau" et demande d'occupation du domaine maritime, notamment) sont accompagnées d'une enquête publique, lors de laquelle le public est invité à exprimer ses remarques ou objections sur le projet du maître d'ouvrage.

▣ Le rôle central de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

L'ASN, en lien avec les ministres chargés de la sûreté nucléaire, instruit le dossier de demande de DAC. Ensuite, le dialogue se poursuit avec l'exploitant nucléaire jusqu'à la mise en service de l'installation et, au-delà, tout au long de la vie de l'installation et de son démantèlement. Penly 3 ne pourra démarrer que si toutes les demandes de l'ASN ont été prises en compte.

Après le démarrage, l'ASN peut faire arrêter à tout moment l'installation si elle le juge nécessaire.

11.2

La demande d'autorisation de création, principale procédure administrative

Le dépôt de la demande d'autorisation de création

L'article 8 du décret du 2 novembre 2007 détaille le contenu du dossier déposé par l'exploitant auprès des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Dans les faits, le dossier est transmis à la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (MSNR), rattachée au MEEDDM. Le dossier comprend notamment le plan détaillé de l'installation, le rapport préliminaire de sûreté, l'étude de maîtrise des risques, l'étude d'impact sur l'environnement et la santé, le bilan et le compte rendu du débat public...

La consultation locale du public : l'enquête publique

Le préfet du département d'implantation de la future installation soumet le dossier de la demande d'autorisation de création à enquête publique. L'enquête publique est ouverte au moins dans chacune des communes dont une partie du territoire est distante de moins de cinq kilomètres du périmètre de l'installation proposé par l'exploitant.

L'objet de cette enquête est d'informer le public et de recueillir ses appréciations, suggestions et contre-propositions afin de permettre à l'autorité chargée de l'instruction de disposer de tous les éléments nécessaires à la prise de décision. Aussi, toute personne intéressée, quels que soient son lieu de domicile et sa nationalité, est-elle invitée à s'exprimer dans des registres ouverts à cet effet dans les communes concernées. Pendant la durée de l'enquête publique, le rapport préliminaire de sûreté est consultable par le public selon des modalités fixées par le préfet.

Dans chaque département concerné par l'enquête publique, le préfet consulte également le conseil général et les conseils municipaux des communes concernées, les services déconcentrés de l'État qu'il estime concernés par la demande, ainsi que la Commission locale d'information (CLI) instituée auprès du site.

La consultation des experts techniques : l'examen technique

Lors de l'examen technique du dossier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), avec l'appui de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) dont elle sollicite l'avis, vérifie que les dispositions prises ou envisagées par l'exploitant aux stades de la conception, de la construction, de l'exploitation et du démantèlement de l'installation sont bien de nature à prévenir ou à limiter de manière satisfaisante les risques ou inconvénients que l'installation présente pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement. Dans ce cadre, l'ASN peut solliciter l'avis de groupes permanents d'experts.

Dans le cas d'un réacteur déjà construit par ailleurs, cet examen permet d'intégrer les enseignements tirés de l'examen technique des réalisations précédentes (pour Penly 3, les enseignements de Flamanville 3).

Il permet aussi de s'assurer que les risques spécifiques au site retenu (inondation, séisme, environnement industriel, conditions climatiques...) sont pris en compte à la conception pour le dimensionnement de l'installation.

La responsabilité de l'exploitant

La responsabilité des activités à risque incombe à ceux qui les entreprennent. L'exploitant est le premier responsable de la sûreté des centrales nucléaires. Il doit notamment mettre en œuvre les dispositions qui permettront de garantir leur bon fonctionnement, d'éviter les accidents et de gérer les éventuels incidents de manière à en minimiser les conséquences. ■

■ Consultation de diverses autorités sur l'impact de l'installation

Conformément au traité EURATOM (art. 37), la Commission européenne est consultée sur l'impact transfrontalier des rejets radioactifs de l'installation. Le décret d'autorisation de création ne peut être délivré qu'après réception de l'avis de la Commission.

