

**Mission d'évaluation économique
de la filière nucléaire**

**La prospective technologique
des filières non nucléaires**

Juillet 2000

**Mission d'évaluation économique
de la filière nucléaire**

**La prospective technologique
des filières non nucléaires**

**Maurice Claverie
Daniel Clément
Claude Girard**

**Fouzy Benkhalifa
Michel Labrousse**

Les opinions émises dans ce rapport sont de la responsabilité de leurs auteurs et n'engagent pas la mission. L'expertise réalisée par le groupe a été utilisée par la mission dans la préparation de l'étude économique.

Juillet 2000

Sommaire

<i>LA PROSPECTIVE TECHNOLOGIQUE DES FILIERES NON NUCLEAIRES</i>	7
1. Introduction	7
2. Recueil d'informations et méthodes de travail.	8
3. La demande d'électricité	9
3.1. Prospective de la demande	9
3.2. Adéquation technique des scénarios d'offre aux scénarios de demande d'électricité.....	20
4. Le nouveau cadre de la production d'électricité	24
4.1. La nouvelle donne légale.....	24
4.2. L'ébauche du futur cadre institutionnel et légal du système électrique.....	28
4.3. Eléments pour un futur cadre institutionnel et légal de la production non-centralisée.....	29
5. Caractérisation des techniques actuelles et futures de production d'électricité	31
5.1. Coûts projetés des nouvelles technologies énergétiques	31
5.2. Cycle de vie et apprentissage industriel des technologies : la théorie	32
5.3. L'apprentissage des technologies actuelles	34
5.4. D'autres éléments d'évaluation	37
5.5. Rendement électrique	38
5.6. Durée d'exploitation des installations	39
6. Les technologies de production centralisée	42
6.1. Les turbines à combustion et leurs dérivées	42
6.2. Les centrales à charbon propre	52
7. Les technologies de production décentralisée et de cogénération	61
7.1. Aujourd'hui : les technologies classiques de production.....	61
7.2. Demain : les technologies de rupture	64

7.3.	Optimisation de l'exploitation des systèmes en cogénération	71
8.	Calcul du potentiel technico-économique de production décentralisée d'électricité : démarche et résultats.....	78
8.1.	Cadre d'analyse : évolutions tarifaires de la fourniture énergétique par le réseau.....	79
8.2.	Cadre quantitatif pour l'estimation de la part potentielle	81
8.3.	Performance économique de la production non-centralisée	83
8.4.	Estimation des parts de marché des moyens de production décentralisée.....	91
9.	Les réseaux de transport et de distribution d'électricité dans les scénarios 2000-2050.....	102
9.1.	Les questions posées par le long terme	102
9.2.	Le réseau de transport et de distribution d'EDF.....	104
9.3.	Production régionale et décentralisée	109
9.4.	Investissements dans le réseau suivant les scénarios.....	111
9.5.	Remarques et conclusion.....	118
10.	Le transport, le stockage et la distribution du gaz naturel.....	119
10.1.	Besoins supplémentaires en gaz naturel	119
10.2.	Investissements de stockage et de transport de gaz naturel	121
10.3.	Constitution et fonctionnement d'un réseau de gaz naturel.....	122
10.4.	Calcul des investissements dans les réseaux de gaz naturel	122
10.5.	Commentaires.....	126
11.	Bibliographie.....	127
12.	Annexes.....	130
12.1.	Vraisemblance des scénarios d'offre	130
12.2.	Technologies sur ressources locales	142
12.3.	Calcul du coût global actualisé du kWh	157

LA PROSPECTIVE TECHNOLOGIQUE DES FILIERES NON NUCLEAIRES

1. Introduction

Le Premier ministre a confié à MM. Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus et René Pellat, une mission sur les coûts passés, présents et futurs de la filière électronucléaire.

En ce qui concerne les technologies de ce domaine, la mission s'appuie sur plusieurs groupes de travail, chargés de faire le bilan des flux de matières et des flux économiques du système électronucléaire français, ainsi que de proposer et d'évaluer les nouvelles technologies pour les combustibles, les réacteurs nucléaires et la gestion de l'aval du cycle.

Pour procéder à l'évaluation des filières nucléaires dans un contexte réaliste, les missionnaires ont décidé de les placer dans différents scénarios contrastés de demande d'électricité et de niveau de poursuite de l'option nucléaire en France.

Ces scénarios ont été établis par Bertrand Chateau d'ENERDATA (Grenoble). Ils couvrent la période 2000-2050, qui permet d'appréhender la vie totale de toutes les centrales existantes et une première phase de gestion de leurs déchets.

L'horizon final très lointain du scénario permet d'envisager la mise en service industrielle de technologies encore dans les laboratoires et aussi une évolution forte des attentes et des préoccupations du public.

