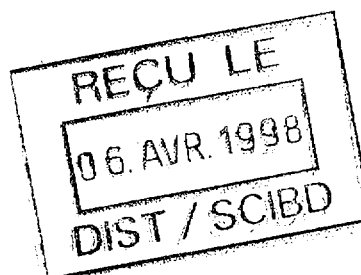


INIS-FR--029



FR9903448



BILAN DU PARC NUCLEAIRE EN 1997
Conférence de presse du 18 mars 1998

Bernard DUPRAZ
Directeur de l'exploitation du parc nucléaire
EDF Production Transport

Pierre LECOCQ
Directeur adjoint
Directeur technique
EDF Direction de l'Equipement

Contact presse : Jean-Marc Baizé
01.40.42.24.25

31 - 04



SOMMAIRE

1. Une compétitivité durable	p. 3
2. La sûreté	p. 5
3. Les entreprises prestataires : une charte suivie d'effets.....	p. 7
4. La radioprotection	p. 9
5. L'engagement pour l'environnement	p. 11
6. Le palier N4 confirme ses performances.....	p. 14
7. La gestion du combustible	p. 15
8. Le projet EPR.....	p. 16
9. La Chine : Daya Bay et Ling'Ao.....	p. 17
10. La mise à l'arrêt de Superphénix.....	p. 18

Photos disponibles sur demande

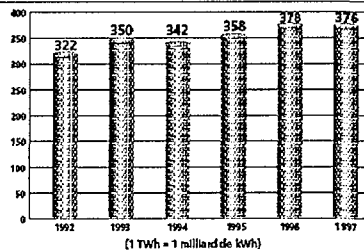
1. UNE COMPÉTITIVITÉ DURABLE

Baisse de 2 % par an des dépenses d'exploitation par kWh produit, hausse continue de la disponibilité : entre 1992 et 1997, la compétitivité du parc nucléaire affiche une amélioration constante.

Ces progrès ont largement contribué à la baisse des tarifs (7,9 % en francs constants de 1992 à 1997, 6 % pour la seule année 1997) engagée par l'entreprise.

Une baisse qui, conformément au contrat d'entreprise signé avec l'Etat en 1997, ira en s'accroissant et atteindra 14 % en moyenne en francs constants pour les années 1997-2000. Sur cette période, la facture EDF des ménages s'allégera de 20 milliards de francs, celle des artisans, commerçants et professions libérales (tarif bleu professionnel) de 9 milliards, celle des PME-PMI et du secteur tertiaire de 20 milliards, celle de la grande industrie de 7 milliards. Au total 56 milliards de francs 1997.

PRODUCTION D'ELECTRICITE
D'ORIGINE NUCLEAIRE (en TWh)

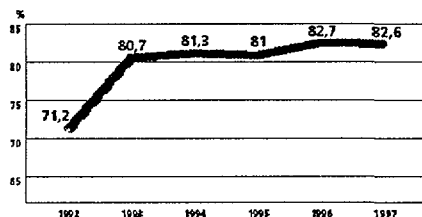


En 1997, 376 milliards de kWh (82% de la production d'électricité d'EDF) ont été fournis par les 57 réacteurs à eau pressurisée (REP) en exploitation (dont 3 réacteurs du palier N4).

1992-1997 : UNE DISPONIBILITE EN HAUSSE DE 16 %

De 1992 à 1997, la disponibilité du parc REP (hors palier N4) a progressé de 16 %. En 1997, avec un taux de 82,6 % (82,7 % en 1996) pour l'ensemble du parc 900 MW et 1 300 MW, EDF fait partie des meilleurs exploitants mondiaux¹. Ce résultat tient notamment à la maîtrise des arrêts de tranche, en particulier en terme de durée avec une moyenne de 48,4 jours (hors visites exceptionnelles).

DISPONIBILITE MOYENNE DES TRANCHES REP
EN SERVICE INDUSTRIEL (HORS N4)



¹ Comparaison internationale de la disponibilité des REP (valeurs médianes 1996) : France 84 ; Etats-Unis 83 ; Japon 77,9 ; Belgique 84,4.

L'indisponibilité des tranches est le fait, d'une part, des arrêts programmés pour renouvellement de combustible et travaux de maintenance (12,3%) et d'autre part de retards dans les arrêts programmés (2%) ou d'indisponibilité fortuite (3,1%).

48 arrêts ont eu lieu en 1997 : 28 pour visites partielles, 14 arrêts pour simple rechargement (ASR) et 6 visites décennales.

Quant aux aléas techniques, il s'agit pour l'essentiel de défauts sur les alternateurs et sur les transformateurs. Pour les premiers, la politique de rénovation consistant à rebobiner les stators se poursuit depuis 1994. Pour les seconds, une surveillance renforcée a été mise en place et les études sont en cours pour valider les mesures correctives envisagées.

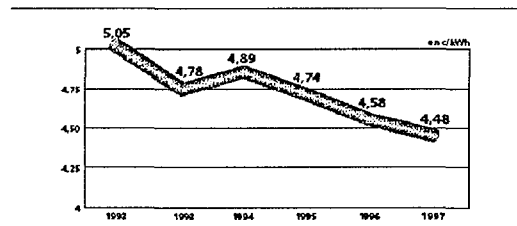
La pérennité de ce taux de disponibilité tient à l'anticipation industrielle de la maintenance générique lourde (générateurs de vapeurs, couvercles de cuve et mécanismes de commande de grappes) et à l'optimisation de la maintenance courante grâce :

- aux choix techniques de maintenance (matériels et systèmes),
- à la mise en oeuvre progressive de l'alternance d'une visite partielle avec un arrêt à simple rechargement (ASR). Les ASR sont plus courts qu'une visite partielle car limités au rechargement du coeur et aux contrôles de sûreté. Ils permettent donc de gagner en disponibilité, mais aussi de baisser les coûts (-20%) et surtout la dosimétrie globale (-30 % en moyenne par rapport à une visite partielle),
- au développement de la maintenance conditionnelle,
- à l'intercomparaison des coûts des travaux de maintenance entre centres de production pour généraliser les bonnes pratiques.

1992 -1997 : BAISSÉ DE 11,2 % DES DÉPENSES COURANTES D'EXPLOITATION DU PARC REP

De 1992 à 1997, les dépenses courantes d'exploitation sont passées de 5,05 centimes par kWh produit à 4,48 centimes (valeurs en centimes 1997) ; soit une baisse de plus de 11 %.