Par ailleurs, l'autorité environnementale¹ doit examiner l'étude d'impact de l'installation et émettre un avis qui sera joint au dossier d'enquête publique.

■ La délivrance du décret d'autorisation de création (DAC)

Sur la base des conclusions de l'enquête publique et de l'examen technique, une proposition en vue de la rédaction d'un décret autorisant ou refusant la création de l'installation est transmise par l'ASN aux ministres chargés de la sûreté nucléaire. Les ministres sollicitent l'avis de l'exploitant puis de la Commission consultative des installations nucléaires de base (CCINB), instance de concertation sur les textes réglementaires et les principales décisions individuelles concernant les installations nucléaires.

Les ministres chargés de la sûreté nucléaire soumettent ensuite à l'ASN, pour avis, le projet de décret qui a été éventuellement modifié pour tenir compte de l'avis de la CCINB.

L'autorisation de création d'un réacteur électronucléaire est délivrée par décret du Premier ministre, contresigné par les ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret fixe le périmètre et les caractéristiques de l'installation. Il impose les éléments essentiels que requiert la protection des intérêts mentionnée par la loi, c'est-à-dire la sécurité, la santé et la salubrité publiques, la protection de la nature et de l'environnement. Il fixe enfin la périodicité des réexamens de sûreté si les particularités de l'installation justifient que cette périodicité ne soit pas égale à dix ans, ce qui est le régime normal.

■ Les prescriptions à caractère technique de l'ASN pour l'application du DAC

Pour l'application du DAC, l'ASN définit les prescriptions à caractère technique relatives à la conception, à la construction et à l'exploitation de l'installation qu'elle estime nécessaires à la protection des intérêts susmentionnés.

L'ASN précise notamment les règles relatives aux prélèvements d'eau et aux rejets d'effluents dans le milieu ambiant, ainsi qu'à la prévention et à la limitation des nuisances pour le public et l'environnement. Les prescriptions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement doivent faire l'objet d'une homologation par arrêté des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Toutes les prescriptions relatives à l'environnement sont adoptées après consultation du conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CoDERST).

Les prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire pour Flamanville 3

L'ASN a émis en octobre 2008, en accompagnement du décret d'autorisation de création de mai 2007, des prescriptions qui concernent :

- l'organisation et le management des activités ;
- la définition des opérations soumises à déclaration ou à accord de l'ASN ;
- la maîtrise des éventuelles situations d'accidents et la démonstration de la sûreté nucléaire ;
- la prévention des situations d'accident pouvant conduire à des rejets radioactifs précoces importants ;
- la maîtrise des fonctions fondamentales de la sûreté nucléaire de l'installation ;
- la maîtrise des risques non nucléaires d'origine interne (incendie,...) ou externes à l'installation (séismes,...) pouvant entraîner des conditions hostiles ou des dommages aux structures, systèmes et composants ;
- l'information des pouvoirs publics ;
- la maîtrise des éventuelles conséquences du chantier sur les tranches existantes.

Le dossier de demande de mise en service soumis à l'ASN, le moment venu, s'attachera à démontrer la mise en application de ces prescriptions. ■

1. L'autorité environnementale au sein du Conseil général de l'environnement et du développement durable a été créée par le décret n° 2009-496 du 30 avril 2009. Elle donne des avis, rendus publics, sur les évaluations des impacts sanitaires et environnementaux des grands projets et programmes dont l'autorisation est délivrée par décret.

Les inspections de l'Autorité de sûreté nucléaire pour Flamanville 3

En 2009, l'ASN a réalisé une trentaine d'inspections concernant le projet Flamanville 3 :

- 23 sur le chantier de construction, dont 2 inopinées ;
- 4 dans les centres d'ingénierie et 3 chez les fournisseurs.