Les missionnaires ont demandé à MM. Maurice Clavier (retraité du CNRS), Daniel Clément (ADEME) et Claude Girard (IFP) de proposer les nouvelles technologies susceptibles de constituer les volets non-nucléaires des parcs de production d'électricité. Ce groupe de travail devait, en outre, estimer leurs performances et leurs coûts, considérer les conséquences des différents scénarios sur les réseaux de transport et distribution du gaz et de l'électricité et contribuer à la justification des niveaux de demande d'électricité.

Le CGP a par ailleurs confié à EXPLICIT, une étude sur la pénétration du marché national, durant la même période, par la production décentralisée

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

d'électricité et la co-génération d'électricité et de chaleur. Les résultats de cette étude ont été exploités par le groupe de travail et M. Fouzi Benkhelifa, responsable de cette étude sous la direction de M. Michel Labrousse, a participé aux travaux du groupe.

2. Recueil d'informations et méthodes de travail.

Le groupe disposait au départ des documents suivants :

- le rapport de la commission du CGP « Energie 2010-2020 » (président : Pierre Boisson). Ce rapport a été publié en septembre 1998. L'atelier A2 « Trois scénarios énergétiques pour la France » a notamment estimé les performances et les coûts de plusieurs moyens nouveaux de production et proposé des points de passage en 2020 pour les trajectoires d'offre et de demande ;
- le document sur les coûts de référence de la production électrique préparé par la DIGEC (édition de 1997) ;
- le rapport d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution d'électricité établi par le comité présidé par M. Paul Champsaur. Ce rapport contient une description du réseau de transport et de distribution français d'électricité et une analyse très fouillée de son fonctionnement.

Les membres de notre groupe ont rencontré un petit nombre d'interlocuteurs appartenant respectivement à EDF, GDF, Elf Aquitaine, et SUEZ-Lyonnaise. La chef du service de l'électricité de la DIGEC n'a pas donné suite à la demande de rendez-vous qui lui a été faite.

L'apport de nos interlocuteurs a été limité pour plusieurs motifs :

- la confidentialité alléguée des données demandées, dans le contexte de l'ouverture à la concurrence européenne du marché de l'électricité et du gaz ;
- le manque de réflexion stratégique au-delà de 2020. Nos interlocuteurs n'ont pas la réponse à nos questions car les systèmes de production alternatifs n'ont jamais été étudiés. Nous reviendrons sur ce point en liaison avec les domaines techniques concernés.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Nous avons donc utilisé principalement l'information ouverte publiée dans les revues et les colloques par les industriels et les institutions françaises et étrangères, notamment l'information disponible sur le WEB.

Nous avons examiné la vraisemblance des données recueillies en calculant les coûts de production d'électricité en fonction des taux d'utilisation et des scénarios de prix de l'énergie fossile suivant des méthodes comparables à celle utilisée par la DIGEC ou par l'atelier sur les scénarios énergétiques du CGP. Par ailleurs, EXPLICIT a défini une procédure pour évaluer le taux de pénétration de l'électricité produit par les moyens décentralisés en fonction des prix du gaz et de l'électricité rendus sur site.

Les études concernant les filières non-nucléaires sont forcément superficielles en comparaison de celles concernant les filières nucléaires. D'abord parce que cette mission concerne la production nucléaire et non l'avenir de la production électrique dans toute sa généralité : pour les systèmes non-nucléaires alternatifs, il s'agit seulement d'en tracer une esquisse pour nourrir des scénarios. Ensuite sur le fond, l'expérience française est limitée, en dehors de l'hydraulique et du nucléaire. Par exemple, aucun cycle combiné au gaz naturel n'a été construit en France. Ce n'est que depuis peu, qu'EDF se forge cette expérience dans le cadre de projets en coopération internationale, ou de maîtrise d'ouvrage partagée à l'étranger. Seules les expériences étrangères permettent de préfigurer ce que pourraient être de nouvelles filières de production d'électricité, qu'elles soient centralisées suivant le modèle actuel d'EDF, ou décentralisées.

Enfin, notons que le groupe de travail a apporté des propositions ponctuelles dans les différents domaines de sa compétence répondant à des préoccupations de la mission J. M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat. Mais la synthèse des résultats, notamment la constitution des parcs de production en liaison avec ENERDATA, a été faite par les missionnaires eux-mêmes.

3. La demande d'électricité

3.1. Prospective de la demande

Avant d'aborder l'évolution des technologies de production d'électricité, il est important de rappeler les perspectives d'évolution des technologies d'usage de l'électricité. En effet, l'évolution des performances de ces technologies de transformation de l'énergie électrique en service final à l'utilisateur est un déterminant majeur de l'évolution de la demande d'énergie électrique dans les

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

50 prochaines années, et l'on constatera plus loin l'influence de la demande d'électricité sur les choix pouvant être retenus pour le parc électrique futur.