EVOLUTION DES DÉPENSES COURANTES D'EXPLOITATION DU PARC REP EN CENTIMES 1997 PAR kWh PRODUIT



De 1992 à 1996, ces progrès résultent principalement de l'amélioration de la disponibilité qui a permis l'accroissement de la production. En 1997, la production étant restée stable, c'est la baisse des coûts qui explique ce résultat.

Les dépenses courantes d'exploitation se sont élevées à 17,6 milliards de francs en 1997. Elles comprennent la maintenance (53 %), la logistique (27 %), la production (15 %) et la formation (5%).

A l'avenir, le renforcement de la compétitivité passera par :

- l'amélioration de la disponibilité, l'objectif étant un taux de 85 % en 2000,
- et la poursuite de la réduction des coûts d'exploitation, principalement de maintenance qui représente la moitié des dépenses.



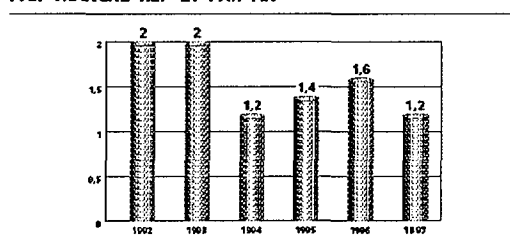
2. LA SURETE

Condition première de la pérennité du parc nucléaire et de la confiance des Français, la sûreté des centrales est une priorité absolue d'EDF. Le réexamen de sûreté du palier 900 W préalable aux deuxièmes visites décennales qui débiteront en 1998 et la poursuite du programme de remplacement préventif de certains composants contribuent à améliorer, à long terme, la fiabilité des installations, leur compétitivité et leur durée de vie.

1997 : MAINTIEN DE BONS RESULTATS ET IMPULSION NOUVELLE A LA SURETE

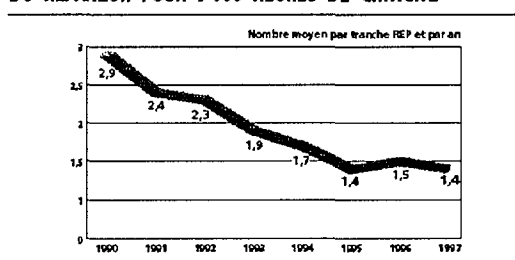
Avec 1,2 incident classé par tranche et par an sur l'échelle internationale INES² (2 en 1992) et 7,8 incidents significatifs, les résultats de l'année 1997 confirment le maintien d'un bon niveau de sûreté du parc. 68 incidents (87 en 1996) ont été classés dans l'échelle INES, dont 2 au niveau 2.

NOMBRE MOYEN D'INCIDENTS CLASSES
PAR TRANCHE REP ET PAR AN



Indicateur de la qualité d'exploitation, le nombre d'arrêts automatiques de réacteur (AAR)³ a été divisé par 2 depuis 1990.

ARRETS AUTOMATIQUES ET NON PROGRAMMES
DU REACTEUR POUR 7 000 HEURES DE CRITICITE



L'analyse en profondeur menée depuis 1994 indique que :

- la « gravité » des événements ne cesse de diminuer,
- comme dans toutes les industries de haute technologie, les deux tiers des incidents sont dus au facteur humain.

² Echelle internationale de classement des incidents nucléaires qui compte 7 niveaux

³ Les AAR résultent de défauts d'exploitation, même mineurs, entraînant le fonctionnement des protections automatiques du réacteur.



L'homme étant également le premier vecteur de progrès dans ce domaine, une impulsion nouvelle a été donnée en 1997 dans le management de la sûreté. Au-delà du respect rigoureux des prescriptions techniques, trois priorités ont été fixées :

- une implication accrue des différents niveaux de management,
- le renforcement du travail en commun entre les spécialistes des " facteurs humains " et les équipes de terrain notamment dans l'analyse préalable des risques,
- l'utilisation généralisée de méthodes comme l'autodiagnostic et l'analyse de risques.

REEXAMENS DE SURETE ET MAINTENANCE PREVENTIVE

L'objectif d'une durée de vie de 40 ans, prévue lors de la conception des centrales, passe par :

- les réexamens décennaux de sûreté qui complètent, tous les 10 ans, la surveillance continue des installations,
- des programmes de surveillance et de maintenance lourde comme le remplacement de certains gros composants (générateurs de vapeur, couvercles de cuve...).

Les réexamens de sûreté du palier 900 MW

Les deuxièmes visites décennales du palier 900 MW débuteront fin 1998 sur Tricastin 1. Ces visites comprennent deux types d'opérations :

- les opérations de maintenance et de contrôle de l'ensemble des matériels de la centrale et notamment le contrôle en profondeur des composants principaux (enceinte de confinement, étanchéité du circuit primaire, cuve du réacteur...),
- l'intégration de modifications techniques, fruits des derniers enseignements du retour d'expérience de l'ensemble du parc nucléaire, qui représente aujourd'hui 750 années-réacteur.

Les études préalables à la réalisation de ces modifications se sont poursuivies en 1997. Le nouveau référentiel pour le palier 900 MW a été approuvé par l'Autorité de sûreté.

Le montant global de l'investissement des deuxièmes visites décennales du palier 900 MW est estimé à 400 millions de francs par réacteur dont 300 millions pour les modifications.

La maintenance préventive

En 1997, le parc nucléaire a poursuivi son programme de maintenance lourde, en particulier le changement des générateurs de vapeur et des couvercles de cuve.