Une quinzaine d'inspections n'ont donné lieu à aucun constat de l'ASN. Une vingtaine de constats ont été dressés lors des autres inspections et plus d'une centaine de questions ont été émises dans les lettres de suites.

Certaines inspections sont générales et portent sur les documents et l'organisation du projet Flamanville 3. D'autres portent sur des points techniques précis.

Le bilan général des inspections est le suivant :

- **les axes d'amélioration** identifiés par l'ASN en 2009 portent sur le processus d'identification des actions concernant la sûreté dans la chaîne de sous-traitants et sur la centralisation de la gestion des écarts et anomalies. EDF a apporté des éléments de réponse qui seront sans doute contrôlés lors des prochaines inspections ;
- **les points forts relevés** par l'ASN sont l'implication effective de toutes les entités métier de EDF, la volonté de transparence et la prise en compte du retour d'expérience et de ses demandes.

Un exemple d'inspection ayant occasionné des actions correctrices

Suite à la détection d'un écart sur le ferrailage d'une partie d'un bâtiment de sauvegarde, le coulage du béton sur les zones nucléaires de l'installation a été suspendu le 23 mai 2008. Le 20 juin, avec l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), les opérations de coulage du béton ont repris.

Pour tenir compte du retour d'expérience de cet écart, EDF a engagé des actions en interne et auprès des entreprises en charge du Génie Civil, afin de renforcer la qualité de la surveillance et du contrôle des activités. Ces dispositions, transmises à l'ASN, comprennent notamment le renforcement des équipes de surveillance et la mise en place de formations complémentaires.

L'Autorité de sûreté nucléaire communique sur l'actualité du contrôle du chantier de Flamanville 3 dans son site Internet à l'adresse suivante :

- <http://www.asn.fr/index.php/Les-activites-controlees-par-l-ASN/Production-d-Electricite/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR> ■

▣ Au-delà du DAC, les prérogatives de l'ASN

Après la signature du DAC, l'ASN :

- contrôle la construction pour s'assurer que celle-ci permet d'obtenir, *in fine*, un réacteur répondant aux exigences fixées à la conception ;
- prépare et mène l'examen de documents relatifs à la demande d'autorisation de mise en service, prévue par l'article 20 du décret n° 2007-1557 relatif aux installations nucléaires de base.

Le principe en matière de sûreté nucléaire est la responsabilité première de l'exploitant. L'objectif du contrôle de l'ASN est donc de s'assurer que l'exploitant exerce pleinement sa responsabilité première et maîtrise :

- la conformité des études de conception détaillée par rapport aux exigences de sûreté ;
- la conformité des activités de réalisation des équipements ou de l'installation, pour *in fine*, apprécier la qualité de la réalisation dans son ensemble ;
- l'impact du chantier vis-à-vis de la sûreté des installations nucléaires voisines et de l'environnement.

ANNEXES

Glossaire

Accident / incident

i
7.5

Lorsqu'un événement survient dans une installation nucléaire, il est qualifié d'incident ou d'accident en fonction de sa gravité et de ses conséquences sur les populations et l'environnement.

Pour mesurer la gravité d'un événement, une échelle internationale existe : l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). Cette échelle compte huit niveaux, le niveau 7 correspondant à un accident dont la gravité est comparable à l'accident survenu le 26 avril 1986 à la centrale de Tchernobyl en Ukraine.

Les événements de niveaux 1 à 3, sans conséquence significative sur les populations et l'environnement, sont qualifiés d'incidents. Ceux des niveaux supérieurs (4 à 7) sont qualifiés d'accidents.