L'évolution de la demande d'électricité dépend d'une multitude de paramètres et de circonstances. Deux scénarios sont proposés par ENERDATA pour cette demande d'électricité à l'horizon 2050, l'un où cette demande atteint 720 TWh en 2050 et l'autre où elle atteint 535 TWh soit 26 % en dessous de la première. Les valeurs en sont rappelées dans le tableau suivant :

Consommation totale (TWh)	1997	2020		2050	
		S2	S3	Haut	Bas
Secteurs productifs	228	302	269	400	275
Transport	10	20	23	40	55
Ménages	126	162	142	280	205
Spécifique	59	76	62	135	90
Chauffage	44	58	52	75	55
Autres	23	29	28	70	60
Total	364	484	434	720	535

Ceci correspond à un doublement dans un cas et à une progression de 50 % dans l'autre des consommations d'électricité. Cette évolution a semblé plutôt surestimée aux membres du groupe de travail compte tenu des pistes illustrées ci-dessous qui devraient permettre d'envisager une progression plus limitée de la demande d'électricité. De plus un nouveau doublement ne serait pas sans poser de problème à la collectivité du fait des nouvelles contraintes qu'elle impliquerait : doublement du parc de production, renforcement massif des réseaux de transport et de distribution, augmentation des émissions de gaz à effet de serre, atteintes à l'environnement et aux paysages.

La demande d'énergie électrique est constituée d'usage captifs - ceux pour lesquels l'énergie électrique n'a pas de concurrence - et d'usages non captifs. Parmi ces derniers se trouvent les usages thermiques de l'électricité (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation) mais également les applications au secteur des transports. La maîtrise de la demande d'électricité pourra porter sur chacun de ces usages. Le rôle que peuvent jouer le progrès technologique ainsi que l'évolution de la société et les modes de vie est examiné, par grand secteur consommateur, dans les paragraphes suivants. La réduction ou la limitation des consommations électriques dépendent des efforts faits vis-à-vis de ce vecteur énergétique mais ne peuvent être dissociées de l'ensemble des politiques de

maîtrise de l'énergie qui seront conduites par les collectivités ou les individus (réduction des besoins de chauffage et de climatisation des locaux ou transfert vers des modes de transport moins consommateurs par exemple).

3.1.1. Le secteur résidentiel

Le secteur résidentiel et tertiaire consomme actuellement 96 Mtep par an soit 45 % de l'énergie utilisée en France et présente un rythme annuel de croissance des consommations de 4 % qui est plus important que les autres secteurs d'activité économique. Les émissions du secteur représentent 25 % des émissions de CO₂, 21 % des émissions de CO, 13 % des émissions de SO₂ et 5 % des émissions de NO_x du bilan national.

Le secteur de l'habitat subit une profonde transformation de sa structure de consommation avec une croissance forte des consommations d'énergie liée à l'accroissement du confort et de l'équipement des bâtiments (électricité) et a un impact majeur sur le dimensionnement des infrastructures de production et de distribution d'énergie, notamment électrique, en périodes de pointe d'appel de puissance.

Dans le cadre d'une politique de maîtrise de l'énergie et compte tenu des obligations internationales de la France liées à l'effet de serre, des gains potentiels sur la consommation (déjà estimés à 13 % à l'horizon 2006 à parc et service équivalents) et sur les émissions de gaz à effet de serre du secteur du bâtiment sont à rechercher.

Le parc total de bâtiments est composé de 27 millions de logements et de 790 millions de mètres carrés chauffés de bâtiments non résidentiels. On observe que 70 % des logements actuels ont été construits avant la première réglementation thermique de 1975. Ces bâtiments constituent une cible privilégiée en raison de leurs mauvaises performances énergétiques en général. Toutefois, avec un volume annuel de construction neuve qui représente 1 % du stock existant, les bâtiments neufs constitueront à long terme la majeure partie du parc de bâtiments. La plupart des améliorations techniques développées pour les bâtiments neufs se retrouvent dans les bâtiments existants.

La principale difficulté de la maîtrise de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel réside dans la nécessité d'une approche globale au niveau de l'unité d'habitation en raison du couplage des divers usages.

Si la structure de la demande d'électricité en France est aujourd'hui fortement marquée par le développement du chauffage électrique dans les secteurs

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

résidentiel et tertiaire, d'ici 2050 on peut supposer que la qualité thermique du parc de bâtiments devant être conditionnés, (en chaleur ou en rafraîchissement), sera supérieure à celle du parc actuel. La demande d'énergie résultant de l'augmentation vraisemblable de la taille du parc, pourrait dans ces conditions être compensée par l'amélioration thermique de l'ensemble du parc bâti.