- Les générateurs de vapeur (GV)
Détection précoce des fuites, contrôles du faisceau tubulaire lors des arrêts, bouchage éventuel de certains tubes : la stratégie de maintenance a permis de maintenir un excellent niveau de sûreté et d'éviter en 1997 tout arrêt fortuit dû aux générateurs de vapeur. En outre, le programme de remplacement des générateurs de vapeur s'est poursuivi avec succès à Tricastin 2.
- Les couvercles de cuve
Le remplacement de 6 couvercles de cuve⁴ en 1997 porte à 24 le nombre de couvercles remplacés (19 sur les tranches 900 MW et 5 sur les 1300 MW) sur les 54 concernés. Elément essentiel de la sûreté des installations, ce programme de remplacement (qui en prévoit 6 par an) réduit aussi les risques d'indisponibilité et optimise les coûts. Les autres couvercles sont contrôlés périodiquement.
- Les mécanismes de commande de grappe
Suite aux anomalies constatées en 1995 et 1996 sur les grappes de commande de plusieurs tranches de 1300 MW, un programme de contrôle avait été lancé sur tous les réacteurs 1300 MW; il avait mis en évidence l'usure d'une vis dans le mécanisme qui commande la grappe. Les mécanismes présentant ces défauts avaient été remplacés. En 1997, la surveillance et les essais systématiques ont été poursuivis; aucun nouvel incident ne s'est produit. Cependant EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des mécanismes à l'occasion du changement des couvercles de cuve.

⁴ Gravelines 5, Cruas 4, Dampierre 2 et 4, Belleville 2, Bugey 4.



3. ENTREPRISES PRESTATAIRES : UNE CHARTE SUIVIE D'EFFETS

La maintenance des centrales nucléaires représente 60 % des dépenses d'exploitation du parc, environ 11 milliards de francs par an dont 6 confiés à des entreprises prestataires. 10 000 agents EDF et près de 20 000 intervenants extérieurs réalisent la maintenance des centrales.

EDF a donné une impulsion nouvelle à la politique de partenariat engagée depuis 1992 avec ces entreprises en signant avec leurs organisations professionnelles, en janvier 1997, une charte de progrès. Objectifs : renforcer le professionnalisme et la culture de sûreté des intervenants extérieurs, accroître la visibilité économique des entreprises, réduire la dosimétrie, améliorer les conditions de travail et de vie. Des résultats concrets se font sentir sur le terrain dès 1997.

ACCROITRE LE PROFESSIONNALISME ET LA CULTURE DE SURETE

Tous les intervenants extérieurs suivent obligatoirement le stage Qualité Sûreté Prestataires, complété trois ans plus tard par une formation complémentaire de maintien des connaissances. Autre gage de la professionnalisation des intervenants : l'obligation, pour les entreprises extérieures, qui font appel aux entreprises de travail temporaire de s'adresser à des sociétés certifiées par le CEFRI⁵. Enfin, la formation et l'habilitation des intervenants sont contrôlées par l'intermédiaire de leur carnet d'accès qui recense aussi leur dosimétrie.

La stabilité de l'emploi étant une des garanties du professionnalisme, le taux de turn over du personnel est un des critères désormais pris en compte dans le choix des entreprises.

AMELIORER LA VISIBILITE ECONOMIQUE DES ENTREPRISES

Les interventions des prestataires extérieurs représentent 14 millions d'heures de travail chaque année. Pour donner aux entreprises une meilleure visibilité et leur permettre de stabiliser leurs emplois et d'investir en formation, la charte prévoit qu'en 1998, 8 millions d'heures feront l'objet de contrats pluriannuels (3 ans). Le volume d'heures sous contrat pluriannuel a sensiblement augmenté, passant de 4,8 millions d'heures en 1996 à 6 millions en 1997.

DOSIMETRIE INDIVIDUELLE : DES PROGRES SIGNIFICATIFS

Aux paramètres classiques d'évaluation des prestataires (prix, technique...), la charte de progrès a ajouté les résultats et objectifs des prestataires en matière de radioprotection. En 1997, les efforts se sont concentrés sur la trentaine d'entreprises dont les salariés totalisaient des doses annuelles supérieures à 20 mSv⁶. Pour chacune d'elles, un correspondant "dosimétrique" a été désigné et chaque centre de production a élaboré directement avec ses prestataires un programme d'amélioration : outillages et port de protections supplémentaires, rotation des personnels à différentes tâches par exemple.

Résultats :

- la dose individuelle moyenne des travailleurs d'entreprises extérieures a baissé de 10 % entre 1996 (4 mSv) et 1997 (3,7 mSv),
- le nombre d'intervenants (EDF et prestataires) dont la dose individuelle est supérieure à 20 mSv par an a été divisé par 3 (581 en 1996, 200 en 1997). L'objectif d'EDF à l'horizon 2000 est qu'il n'y ait aucun intervenant au-dessus de 20 mSv par an.

⁵ Comité français de certification des entreprises pour la formation et le suivi du personnel travaillant sous rayonnement ionisant.

⁶ mSv : milli-Sievert. Le Sievert est l'unité légale de radioprotection mesurant la dose intégrée par une personne exposée à la radioactivité. La réglementation française actuelle prévoit une dose limite annuelle de 50 mSv par an pour les travailleurs du nucléaire. En l'an 2000, après transposition en droit français de la directive européenne relative aux normes de base en radioprotection, cette limite passera à 100 mSv sur 5 ans, soit 20 mSv en moyenne par an.



DES FORUMS REGIONAUX POUR SUIVRE L'APPLICATION DE LA CHARTE SUR LE TERRAIN

Au cours du dernier trimestre 1997, cinq forums avec les entreprises prestataires ont été organisés par la majorité des centrales regroupées en régions. Objectifs de ces rencontres qui ont réuni de 200 à 500 participants : faire le point de l'application de la charte sur le terrain et dégager des pistes de progrès pour améliorer la sûreté, la sécurité des personnes et la qualité des interventions.

UNE INSTANCE D'ALERTE POUR CORRIGER LES DYSFONCTIONNEMENTS

En 1997, chacun des vingt centres de production nucléaire a mis en place une instance d'alerte à laquelle tout intervenant peut faire appel de façon anonyme pour signaler les dysfonctionnements par rapport aux engagements souscrits dans la charte.

Les 250 appels traités en 1997 ont principalement concerné les modalités de reversement par l'employeur des indemnités de déplacement prévu par la charte, les questions logistiques (accès sur les sites, mise à disposition de vestiaires...) ou encore des demandes d'information sur les futurs plans de charge. 80 % des demandes ont pu être satisfaites dans un délai court. Chaque centrale a rendu public le bilan de son instance d'alerte début 1998.

UN MEILLEUR SUIVI MEDICAL DES INTERVENANTS D'ENTREPRISES PRESTATAIRES

Le décret du 13 février 1997 a modifié la surveillance médicale particulière des travailleurs d'entreprises extérieures : personnalisation des visites et recours à des médecins formés au nucléaire améliorent ce suivi médical.