Les événements qui surviennent en France chaque année ne sont généralement pas classés ou sont classés au niveau 1 de l'échelle INES. (Source : site Internet de l'ASN)

Application de l'échelle INES	Conséquences à l'extérieur du site	Conséquences à l'intérieur du site	Dégradation de la défense en profondeur
7 Accident majeur	Rejet majeur : effets étendus sur la santé et l'environnement		
6 Accident grave	Rejet important susceptible d'exiger l'application intégrale des contre-mesures prévues		
5 Accident	Rejet limité susceptible d'exiger l'application partielle des contre-mesures prévues	Endommagement grave du cœur du réacteur / des barrières radiologiques	
4 Accident	Rejet mineur : exposition du public de l'ordre des limites prescrites	Endommagement grave du cœur du réacteur / des barrières radiologiques / exposition mortelle d'un travailleur	
3 Incident grave	Très faible rejet : exposition du public représentant une fraction des limites prescrites	Contamination grave / effets aigus sur la santé d'un travailleur	Accident évité de peu / perte des barrières
2 Incident		Contamination importante / surexposition d'un travailleur	Incidents assortis de défaillances importantes des dispositions de sécurité
1 Anomalie			Anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé
0 Écart		Aucune importance du point de vue de la sûreté	
Événements hors échelle		Aucune pertinence du point de vue de la sûreté	

Activation

Action tendant à rendre radioactifs certains atomes, en particulier au sein des matériaux de structure des réacteurs, par bombardement par des neutrons ou d'autres particules.

Base / semi-base / pointe

Les moyens de production d'électricité de base sont appelés à fonctionner de manière permanente, les moyens de pointe ne sont appelés que quelques centaines d'heures par an au maximum, au moment des pointes de consommation. Les moyens de semi-base sont intermédiaires entre la base et la pointe (arrêt la nuit ou le week-end par exemple).

Biomasse

Ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d'énergie.

Bore

Élément chimique ajouté à l'eau du circuit du réacteur permettant de réguler la réaction nucléaire.

Brent

Brent est le nom d'un gisement pétrolier en mer du Nord. Le terme "brent" caractérise aujourd'hui un pétrole assez léger, qui sert de pétrole brut de référence au niveau mondial.

Caloporteur (fluide)

Dans un réacteur nucléaire, le caloporteur est le fluide qui permet de transporter l'énergie libérée par les réactions de fissions vers les organes de production d'électricité pour la transformer en électricité. Dans le cas des réacteurs EDF en exploitation et de l'EPR, le caloporteur est de l'eau.

Capture et séquestration du CO₂

Technique consistant à récupérer le CO₂ produit par une centrale électrique fonctionnant avec des hydrocarbures ou du charbon (capture) et à le stocker dans une enceinte étanche, en vue de réduire les émissions de CO₂.

Carbone 14

Le carbone 14 est un isotope radioactif du carbone. Il est formé naturellement lors de l'absorption de neutrons par les atomes d'azote de la stratosphère et des couches hautes de la troposphère. Les neutrons proviennent de la collision des rayons cosmiques avec les atomes de l'atmosphère, notamment l'oxygène. Du carbone 14 est également produit par les réacteurs nucléaires.

Le carbone 14 émet un rayonnement de faible énergie en se désintégrant. Sa radioactivité décroît de moitié tous les 5730 ans. Cet élément radioactif est utilisé pour dater des objets.

Combustible fossile

Combustible issu du sous-sol de la terre, principalement le gaz, le pétrole et le charbon. L'uranium naturel est fossile, mais n'est pas combustible.

Condenseur

Appareil formé de milliers de tubes dans lesquels circule de l'eau froide prélevée à une source extérieure : rivière ou mer. Au contact de ces tubes, la vapeur qui sort de la turbine se condense pour se transformer en eau.

Contamination (radioactive)

Contamination d'une matière, d'une surface, d'un milieu quelconque ou d'un individu par des substances radioactives. Dans le cas particulier du corps humain, cette contamination radioactive comprend à la fois la contamination externe cutanée et la contamination interne par quelque voie que ce soit (inhalation, ingestion).