D'autre part, si la consommation électrique hors chauffage d'une maison équipée de manière conventionnelle pour les usages captifs est en moyenne de 2 500 à 3 000 kWh par an aujourd'hui en France, d'un point de vue purement technique, cette consommation pourrait être réduite¹ jusqu'à 700 kWh sans diminuer pour autant le degré de confort de l'utilisateur. Ceci suppose que l'on fasse appel à des technologies que l'on sait être disponibles dans les prochaines années.

La réduction des besoins énergétiques

L'enveloppe

Une réduction des besoins énergétiques, en matière de production de chaleur et de froid, peut être obtenue par la conception et l'optimisation de l'enveloppe du bâtiment qui regroupe les parois vitrées, les parois opaques, et le système architectural considéré dans son ensemble.

Concernant les parois vitrées, les enjeux sont de disposer de fenêtres de très haute qualité thermique par l'utilisation de vitrages performants en association avec des profilés de menuiserie optimisés.

Les systèmes verriers à propriétés variables offrent la possibilité de gérer les apports solaires, de manière à limiter les antagonismes entre le confort d'été (qui implique de limiter les apports solaires) et l'efficacité énergétique de l'enveloppe en hiver (qui implique de favoriser les apports solaires). Une étude récente soutenue par l'ADEME, portant sur l'utilisation des composants à propriétés variables associés à des modèles de régulation performants, a mis en évidence des gains potentiels d'économies d'énergie sur le bilan global de cumul des postes chauffage, climatisation et éclairage (de 20 à 50 % pour des orientations sud).

Par ailleurs, la fenêtre reste actuellement le composant le plus déperditif de l'enveloppe, couramment de 3 à 5 fois plus que le mur. Les vitrages incorporant

(1) G. Notton et M. Muselli « *Revue de l'Energie* », juin 1998.

des solutions en matière de super-isolation transparente permettent de limiter ces échanges.

Il n'existe plus, sur le marché, de super - isolants c'est à dire plus isolant que l'air (coefficient lambda de conductivité thermique inférieur à $0,024 \text{ W/m.K}^{-1}$). En effet, les valeurs de lambda pour les mousses polyuréthanes (PU) et expansées sont passées de 0,018 (pour les plus performantes) à des valeurs comprises entre 0,027 et 0,035 W/m.K. Il existe actuellement des solutions de super isolation « sous vide » qui permettent d'afficher des lambda de l'ordre de 0,006 à 0,010 W/m.K. Toutefois, ces solutions sont coûteuses, vraisemblablement peu durables du point de vue des performances, et confrontées à des problèmes de contre performance dues à leur mise en œuvre (ponts thermiques).

Les activités sur les parois vitrées à propriétés variables sont au niveau du développement technologique pour la voie électrochrome avec l'obtention de matériaux se rapprochant des critères de commercialisation (dimensionnement, durabilité et fiabilité, rentabilité économique) et au niveau de l'évaluation pour les voies alternatives, en particulier la voie thermochrome.

Concernant les développements liés à la super isolation sur les parois opaques, les résultats portent, entre autre, sur la validation de la possibilité de transférer les procédés mis au point pour les aérogels de silice afin d'atteindre des niveaux d'isolation (après vieillissement) compris entre 0,010 et 0,015 W/m.K.

Le renouvellement d'air

Le renouvellement d'air représente actuellement une part importante des déperditions énergétiques des bâtiments (environ 30 %). Cette part s'accroît au fur et à mesure que les performances thermiques des parois des bâtiments s'améliorent. Cette part pourrait même augmenter sensiblement si les exigences sanitaires étaient réévaluées et conduisaient à accroître les débits de ventilation.

Les enjeux de la gestion de l'air portent donc sur le couplage de la problématique maîtrise de l'énergie avec celle relative à la qualité de l'air à l'intérieur des locaux, pour laquelle une demande sociale commence à s'exprimer.

En effet, l'efficacité des actions de maîtrise de l'énergie pourrait être significativement dégradée par un relèvement important des exigences de ventilation ou encore une remise en cause des matériaux d'isolation promus.

(1) Watt par mètre et par degré Kelvin.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

L'impact énergétique du renouvellement d'air résulte essentiellement de la nécessité de chauffer et, éventuellement de refroidir les débits d'air qui transitent dans les bâtiments. Ce renouvellement d'air des bâtiments est du à 3 facteurs: la perméabilité des bâtiments, l'ouverture des portes et fenêtres et le système de ventilation.

- *La perméabilité des bâtiments* - L'étanchéité des bâtiments apparaît maintenant comme un paramètre clé, susceptible d'en remettre en cause les performances énergétiques globales. Les objectifs sont d'évaluer l'incidence de la perméabilité sur les consommations énergétiques des bâtiments, et à partir de ce constat, d'identifier, développer et promouvoir des mesures afin de limiter ces impacts énergétiques.
- *Produits et systèmes de ventilation* - Cela concerne les produits et systèmes de ventilation performants pour la construction neuve et pour l'existant. Les aspects techniques à développer portent sur l'adaptation aux besoins (régulation - programmation) et sur la récupération de chaleur sur air extrait.