Ce suivi est, pour chaque intervenant, assuré par un seul service médical, habilité par la DRTE-FP (Direction Régionale du Travail et de l'Emploi et Formation Professionnelle). Cette habilitation passe par une formation spécifique en radioprotection (stage pratique de 60 heures) et par le doublement du temps alloué à chaque visite médicale.

Dans ce cadre, les centrales de Gravelines et Fessenheim ont signé respectivement en décembre et février des conventions de partenariat avec les organismes de médecine du travail de leur région.

LES NOUVELLES DISPOSITIONS REGLEMENTAIRES PREVUES EN 1998

Les principales mesures annoncées en février dernier par le ministère de l'Emploi et de la Solidarité concernent notamment :

- l'interdiction aux travailleurs intérimaires ou sous contrat à durée déterminée de travailler dans les zones rouges et oranges des centrales nucléaires. Les zones rouges et oranges sont les parties de l'installation où le débit de dose est respectivement supérieur à 100 mSv et compris entre 100 mSv et 2 mSv par heure. Sur environ 2 900⁷ personnes intervenant en zone contrôlée sous contrat d'intérim ou CDD, environ 450 interviennent en zone rouge ou orange, et sont donc concernées par la décision des pouvoirs publics qui devrait prendre effet au 1er juillet 1998,
- la réglementation de la dosimétrie opérationnelle,
- la fixation d'une limite de dose calculée au prorata de la durée des contrats de travail. Cette mesure devrait être effective après l'expérimentation menée par EDF cette année, en accord avec les entreprises de travail temporaire, dans le domaine des servitudes nucléaires.

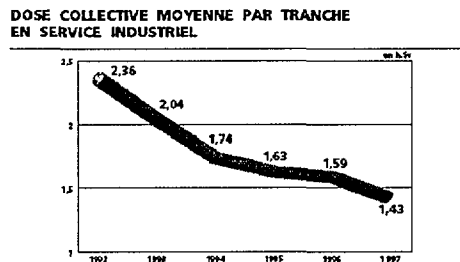
⁷ Sur les 20 000 intervenants extérieurs, 82% sont sous contrats à durée indéterminée.

4. LA RADIOPROTECTION

L'année 1997 marque une nette réduction de la dosimétrie. Cette amélioration résulte d'une gestion rigoureuse de la maintenance, de l'allongement des campagnes sur le palier 1300 MW, de la poursuite de la mise en oeuvre de la politique ALARA⁸ et du renforcement des actions auprès des entreprises prestataires.

1992-1997: PROGRES DE PRES DE 40 % DE LA DOSIMETRIE COLLECTIVE MOYENNE

Entre 1992 et 1997, la dosimétrie collective moyenne est passée de 2,36 h.Sv⁹ par réacteur à 1,43 h.Sv, soit une diminution de près de 40 %.



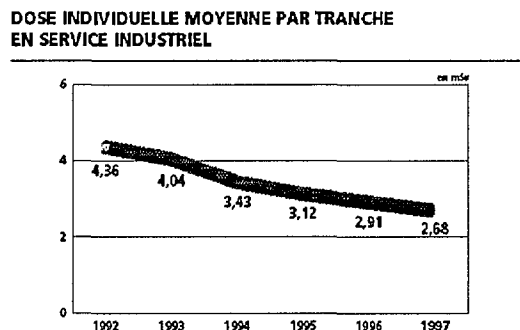
A l'origine de cette baisse sensible :

- l'allongement des campagnes du palier 1 300 MW,
- l'introduction des Arrêts à Simple Rechargement, qui permettent de réduire la dosimétrie de 30 à 50 %,
- et, surtout, les actions menées avec les prestataires extérieurs dans le cadre de la méthode ALARA pour mieux organiser les chantiers, détecter les expositions inutiles, recenser les sources de rayonnements, développer les moyens de protection, exploiter le retour d'expérience des chantiers. L'analyse de différents types d'intervention a permis par exemple de fournir à chaque centre de production un référentiel de dosimétrie et un guide des bonnes pratiques. En 1997, ce sont principalement les opérations sur les calorifuges, les échafaudages, la chaîne de manutention du combustible et les opérations de décontamination qui ont fait l'objet d'une telle analyse.

Réduire la dosimétrie collective annuelle à 1,20 h.Sv par réacteur, c'est l'objectif d'EDF pour l'an 2000.

DOSIMETRIE INDIVIDUELLE : UNE BAISSSE PARTICULIEREMENT SENSIBLE POUR LES PRESTATAIRES

Les résultats de dosimétrie individuelle sont également en nets progrès depuis 1992. La valeur moyenne de l'exposition de chaque travailleur (EDF et prestataires) poursuit sa réduction progressive : 4 mSv en 1993, 2,9 mSv en 1996, 2,7 en 1997. La baisse est particulièrement sensible pour les travailleurs des entreprises extérieures : 5,7 mSv en 1993, 4 mSv en 1996, 3,7 mSv en 1997.



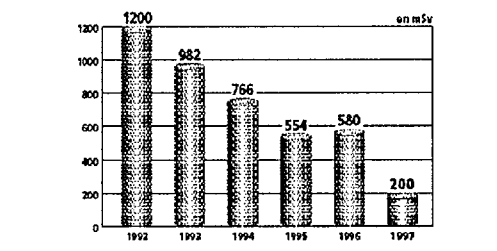
⁸ As Low As Reasonably Achievable

⁹ h.Sv : homme-Sievert : total de la dose intégrée par un groupe de personnes



Quant aux intervenants dont la dosimétrie individuelle annuelle est supérieure à 20 mSv¹⁰ (200 en 1997), ils sont 6 fois moins nombreux qu'en 1992 (1 200) et presque 3 fois moins nombreux qu'en 1996 (581). Un progrès qui résulte de l'action menée en 1997 avec la trentaine d'entreprises les plus concernées : méthodes de travail, port de protections supplémentaires, rotation des personnes sur les chantiers.

NOMBRE D'INTERVENANTS (EDF & PRESTATAIRES)
DONT LA DOSE ANNUELLE EST SUPERIEURE A 20 mSv



L'objectif d'EDF est de ne compter aucun intervenant au-dessus de 20 mSv par an, hors situation exceptionnelle, en 2000.