Dosimétrie

Détermination, par évaluation ou par mesure, de la dose de rayonnement reçue par une substance ou un individu.

Énergies renouvelables

Une énergie renouvelable est une énergie renouvelée ou régénérée naturellement à l'échelle d'une vie humaine. Le caractère renouvelable d'une énergie dépend de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée. Si une ressource est consommée à une vitesse bien supérieure à la vitesse à laquelle elle est naturellement créée, elle n'est pas considérée comme renouvelable.

Générateur de vapeur

Dans les centrales nucléaires utilisant un réacteur à eau pressurisée, il s'agit d'un échangeur assurant le transfert de l'énergie sous forme de chaleur du circuit du réacteur à celui de la turbine sans contact direct. Dans ce type d'échangeur, une partie de l'énergie cédée sert à réchauffer l'eau de la turbine, et le reste à transformer cette eau en vapeur, à l'intérieur même de l'échangeur.

Hydrazine

Produit chimique ajouté à l'eau des circuits permettant de limiter leur corrosion.

Impact significatif

Significatif : qui est le signe, la preuve de quelque chose ; qui révèle quelque chose (dictionnaire Trésor de la langue française informatisé). Un impact est dit significatif quand on sait le discriminer de celui produit par les conditions qui prévalaient avant l'existence de la cause de l'impact étudié (une unité de production électronucléaire dans notre cas) et quand ses conséquences sont susceptibles de présenter un risque pour l'environnement ou la santé.

Incident

Voir Accident / incident

Indépendance énergétique

L'indépendance énergétique d'un pays est sa capacité à satisfaire ses besoins d'énergie en maîtrisant les sources de production, les canaux d'approvisionnement et les techniques de valorisation des différentes formes d'énergie.

Le taux d'indépendance énergétique correspond au rapport entre l'énergie produite par un pays et l'énergie consommée dans le pays.

Modérateur (fluide)

Matériau formé de noyaux légers qui ralentissent les neutrons. Il doit être à la fois suffisamment dense pour assurer un ralentissement efficace et suffisamment perméable pour ne pas absorber trop de neutrons. Le graphite ou l'eau ont ces propriétés. Dans le cas des réacteurs EDF en exploitation et de l'EPR, le modérateur est de l'eau.

Morpholine

Produit chimique ajouté à l'eau des circuits et permettant de limiter leur corrosion.

Pointe

Voir Base / semi-base / pointe

Pompe à chaleur

Une pompe à chaleur permet de transférer la chaleur du milieu le plus froid (et donc de le refroidir encore) vers le milieu le plus chaud (et donc de le chauffer). Le réfrigérateur et le climatiseur sont des systèmes de pompes à chaleur.

Mais le terme de “pompe à chaleur” s’est surtout diffusé pour désigner la pompe à chaleur géothermique (pompe à chaleur air-eau) ou la pompe à chaleur air / air, systèmes de chauffage domestique.

Réseau interconnecté

Simplification de “Réseau électrique interconnecté en courant alternatif”. La France fait partie d’un même réseau électrique qui s’étend du sud de l’Espagne au nord de la Pologne et jusque dans les Balkans. Voir Système électrique.

Retour d’expérience

Ensemble des enseignements issus de la conception et de l’exploitation d’une installation.

Scénario de référence

Scénario considéré comme le plus probable qui sert de référence, c’est en général celui dont on étudie le plus en détail les conséquences.

Scénario tendanciel

Pour ce qui concerne la consommation d’électricité, le scénario tendanciel est celui où on laisse agir la tendance naturelle, en d’autres termes celui où il n’y a aucune action pour modifier cette tendance.

Solaire photovoltaïque (Électricité)

Électricité produite à partir du soleil par l’intermédiaire de panneaux solaires photovoltaïques.

Sûreté / sécurité

La sécurité nucléaire comprend la sûreté nucléaire, la radioprotection, la prévention et la lutte contre les actes de malveillance, ainsi que les actions de sécurité civile en cas d’accident.