Les usages spécifiques de l'électricité

La consommation électrique du secteur résidentiel porte pour l'essentiel sur le chauffage (52 TWh), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (37 TWh), l'éclairage (10 TWh), le froid (20 TWh) et les autres appareils ménagers (13 TWh) et représente aujourd'hui environ 60 % des dépenses d'énergie des logements (95 MdF).

Les évolutions technologiques dans ce secteur pourront porter :

- au niveau des équipements, sur l'amélioration des consommations unitaires à service rendu identique ou sur l'introduction de nouvelles technologies pour le chauffage, la cuisson, le lavage, le séchage du linge ou l'éclairage par exemple ;
- sur les équipements électroniques dont le développement permettra d'optimiser la gestion des différents équipements et donc de réduire la puissance appelée et la consommation (automatisation, domotique, etc.).

Par exemple, *l'éclairage* absorbe en France près de 10 % de la consommation totale d'électricité et l'éclairage public, pour lequel on constate des augmentations de l'équipement et des durées d'éclairage représente 38 % des

dépenses énergétiques des communes et contribue ainsi à la pointe d'appel de puissance, au même titre que l'éclairage des bâtiments.

Dans le domaine de l'éclairage domestique, les industriels semblent favorables à l'utilisation massive des lampes basse consommations (LFC : lampes fluo compactes) mais les actions de promotion de ces produits tardent à se concrétiser dans un contexte de marché fluctuant : prix élevé des produits de qualité, importations de LFC à bas prix mais de qualité médiocre, modifications du positionnement des produits. La lampe fluorescente compacte (LFC) présente une efficacité¹ énergétique 4 à 5 fois supérieure à celle de la lampe à incandescence qui équipe pourtant encore l'essentiel des points lumineux du secteur résidentiel en Europe.

Concernant l'éclairage public, les nouvelles technologies de lampes à induction présentent un potentiel à explorer. Avec une efficacité identique à celle des lampes à vapeur de sodium (elles mêmes 2 fois plus efficaces que les lampes néons ou au mercure), les lampes à induction présentent une durée de vie 3 fois supérieure (environ 5 000 heures). Une source supplémentaire de maîtrise de la demande en électricité au niveau de l'éclairage public réside en outre dans l'optimisation des parcs pour abaisser le seuil de tension et diminuer les appels de puissance. Une autre piste est le développement de luminaires équipés de diodes électroluminescentes blanches, notamment pour les feux de circulation. En effet, le simple remplacement des lampes utilisées actuellement pour les feux de circulation par des LED (diodes électroluminescentes) permet par exemple d'en réduire de 65 % la consommation.

En matière de *production de froid*, les perspectives sont également prometteuses. Un réfrigérateur standard qui consommait 350 kWh/an en 1988 peut aujourd'hui à même service rendu n'en consommer que 90 dans sa version la plus optimisée et sa consommation pourrait même tomber à 50 kWh/an d'ici 2020. Un congélateur qui consommait annuellement 500 kWh en 1988 n'en consomme aujourd'hui plus que 180 si l'on choisit une solution optimale et l'on espère atteindre moins de 100 kWh en l'an 2010. Les technologies permettant d'améliorer l'efficacité pour le froid sont notamment le développement des panneaux d'isolation sous vide permettant un gain de 27 % l'amélioration des circuits d'échangeur et l'accroissement des rendements des moteurs.

Il en va de même pour les *téléviseurs*. La puissance électrique des téléviseurs vendus en France varie entre 40 et 60 W pour un écran couleur de 36 cm et de

(1) Le rendement d'une ampoule à incandescence pourrait par exemple passer de 10 lumen/Watt en 2000 à 15 lumen en 2010 et 100 lumen/Watt en 2050.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

50 à 70 W pour un écran de 55 cm. La généralisation des écrans à cristaux liquides devrait toutefois induire une diminution des puissances utilisées (inférieures à 10 W). Cependant, l'utilisation de téléviseurs à télécommande se traduit souvent par le maintien de l'appareil en veille, ce qui génère des consommations énergétiques supplémentaires non négligeables : une consommation en « stand by » étant comprise entre 0,1 et 1,5 W l'usage du *stand by* peut accroître la consommation de près de 50 % dans certains cas. Des solutions à cette question sont à l'étude pour optimiser la gestion de l'intermittence. On en attend une réduction très importante des consommations de veille de même que celle de l'ensemble des produits bruns.