SUIVI DE LA DOSIMETRIE OPERATIONNELLE

Le suivi de la dosimétrie individuelle des intervenants (EDF et prestataires) est basé sur l'utilisation conjointe et obligatoire de deux moyens de mesure :

- le film photosensible développé chaque mois par l'OPRI (Office de Protection contre les Rayonnements Ionisants), dépendant du ministère de la Santé,
- et le dosimètre électronique fourni par EDF à tout intervenant en zone nucléaire et qui mesure la dose en temps réel. 30 000 personnes ont été suivies en 1997 par ce système qui renseigne automatiquement l'application informatique nationale DOSINAT. Ce système permet à chaque centrale de connaître notamment la dosimétrie collective de chaque chantier, donc de progresser grâce à une meilleure appréhension des expositions aux rayonnements ionisants.

Le contrôle du port de ces appareils de mesure est effectué régulièrement.

¹⁰ La réglementation française actuelle prévoit une dose limite annuelle de 50 mSv par an pour les travailleurs du nucléaire. En l'an 2000, après transposition en droit français de la directive européenne relative aux normes de base en radioprotection, cette limite passera à 100 mSv sur 5 ans, soit 20 mSv en moyenne par an. Pour le public, la limite, qui est actuellement de 5 mSv par an, sera de 1 mSv.



5. L'ENGAGEMENT POUR L'ENVIRONNEMENT

Avec 82 % de sa production d'origine nucléaire et 14 % d'origine hydraulique, EDF permet à la France de figurer parmi les pays dont le niveau d'émission de gaz à effet de serre est le plus bas. En outre, grâce à une politique volontariste et continue, EDF a divisé par 3 en dix ans le volume des déchets nucléaires de faible et moyenne activité et constamment maintenu les effluents et rejets du parc à des niveaux très inférieurs aux normes.

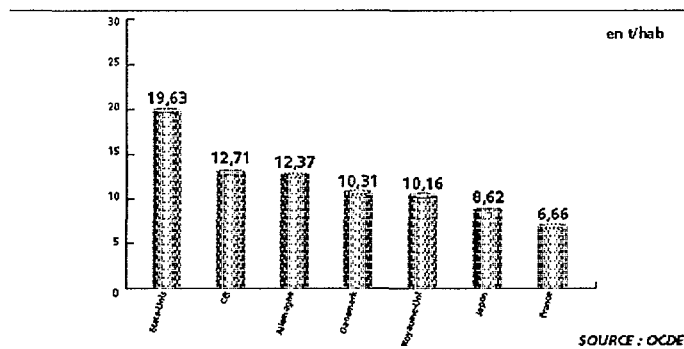
LE NUCLEAIRE , UN CHOIX QUI LIMITE L 'EFFET DE SERRE ET LES PLUIES ACIDES

En 1990, année de référence de l'accord de Kyoto, l'émission annuelle de gaz carbonique (CO₂) par habitant était de 7 tonnes pour la France, pour 10 t au Danemark ou en Grande-Bretagne, 13 t en Allemagne. Ce résultat s'explique en majeure partie par le choix de la France en faveur du nucléaire pour produire de l'électricité. Le nucléaire n'émet :

- ni gaz carbonique, responsable pour au moins 60 % de l'effet de serre,
- ni oxyde de soufre ou oxyde d'azote, responsables des pluies acides.

EDF apporte ainsi une contribution essentielle aux orientations prises à Kyoto en décembre 1997 pour réduire les rejets des principaux gaz à effet de serre.

EMISSIONS DE CO₂ EN TONNES PAR HABITANT POUR 1990

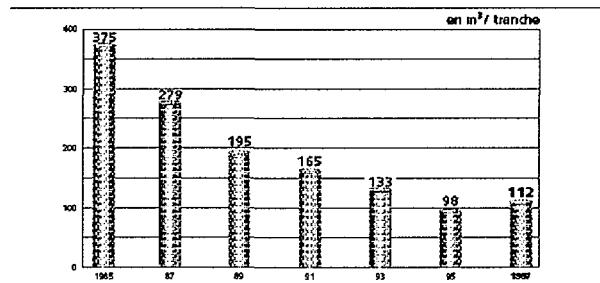


DECHETS : VERS DE NOUVEAUX PROGRES

Grâce à une politique drastique de diminution du volume des déchets, EDF a, de 1985 à 1995, divisé par 3 le volume des déchets de faible et moyenne activité produits par les centrales nucléaires. Ce volume s'est stabilisé en 1996 et 1997 à 112 m³/réacteur, un seuil optimal en l'état des techniques existantes. Un nouveau progrès sera franchi en 1998 avec la mise en service de l'usine de Centraco exploitée par Socodei (filiale d'EDF et de Cogema).

Cette installation assurera la fusion des ferrailles faiblement contaminées issues de la maintenance ou de la déconstruction des centrales et l'incinération de certains déchets d'exploitation.

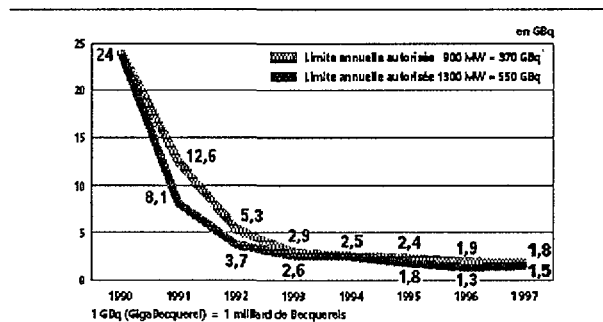
VOLUME MOYEN DES DECHETS RADIOACTIFS CONDITIONNES



REJETS D'EFFLUENTS LIQUIDES ET GAZEUX : CONSOLIDATION DES PERFORMANCES

En baisse constante, les niveaux d'activité des rejets des centrales nucléaires sont très inférieurs aux seuils réglementaires. Comme en 1996, les rejets liquides hors tritium ont été inférieurs à 0,5 % de la limite annuelle autorisée sur les deux paliers (0,45 % pour le REP 900 MW et 0,27 % pour le REP 1300 MW). L'activité tritium rejetée s'est établie respectivement à 31 % et 41 % de la limite annuelle autorisée pour les paliers REP 900 MW et 1300 MW.