La sûreté nucléaire est l’ensemble des dispositions techniques et des mesures d’organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l’arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu’au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d’en limiter les effets.


6.5

La radioprotection est la protection contre les rayonnements ionisants, c’est-à-dire l’ensemble des règles, des procédures et des moyens de prévention et de surveillance visant à empêcher ou à réduire les effets nocifs des rayonnements ionisants produits sur les personnes, directement ou indirectement, y compris par les atteintes portées à l’environnement.


6.6

Sont soumis [à des dispositions particulières] les installations nucléaires de base et les transports de substances radioactives en raison des risques ou inconvénients qu’ils peuvent présenter pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l’environnement.

(Extraits de la loi Transparence et sécurité nucléaire, dite loi TSN)

Systèmes de sauvegarde

Ensemble des systèmes qui participent au maintien de l’état sûr du réacteur en cas d’incident ou d’accident.

Système électrique

Réseau électrique interconnecté. Par extension, tout ce qui a trait à l’exploitation et à la sécurité du réseau. Voir Réseau interconnecté.

Tritium

Le tritium est l’un des isotopes de l’hydrogène (de même que le deutérium). Il possède 1 proton et 2 neutrons. À la différence du deutérium, c’est un élément radioactif, qui émet un rayonnement de faible énergie en se transformant en hélium 3. Sa radioactivité décroît de moitié tous les 12,32 ans.

Uranium

L’uranium se présente à l’état naturel sous la forme d’un mélange comportant trois principaux composants : l’uranium 238, dans la proportion de 99,28 %, l’uranium 235 dans la proportion de 0,71 % et l’uranium 234.

L’uranium 235 est le seul composant naturel qui puisse entretenir une réaction nucléaire, une qualité qui explique son utilisation comme source d’énergie.

Visite décennale

Tous les 10 ans, les unités de production électronucléaire sont arrêtées pour une visite approfondie, la visite décennale, qui permet de réaliser un bilan exhaustif de l’installation. L’ASN n’autorise le redémarrage de l’unité à l’issue de cette visite que si les résultats sont satisfaisants.


9.2

Dictionnaire des sigles

ACV : Analyse du Cycle de Vie

ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

AIE : Agence Internationale de l'Énergie (*IAE en Anglais*)

AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique (*IAEA en Anglais*)

ALARA : Aussi faible que raisonnablement possible (*vient de l'anglais : As Low As Reasonably Achievable*)

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs

AREVA : Société anonyme de fourniture de solutions technologiques pour produire l'énergie nucléaire et acheminer l'électricité. AREVA regroupe notamment l'ex-COGEMA et l'ex-Framatome.

ASN : Autorité de sûreté nucléaire française, autorité administrative indépendante

Bq : Sigle du Becquerel, unité de mesure de la radioactivité (*1 Bq = 1 désintégration par seconde*), le Bq est une unité très petite, on utilise également dans ce document le GBq égal à 1 milliard de Bq.

CCG : Cycle Combiné à Gaz, unité de production d'électricité combinant une ou plusieurs turbines à combustion et une turbine à vapeur

CCINB : Commission Consultative des Installations Nucléaires de Base

CEMAGREF : Institut de recherche pour l'ingénierie de l'agriculture et de l'environnement, organisme de recherche sur la gestion des eaux et des territoires

CLI : Commission Locale d'Information

CNDP : Commission Nationale du Débat Public (*Autorité administrative indépendante*)

CPDP : Commission Particulière du Débat Public

CO₂ : Dioxyde de carbone, gaz produit notamment par la combustion des hydrocarbures ou du charbon. Le CO₂ est un des gaz qui contribuent à l'effet de serre.