La consommation d'un *lave-linge* varie énormément selon le cycle de lavage choisi, mais on constate que la majeure partie de l'énergie utilisée (90 à 95 %) provient du chauffage de l'eau. Le recours à des systèmes de micro-ondes devrait faire considérablement chuter cette consommation. Au lieu de consommer 400 kWh en moyenne par an, on espère se limiter à 240 kWh grâce à des machines performantes dès 2010 et à moins de 100 kWh en 2020.

Des perspectives prometteuses existent aussi pour le *chauffage électrique* dès lors que l'on fait appel à des appareils radiants et que l'on utilise un système de programmation dans un espace bien isolé. Une économie de près de 50 % paraît un objectif réalisable à l'horizon 2020.

Par ailleurs, l'industriel Schneider a mis au point un prototype pour la distribution basse tension en courant continu des réseaux intérieurs des bâtiments, ce qui permettrait de réduire en amont le dimensionnement des transformateurs et ainsi de diminuer les puissances appelées. Le développement d'une « signature électrique des équipements », permettant d'identifier la marche des différents équipements électriques en œuvre dans les installations, peut en outre permettre une meilleure gestion du foisonnement des équipements d'un même réseau et une optimisation de la gestion de puissance appelée pour éviter les contraintes de pointe et les surcoûts associés. Le développement de technologies de mesures non intrusives (réalisées par le marquage électronique de signaux électriques transmis sur le courant porteur) permettrait, avec la caractérisation des charges et des appels de puissance, de réaliser des diagnostics de comportement et de fournir une aide au conseil pour limiter la consommation électrique. L'usage de l'électronique au niveau domestique pour le développement de systèmes performants de commande et de gestion est également une voie de maîtrise de la demande en électricité.

Le développement actuel des NTIC (nouvelles technologies de l'information et de la communication), dont de nombreuses applications à la gestion des réseaux

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

électriques restent à explorer, est susceptible d'apporter des évolutions majeures dans l'optimisation de l'interface réseaux-usagers, la gestion des foisonnements et l'optimisation des puissances appelées.

Enfin, des études prospectives sur l'évolution des modes d'habitat et des modes de travail permettront d'anticiper les évolutions probables des produits et d'identifier les pistes de recherche les plus prometteuses.

En résumé, on peut donc retenir d'ici 2050, d'une part une orientation à la baisse des consommations unitaires des appareils électriques pour un même service, d'autre part une amélioration importante de l'efficacité des appareils, chacun voyant croître son nombre de fonctions.

En faisant l'hypothèse « raisonnable » que l'ensemble des ménages aura un taux d'équipement de 100 % pour les équipements de froid (réfrigérateurs, congélateurs et combinés), les équipements de lavage (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle) et les micro-ondes, le développement des technologies performantes permet de prévoir pour 2050 une baisse de la consommation annuelle :

- de 30 % pour le parc des équipements de froid ménager (soit une économie de 5,1 TWh/an par rapport à la situation actuelle) ;
- de 30 % pour le parc des équipements de lavage (soit une économie de 11,5 TWh/an par rapport à la situation actuelle) ;
- de 50 % pour le parc éclairage du secteur résidentiel et tertiaire (soit une économie de 10 TWh/an par rapport à la situation actuelle).

3.1.2. Le secteur tertiaire

On retrouve comme gros postes de consommation d'électricité les mêmes que ceux évoqués dans le secteur résidentiel comme l'éclairage et le chauffage. Ainsi, la consommation électrique du secteur tertiaire en France se répartit entre l'éclairage (20 TWh) et le chauffage-climatisation (15 TWh), le froid (5 TWh), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (10 TWh), les autres usages (40 TWh). La consommation électrique du secteur tertiaire devrait donc se réduire comme celle du secteur résidentiel en ce qui concerne ces postes de consommation.

Les autres usages du secteur tertiaire concernent principalement les appareils informatiques ou de communication. Une réduction de la consommation pourrait être engendrée par : la diminution de la consommation des composants électroniques (diminution avec l'amélioration de la finesse de la gravure des

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

composants), l'évolution technologique des moniteurs, la gestion de l'alimentation des équipements inutilisés, l'amélioration des performances des batteries pour les équipements portables, etc. et l'amélioration des performances électriques (mise en veille automatique, écrans plat). La mise en réseau des appareils (ordinateurs, photocopieuses, imprimantes, scanners) avec un mode de fonctionnement centralisé, peut permettre d'optimiser les veilles des appareils et supprimer ainsi les consommations associées.

3.1.3. Le secteur industriel et l'agriculture

La consommation finale d'énergie des domaines industriels (58 Mtep, dont 8 Mtep pour le secteur de la sidérurgie) et agricoles (3,5 Mtep) représente 30 % de la consommation énergétique nationale. Les gisements d'économie d'énergie encore exploitables sont estimés à 8 Mtep. Par type d'énergie finale l'électricité vient en tête avec près de 50 % du total du secteur, suivie par le gaz naturel presque à égalité avec les produits pétroliers avec environ 20 % puis les combustibles minéraux solides 11 %.