**ACTIVITE MOYENNE HORS TRITIUM
REJETEE PAR TRANCHE REP 900 MW ET 1300 MW**



Les rejets gazeux ont représenté en moyenne, pour les deux paliers, moins de 1 % de la limite annuelle autorisée ; les halogènes et les aérosols, 0,27 %.

Ces résultats ont conduit les pouvoirs publics à réviser les normes en vigueur et à diviser par 5 les seuils des rejets liquides hors tritium et des rejets gazeux sur le palier technique N4 (Chooz en 96 et Civaux en 97). Cette révision des normes s'étendra aux différentes centrales au fur et à mesure des renouvellements d'arrêts : Saint-Laurent et Paluel sont les premières concernées.



LA DECONSTRUCTION PILOTE DES PROTOTYPES DES FILIERES NUCLEAIRES

La déconstruction est une étape inscrite dans la vie de toute installation industrielle, nucléaire ou non. En 1997, tandis qu'étaient couplées au réseau les centrales 1450 MW de Chooz B2 et de Civaux 1, la déconstruction des prototypes des anciens réacteurs s'est poursuivie :

- à Chinon, Saint-Laurent et Bugey pour six réacteurs de la filière uranium naturel-graphite-gaz (UNGG).
 - . à Bugey 1 et à Saint-Laurent A1 et A2, les opérations de mise à l'arrêt définitif (principalement vidange des circuits, assainissement de la piscine de refroidissement du combustible, déconstruction des circuits non nucléaires) sont en cours,
 - . à Chinon A3, la déconstruction partielle en vue d'atteindre en 1999 le niveau 2 AIEA (libération partielle et conditionnelle du site où seul subsiste le bâtiment réacteur) a été engagée,
- à Chooz A pour le prototype REP (305 MW), arrêté en 1991, dont EDF est maintenant le seul exploitant nucléaire en lieu et place de la Société d'Energie Nucléaire Franco-Belge des Ardennes. La déconstruction de la salle des machines a débuté et les travaux de préparation de l'Installation Nucléaire de Base d'Entreposage (INBE) suivent leur cours normal,
- à Brennilis (Finistère) pour le réacteur (70 MW) à eau lourde mis à l'arrêt en 1985. Après l'évacuation, à la fin des années 1980, du combustible usagé et la vidange des circuits, la déconstruction entre dans sa deuxième phase. Les travaux ont débuté à l'automne 1997 : EDF et le CEA développent une méthode pilote de limitation de la dosimétrie et du volume des déchets ultimes (avec notamment un zonage selon leur nature radioactive ou non). En 1999, le site réaménagé aura atteint le niveau 2 de l'AIEA : seul subsistera le bâtiment réacteur.

Fin 1997, EDF avait provisionné 40,5 milliards de francs pour la déconstruction du parc (y compris UNGG) estimée à 107 milliards.



6. LE PALIER N4 CONFIRME SES PERFORMANCES

Résultat de près de 750 années-réacteurs d'expérience, le palier N4 (4 tranches 1450 MW à Chooz et Civaux) a confirmé ses performances techniques. Le second réacteur de Chooz a été couplé au réseau en avril 1997 et les montées en puissance des deux réacteurs ont donné satisfaction. A Civaux, l'année s'est terminée avec le couplage au réseau de Civaux 1 le 24 décembre et les essais à froid de Civaux 2.

Enfin, en 1997, c'est tout le palier N4 qui a été récompensé avec le Power Plant Award décerné à EDF pour la centrale de Chooz B 1 par la presse spécialisée américaine.

LE POWER PLANT AWARD 1997

Le palier N4, le plus avancé de sa génération par son niveau de sûreté, intègre des innovations technologiques importantes : des générateurs de vapeur (GV) plus petits et d'un meilleur rendement, des pompes primaires de conception nouvelle, une turbine Arabelle plus compacte et plus performante, enfin un contrôle-commande entièrement informatisé et interactif. Ces avancées technologiques ont été récompensées par le "1997 Power Plant Award", décerné par les revues Electric Power International et Electrical World à EDF pour Chooz B1, couplé au réseau en août 1996.

LA MONTEE EN PUISSANCE DES DEUX TRANCHES DE CHOOZ B (ARDENNES)

Le programme de démarrage de Chooz B1 s'est déroulé dans de bonnes conditions et les essais de montée en puissance ont été satisfaisants. La tranche a atteint 100 % de sa puissance nominale le 9 mai. Les essais de grands transitoires¹¹ effectués à 100 % de puissance jusqu'à fin juillet ont achevé le programme de démarrage. Comme prévu, un arrêt programmé de 5 semaines a été engagé fin août pour vérifier l'état de propreté des générateurs de vapeur. Cette inspection a confirmé les progrès accomplis pour la maîtrise de la propreté lors des opérations de fabrication et de montage des générateurs de vapeur. Un bilan technique a également permis de définir les améliorations à apporter lors des futurs arrêts de tranche.

Le renouvellement partiel du combustible interviendra à partir de septembre 1998. A cette occasion, quelques modifications de perfectionnement du palier issues du retour d'expérience d'exploitation seront intégrées.

Chooz B2 a été couplé au réseau le 10 avril 1997. La tranche a bénéficié du retour d'expérience du démarrage de Chooz B1 : le délai entre la divergence et le couplage n'a été que de 31 jours. L'Autorité de sûreté a autorisé le 18 septembre 1997 la montée en puissance à 100 %, une puissance atteinte par la tranche le jour même. Les deux tranches de Chooz ont produit 8, 91 milliards de kWh en 1997.

CIVAUX (VIENNE)

A Civaux 1, la fin des essais à chaud (répétition générale du fonctionnement du réacteur avant chargement) en février 1997 a été suivie par :

- la préparation du chargement du combustible autorisé en septembre par l'Autorité de sûreté,
- la divergence du réacteur le 29 novembre,
- son couplage au réseau le 24 décembre.

A Civaux 2, les activités ont porté sur :

- les montages électromécaniques,
- les premiers essais d'ensemble : en décembre, essais à froid et épreuve hydraulique du circuit primaire.

Pour 1998, la prochaine étape importante est celle des essais à chaud qui valideront l'état de démarrage préalablement au chargement du combustible prévu en octobre.