CODERST : Conseil Départemental de l'Environnement et des Risques Sanitaires et Technologiques

CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité

DAC : Décret d'Autorisation de Création, parfois Demande d'Autorisation de Création

DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat (MEEDDM)

DIB : Déchets Industriels Banals

DIS : Déchets Industriels Spéciaux

EDF : Électricité de France

ENEL : Compagnie d'électricité italienne (*Ente Nazionale per l'Energia Elettrica*)

ENR : Énergies Renouvelables

EON : Compagnie d'électricité allemande

EPR : European Pressurized water Reactor (*Réacteur européen à eau pressurisée*)

EQRS : Évaluation Quantitative des Risques Sanitaires

EURATOM : Traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique

GDF SUEZ : Gaz de France - Suez

GBq : Giga Becquerel. 1 GBq = 1 milliard de Becquerel

IFREMER : Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la MER

INERIS : Institut National de l'Environnement industriel et des RISques

IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (*créé à partir de l'ex-IPSN et de l'ex-OPRI*)

ISO : Organisation internationale de normalisation, vient de l'anglais *International Standardization Organization*

LNHE : Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement (*EDF*)

MEEDDM : Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer

MEEDDAT : Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, ancien nom du MEEDDM. Les deux noms ont été conservés. MEEDDAT n'est utilisé que pour des références datées de la période correspondante à ce nom.

MDE : Maîtrise de la Demande d'Énergie

mSv : millième du Sievert, unité qui sert à quantifier les effets sur l'organisme de la radioactivité

Mtep : Million de tonnes équivalent pétrole

MW : Million de Watts

MWc : Million de Watts crête, unité utilisé pour le solaire, exprime la puissance maximale, avec le meilleur ensoleillement

OMS : Organisation Mondiale de la Santé

ONEMA : Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques

PIB : Produit Intérieur Brut

POPE : Loi Programme d'Orientations de la Politique Énergétique du 13 juillet 2005

PPI : Programmation Pluriannuelle des Investissements

R&D : Recherche et Développement

REP : Réacteur à Eau sous Pression

RTE : Réseau de Transport de l'Électricité, gestionnaire du réseau français de transport d'électricité à très haute tension

tep : tonne équivalent pétrole

TWh : Téra Watt heure = milliards de kWh (*kilo watt heure*)

UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité

WEC : Conseil mondial de l'énergie (*World Energy Council*)

Décisions de la CNDP

SÉANCE DU 1^{er} JUILLET 2009.
DÉCISION N° 2009 / 32 / PENLY / 1
PROJET « PENLY 3 » RÉACTEUR DE TYPE EPR

La Commission Nationale du Débat Public,

- vu le Code de l'environnement en ses articles L. 121-1 et suivants et son article R. 121-7,
- vu la lettre de saisine du Président d'EDF datée du 28 mai 2009, reçue le 29 mai 2009, et le dossier joint relatif au projet de construction d'une troisième unité de production électronucléaire sur le site de Penly (Seine-Maritime), basé sur un réacteur à Eau Pressurisée de type « EPR » et dénommé « Penly 3 »,
- après en avoir délibéré,
- considérant que, selon les indications contenues dans le dossier de saisine, les objectifs, la nature et l'importance du projet et sa place dans la politique énergétique nationale lui donnent un caractère d'intérêt national,
- considérant les enjeux économiques et sociaux qu'il comporte et les impacts de diverses natures, notamment sur l'environnement, qu'il implique.

Décide :

Article unique

Le projet « Penly 3 – Réacteur de type EPR » doit faire l'objet d'un débat public que la Commission nationale du débat public organisera elle-même et dont elle confiera l'animation à une commission particulière.