Dans le domaine de l'industrie, 80 % de l'énergie sont consommés dans des unités dont la consommation unitaire est supérieure à 5 000 Tep/an. L'essentiel des économies est à attendre dans les secteurs fortement consommateurs et dans les unités dont la consommation unitaire annuelle est supérieure à 5 000 tep.

Les autres secteurs et entreprises ne doivent cependant pas être oubliés. La politique de maîtrise de l'énergie ne vise pas uniquement les produits d'origine fossile (dont les produits pétroliers) mais aussi l'électricité et particulièrement les utilités et les procédés transversaux comme l'air comprimé, la ventilation, le pompage. Ces consommations d'électricité constituent souvent l'essentiel des consommations énergétiques des PMI.

Au niveau industriel, la consommation électrique en France, 125 TWh, se répartit aujourd'hui entre les moteurs 69 %, les procédés de fabrication (électrolyse, four à arc, etc.) 18 %, l'éclairage 5 % et divers 7 %. Ici aussi, un vaste potentiel d'économies existe.

Les moteurs électriques représentent la contribution principale à la consommation électrique du secteur industriel. Ils sont utilisés dans la plupart des industries pour divers usages : compression 30 %, pompage 20 %, ventilation 13 %, autres 37 %. Plusieurs solutions peuvent être envisagées pour réduire la consommation électrique des moteurs :

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

- en amont du moteur : installation de systèmes de variation¹ électronique de vitesse ;
- moteur : amélioration du rendement ;
- en aval du moteur : rationalisation de l'usage de l'énergie mécanique produite.

Le deuxième poste (procédé de fabrication) fait appel à des équipements électriques comme les électrolyseurs, les fours (arc, induction, résistance), etc.

De même le contenu énergétique (notamment électrique) des produits industriels devrait baisser sensiblement grâce à l'emploi de nouvelles technologies. Déjà aujourd'hui, on note une forte dispersion des consommations spécifiques dans un rapport² de 1 à 3 pour différentes productions que ce soit par exemple dans le domaine des matériaux de construction ou dans l'industrie agro-alimentaire.

Ces gains d'efficacité sont pour une grande partie dus à l'amélioration des procédés existants ou à l'introduction de nouveaux procédés, et pour une autre partie imputables à une nouvelle organisation de la production, des gains importants étant attendus dans l'optimisation des processus industriels utilisant l'électricité.

Parmi les solutions et les techniques alternatives nous pouvons citer :

- pour les opérations de séparation, les procédés à membranes (en particulier le procédé émergent de nanofiltration) ;
- pour la concentration, la compression mécanique des vapeurs (CMV) ;
- pour la distillation, la pervaporation qui est effectuée à température ambiante ;
- pour les transferts d'énergie (en séchage par exemple), l'optimisation des transferts, la récupération d'énergie après certaines opérations et le développement des énergies radiantes (ultraviolet, infrarouge, hautes fréquences et micro-ondes).

(1) On estime par exemple que l'emploi de variateur de vitesse sur le pompage et la ventilation apporte une économie de 25 % d'électricité avec un temps de retour de l'investissement de deux ans.

(2) Enquête CEREN.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Les exemples de projets de développement qui suivent illustrent cette évolution :

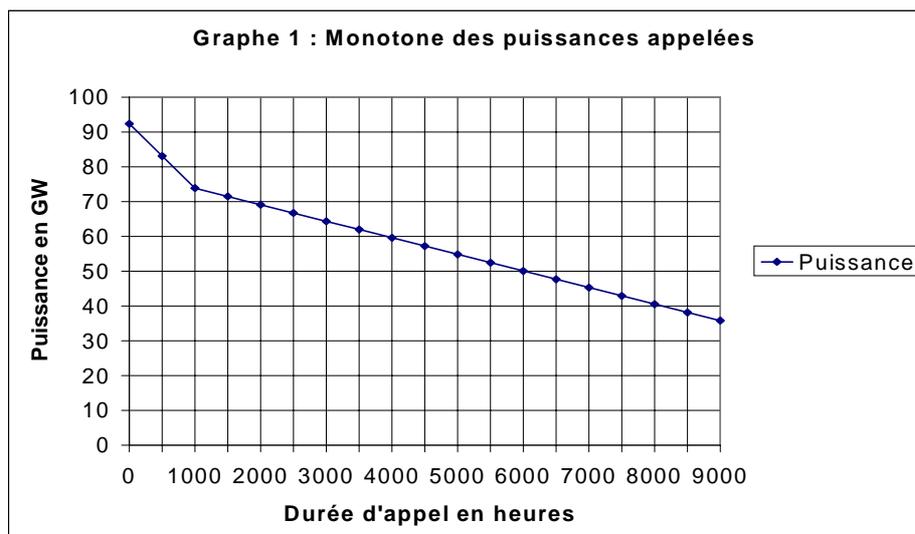
- nouvelles combinaisons de techniques. Dans le domaine sidérurgique, l'optimisation du cycle du fer permet une réduction des consommations. Dans le secteur de la papeterie, l'utilisation de nouvelles plaques de défibrage et le blanchiment à l'ozone dans la fabrication des pâtes mécaniques amélioreront la qualité des pâtes et diminuent la consommation énergétique ;
- adaptation et transfert de technologies plus efficaces entre secteurs. Dans l'industrie mécanique, la fabrication d'alliage "in situ" par chauffage radiatif (induction, laser, plasma) permettra le remplacement des procédés de traitement thermochimique des métaux ;
- mise au point de nouveaux équipements spécifiques. Dans les filières textile, cuir, une étude de faisabilité peut conduire à la mise au point d'un pilote industriel faisant appel à des procédés en rupture, telles les utilisations du CO₂ supercritique (pour la teinture de polyester, le tannage de cuir, le nettoyage à sec, ...) et l'utilisation du plasma froid (pour la polymérisation de fibres,...) permettant de supprimer les bains d'eau chauffées entre 60°C et 130°C.