¹¹ Essais qui sollicitent l'ensemble des systèmes de la centrale auxquels on procède quand tous les systèmes ont été testés individuellement et que l'on peut atteindre les conditions de puissance requises.



7. LA GESTION DU COMBUSTIBLE

L'allongement des campagnes est, avec l'optimisation de la maintenance, un élément déterminant de l'amélioration de la disponibilité, de la baisse des coûts d'exploitation et de la réduction de la dosimétrie. Cette gestion s'étend progressivement à l'ensemble des centrales 1300 MW dans le cadre du projet GEMMES.

Pour les centrales 900 MW, le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX se poursuit.

CAMPAGNES ALLONGEES A 18 MOIS POUR 15 DES 20 REP 1300 MW (GESTION GEMMES)

En 1997, la gestion GEMMES a été étendue à neuf tranches 1300 MW supplémentaires : au total 15 des 20 tranches 1300 MW sont exploitées selon ce programme qui concernera l'ensemble du palier fin 1998 et, sous réserve de l'accord de l'Autorité de sûreté, les 8 réacteurs 900 MW de Fessenheim et du Bugey en 1999.

La gestion en mode GEMMES consiste à allonger de 12 à 18 mois la durée des campagnes (durée entre deux arrêts pour renouvellement de combustible) des tranches en utilisant un combustible enrichi à 4 % en uranium 235 (3,1 % précédemment) renouvelé par tiers de cœur.

Après d'importantes études, notamment de sûreté, en 1994 et 1995, et accord de l'Autorité de sûreté au chargement de Cattenom 4 en combustible enrichi à 4 %, le palier 1300 MW a obtenu en 1996 l'autorisation d'être exploité en gestion GEMMES.

En matière de gestion des cœurs sur le parc nucléaire, une combinaison entre campagne de 18 mois et campagnes annuelles constitue actuellement l'optimum économique.

LE RECYCLAGE DU PLUTONIUM DANS LES CENTRALES 900 MW

L'utilisation depuis 1987 de combustible MOX (mélange d'oxyde de plutonium et d'oxyde d'uranium appauvri) sur le palier 900 MW permet de produire de l'énergie et de recycler le plutonium produit par les réacteurs (environ 10 tonnes par an). 16 des 34 réacteurs du palier 900 MW disposent d'un Décret d'Autorisation de Création (DAC) prévoyant leur chargement en MOX¹².

En 1997, quatre nouvelles tranches ont été chargées en MOX (Tricastin 1 et 4, Gravelines 1, Blayais 1), portant à 13 le nombre de tranches "moxées".

Le chargement des autres tranches en MOX nécessite de modifier leur décret d'autorisation de création après enquête publique. Les quatre réacteurs de Chinon ont fait en 1997 l'objet d'une telle procédure. En novembre 1997, la CIINB (Commission Interministérielle des Installations Nucléaires de Base) a donné son avis favorable à la signature du nouveau décret par les ministres de l'Industrie et de l'Environnement.

¹² Saint-Laurent 1-2, Blayais 1-2, Dampierre 1-2-3-4, Gravelines 1-2-3-4, Tricastin 1-2-3-4



8. LE PROJET EPR

Le projet REP 2000-EPR (European Pressurized water Reactor) concerne le développement, en partenariat avec FRAMATOME, Siemens, NPI et les électriciens allemands, de l'îlot nucléaire franco-allemand EPR. Il concerne également les études d'avant-projet sommaire de l'îlot conventionnel des futures tranches REP 2000 (réacteur à eau pressurisée de l'an 2000). Les études d'avant-projet détaillé de ce réacteur qui allie un niveau de sûreté renforcé (et prend notamment en compte un hypothétique accident grave) à une compétitivité accrue se sont terminées en 1997. Le projet est désormais en phase d'optimisation économique.

1997 : REMISE DU BASIC DESIGN REPORT

L'année 1997 a été marquée par l'achèvement des études d'avant-projet détaillé (basic design) de l'îlot nucléaire avec en particulier la remise aux autorités de sûreté française et allemande du "basic design report", équivalent d'un rapport préliminaire de sûreté pour la partie nucléaire. Le bilan technico-économique de l'avant-projet a abouti au constat que le projet était compétitif et qu'il existait encore des marges économiques à exploiter. Mi-1997, une phase d'optimisation du projet a donc pris le relais jusqu'à fin 1998. Objectif : accroître la compétitivité du projet. L'optimisation portera en particulier sur l'augmentation du niveau de puissance, l'architecture systèmes, l'installation, le génie civil et l'adaptation des spécifications à imposer aux équipements pour le niveau de qualité requis.

1989 - 1997 : UNE COOPERATION DANS LA DUREE

1989 : Création de NPI, filiale commune de FRAMATOME et de Siemens, pour développer un "produit commun" dérivé des modèles antérieurs (N4 pour FRAMATOME, Konvoi pour Siemens).

1990 : Renforcement de la coopération entre les Autorités de sûreté françaises et allemandes (pour la France : l'IPSN, le "groupe permanent", la DSIN et pour l'Allemagne : le GRS, le RSK, et le BMU).
Création de la DFD (Deutsch Französischen Direktionsanschluss), directoire commun à la DSIN et au BMU.

1991 : Les démarches "vendeurs" et "électriciens" sont mises en commun pour définir un produit issu de toutes ces réflexions : l'European Pressurized Reactor. De 1991 à 1995, l'avant-projet sommaire de l'EPR est développé par les concepteurs (FRAMATOME, Siemens, NPI) et les exploitants (EDF et les principaux producteurs allemands dont RWE, PreussenElektra, Bayernwerk...).

1993 : Les Autorités de sûreté définissent l'approche de sûreté pour les réacteurs du futur dans un document cadre. Elles examinent les Conceptual Safety Review Files (CSRF) des partenaires EPR.

Février 1995 : Contrat entre d'une part le consortium NPI-FRAMATOME-Siemens, d'autre part EDF et les électriciens allemands, pour lancer l'avant-projet détaillé de l'EPR. La Direction de l'Equipement d'EDF est associée aux concepteurs pour la réalisation d'une partie des études.

De mars 1995 à juin 1997 (28 mois), l'avant-projet détaillé a représenté 1 million d'heures d'études dont 200 000 réalisées par EDF. La documentation technique compte 1 100 rapports d'études et 1 200 plans.

Octobre 1997 : Remise du Basic Design Report (4 000 pages) aux Autorités de sûreté.