Le Président
Philippe DESLANDES

SÉANCE 3 MARS 2010
DÉCISION N° 2010 / 15 / PENLY / 6
PROJET « PENLY 3 » RÉACTEUR DE TYPE EPR

La Commission nationale du débat public,

- vu le code de l'environnement en ses articles L. 121-1 et suivants et son article R.121-7,
 - vu la lettre de saisine du Président d'EDF datée du 28 mai 2009 relatif au projet de construction d'une troisième unité de production électronucléaire sur le site de Penly (Seine-Maritime), basé sur un réacteur à Eau Pressurisée de type EPR,
 - vu sa décision n° 2009/32/PENLY/I du 1^{er} juillet 2009 décidant l'organisation d'un débat public et sa décision n° 2009/33/PENLY/2 du 1^{er} juillet 2009 nommant M. Didier HOUI, Président de la Commission particulière,
 - vu la lettre en date du 16 février 2010 du Président d'EDF transmettant le projet de dossier devant servir de base au débat public,
-
- sur proposition de Monsieur Didier HOUI,
 - après en avoir délibéré,

Décide :

Article 1

Le dossier du maître d'ouvrage est considéré comme suffisamment complet pour être soumis au débat public, sous réserve qu'un chapitre soit consacré aux prises de position des Autorités de sûreté nucléaire allemande, britannique, finlandaise et française sur l'EPR ainsi qu'au retour d'expérience du chantier de Flamanville 3 et que le chapitre relatif à la maîtrise du projet développe selon les hypothèses d'organisation envisagées la question de la gouvernance et de la responsabilité de chacun des partenaires.

Article 2

Sous réserve que ces compléments d'information soient transmis à la Commission nationale avant le 16 mars 2010, le débat public aura lieu du 24 mars au 24 juillet 2010.

Article 3

Les modalités d'organisation du débat public sont approuvées.

Le Président
Philippe DESLANDES

LE DOSSIER DU DÉBAT A ÉTÉ JUGÉ COMPLET PAR LA DÉCISION N° 2010 / 19 / PENLY / 7
DU 12 MARS 2010

Ce document est imprimé sur du papier issu de forêts gérées durablement et ayant obtenu une certification : Performa White (papier de couverture) et Natural Evolution (papier intérieur texturé) sont des papiers labellisés FSC (Forest Stewardship Council, organisation internationale encourageant une gestion forestière responsable), Magno Satin (papier intérieur lisse) est un papier labellisé PEFC (Programme for the Endorsement of Forest Certification schemes, Programme reconnaissance des schémas des certifications forestières).



Crédit photos et illustrations

Médiathèque EDF : couverture, 113 - D. Poidvin p. 7 - L. Gueneau p. 9 - F. Sautereau p. 10, 39 - G. Liesse p. 10, 134 - L. Vautrin p. 20, 120 - C. Pauquet p. 22 - Philippe Dollo p. 25 - P. Dhumes p. 32 - A. Sperber p. 33 - P. Gaillardin p. 34 - F. Arfaras p. 36, 101 - P. Eranian p. 50, 101, 123 - A. Morin p. 58 - M. Didier p. 62, 81, 92, 99, 100 - C. Helsy p. 71, 110 - P. Landmann p. 71, 119, 124 - W. Beaucardet p. 76, 122 - N. Buisson p. 79 - J.-L. Bertine p. 79 - B. Conty p. 79 - C. Bellana p. 80 - S. Humbert p. 80 - J.-L. Dias p. 98 - C. Berger p. 95 - M. Moreau p. 101 - M. Zumstein p. 133 - M. Querra p. 135. **Image et Process** : p. 1, 43, 44, 45, 61, 66, 69, 96. **IDE** : p. 40, 49, 112, 131, 140. **Autres** : Shutterstock p. 24, 138. Roger Taillibert p. 55 - Office du Tourisme de Dieppe p. 94 - Image Source p. 98 - A. Rastoin/Brief p. 139. Tous droits réservés.

Conception et réalisation  **BRIEF**

Dépôt légal : en cours

Impression : Frazier, Paris – Mars 2010



22-30, avenue de Wagram
75382 PARIS cedex 08
www.edf.fr
SA au capital de 924433331 euros – 552 081 317 RCS Paris