Juillet 1997 : Lancement, avec la même organisation que précédemment, d'une phase d'optimisation de l'avant-projet détaillé pour améliorer la compétitivité d'EPR en réduisant les coûts d'investissement.



9. LA CHINE : DAYA BAY ET LING AO

A Ling Ao, la mission d'assistance technique à la LANPC¹³ pour la construction de deux tranches nucléaires à eau pressurisée de 1 000 MW devant être mises en service en 2002 et 2003 s'est poursuivie en 1997. Cette réalisation qui associe également FRAMATOME (montage et fourniture de l'îlot nucléaire) et GEC Alsthom (turbines et équipements conventionnels) se poursuit conformément au planning initial. Sa réussite, après celle de Daya Bay (2 x 1 000 MW), pourrait s'avérer un argument de poids en faveur des industriels français du secteur nucléaire vis-à-vis des décideurs chinois pour la suite du programme nucléaire.

Plusieurs étapes significatives ont été franchies en 1997 avec la réalisation des premiers bétons de l'îlot nucléaire en mai et des premiers bétons de l'îlot conventionnel en septembre. En janvier 1998, les premiers bétons de la station de pompage ont été coulés.

Dans le cadre de sa mission d'assistance au maître d'ouvrage, EDF a détaché une équipe à Ling Ao (29 agents en fin d'année) et fournit des prestations d'accompagnement (revue de conception, surveillance des fabrications). Durant l'année 1997, 6 agents du client chinois LANPC ont poursuivi leurs travaux à Clamart.

A Daya Bay, l'année 1997 a confirmé tant sur le plan de la sûreté que de la production (11,8 TWh) les excellents résultats de 1996. Le management de la centrale a été transféré aux responsables chinois. L'accord de jumelage de 1995 avec la centrale du Tricastin a été reconduit. Initialement axé sur la maintenance, il s'est élargi à la sûreté/qualité et à la gestion des ressources humaines

¹³ Ling Ao Nuclear Power Company



10. LA MISE A L'ARRET DE SUPERPHENIX

Dans sa déclaration de politique générale, le Premier ministre a annoncé, le 19 juin 1997 l'abandon du réacteur Superphénix. Cette décision a été confirmée le 2 février dernier par le gouvernement qui a également précisé que le décret organisant les modalités de mise à l'arrêt serait pris durant le premier semestre 1998.

LA MISE A L'ARRET DEFINITIF

Des études détaillées ont été lancées pour déterminer précisément les exigences de sûreté, adapter si nécessaire les procédés et rechercher des optima techniques et économiques. Sous réserve de leurs résultats et de leur évaluation par l'Autorité de sûreté, la partie nucléaire de la chaudière sera mise à l'arrêt définitif : le combustible sera déchargé du réacteur, les circuits vidangés, les équipements non nucléaires démontés et les matériaux radioactifs restants confinés.

L'exploitant dispose, pour ces différentes opérations, des connaissances et de l'expérience requises ainsi que de procédés industriels validés.

- Le déchargement complet du combustible du coeur actuel.

Il commencera mi-1999 et 18 mois seront nécessaires pour décharger les 597 assemblages combustibles qui seront stockés dans la piscine de la centrale avant d'être retraités en recourant à des procédés déjà validés sur des éléments combustibles de ce type issus du réacteur Phénix.

Il faudra également, après études détaillées et estimation des coûts, retraiter le combustible neuf : 364 éléments actuellement stockés à dans les magasins du site et de COGEMA Cadarache. Ce retraitement pourrait débuter après l'an 2000.

- La vidange des circuits et le transfert du sodium.

Ce sont des opérations d'exploitation courantes ne présentant pas de difficulté. Les systèmes et procédures de vidange définitive ont été testés lors du remplissage initial des circuits et du réacteur en 1984, et les matériels sont disponibles.

- L'entreposage du sodium

Les 5 520 tonnes de sodium seront entreposées sur le site dans des réservoirs existants. Leur bonne conservation à l'état froid, solide et sous gaz neutre, est garantie sur plusieurs décennies.

Le sodium provenant des circuits secondaires (1 550 tonnes) n'est pas radioactif. Le sodium primaire du réacteur a une activité résiduelle faible essentiellement due au sodium 22 qui a une durée de vie de 2,6 ans.

Le sodium sera transformé en soude par un procédé industriel classique, puis, cette soude sera neutralisée pour obtenir un sel neutre (par exemple sulfate de sodium) sans danger pour l'environnement.

LES EMPLOIS

1 200 personnes environ sont employées sur le site : - 735 salariés EDF/NERSA¹⁴,
- et 465 prestataires d'entreprises extérieures réparties en 3 secteurs d'activité : logistique, électricité, mécanique.

Pendant la période des études (2 ans, soit jusqu'en 1999) et le déchargement du combustible (18 mois, soit jusque 2001), 700 emplois seront nécessaires. Après le déchargement, les emplois diminueront de 200.

Quant aux techniciens et ingénieurs travaillant dans les ingénieries d'EDF, du CEA et de Framatome/Novatome, ils sont actuellement 1 000. 300 emplois seront nécessaires à la mise à l'arrêt définitif.

Le gouvernement a annoncé le 2 février la création, pour soutenir le développement d'activités et d'emplois dans la région, d'un fonds de développement économique doté de 10 millions de francs par an durant 5 ans. Il sera abondé de 50 % par EDF, ce qui porte la capacité d'intervention à 15 millions de francs par an.

LES DEPENSES

Toutes les dépenses relatives à l'arrêt de Superphénix sont des dépenses fatales qui seraient intervenues que la centrale s'arrête ou continue d'être exploitée. Elles s'élèvent à 16,5 milliards de francs :

- 4,1 milliards pour rembourser la dette résiduelle,
- 2,7 milliards pour retraiter les deux coeurs (coeur actuel et coeur neuf),
- et près de 10 milliards pour les dépenses liées aux opérations de post-exploitation (3,7 milliards) et à la déconstruction (5,8 milliards).

Pour faire face le moment venu à ces dépenses, EDF a constitué des provisions, dont 4,5 milliards sur l'exercice 1997.

¹⁴ La centrale de Creys Malville est détenue par NERSA qui associe EDF (51 %), l'italien ENEL et le consortium allemand SBK.