3.2. Adéquation technique des scénarios d'offre aux scénarios de demande d'électricité

Un parc de production doit non seulement satisfaire globalement la demande énergétique annuelle, mais être aussi capable de répondre à la demande instantanée pour un moindre coût total.

3.2.1. Caractéristiques temporelles de la demande

Il existe différentes représentations de la répartition de la demande instantanée d'électricité. Une représentation simple est la monotone de puissances appelées.



En chaque point de cette courbe, l'abscisse indique la durée pendant laquelle une puissance égale ou supérieure à la valeur indiquée en ordonnée, est appelée par le réseau. Cette durée est la somme des durées de nombreuses plages de fonctionnement. La production doit en effet satisfaire non seulement une modulation saisonnière, mais aussi une modulation journalière en toute saison. Le graphe ci-dessus montre une représentation stylisée de la monotone pour les scénarios S2 et S3¹ en 2020.

Les moyens de production de base fonctionnent toute l'année et leur puissance utile est calée par exemple sur une durée de 7 000 h. Ils sont constitués de centrales qui doivent présenter un coût d'exploitation réduit (nucléaire, hydroélectricité), même si leur coût d'investissement est élevé.

Les moyens de semi-base ont une puissance égale à la différence entre celle correspondant à 1 000 h et celle correspondant à 7 000 h. Leur durée moyenne d'exploitation est de l'ordre de 4 000 h. On préférera des centrales moins

(1) D'après le rapport de l'atelier « Trois scénarios énergétiques pour la France » *Energie 2010-2020, CGP, septembre 1998.*

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

coûteuses en investissement et le coût d'exploitation interviendra moins dans leur choix.

Les centrales de pointe fonctionnent moins de 1 000 h. Le coût du combustible compte très peu mais le coût d'investissement doit être minimum (turbine à combustion, fonctionnant au fioul domestique).

La contribution de ces moyens à la satisfaction de la demande globale est très inégal. Dans l'exemple ci-dessus, les parts de la puissance et de l'énergie sont les suivantes :

	Part de la puissance	Part de l'énergie
Centrales de base (>7 000 h)	49 %	76 %
Centrales de semi-base (1 000 à 7 000 h)	32 %	22 %
Centrales de pointe (<1 000 h)	19 %	2 %

Une analyse plus approfondie tenant compte de la disponibilité technique des centrales, est présentée en annexe 12.1.

Nous souhaitons répondre à deux questions posées par la mission.

3.2.2. *Quelle sera l'évolution de la monotone de 2000 à 2050 ?*

Les experts de l'atelier « Trois scénarios énergétiques pour la France » avaient conclu à la stabilité de l'allure de la monotone : la courbe pour 2020 reproduite dans leur rapport est homothétique de la monotone de 1994.

Au-delà, nos collègues d'EDF et de l'ADEME nous ont dit ne pas avoir étudié cette question. Les réflexions sur l'utilisation future de l'électricité ont porté sur les consommations annuelles et non sur leur répartition horo-saisonnière. Certaines, comme la climatisation, induisent un renforcement de la consommation d'été, d'autres comme les applications au transport, à un renforcement de la base. Une inconnue est la conséquence du développement de l'auto-production avec le plus souvent les techniques de cogénération. La modulation horo-saisonnière des tarifs devrait pousser les auto-producteurs à réduire leur demande en périodes de pointe, mais d'autres stratégies d'exploitation de la cogénération peuvent conduire à appeler un complément sur le réseau dans les mêmes périodes.

On peut aussi remarquer que le développement de l'interconnexion avec les pays voisins pourrait amener à reconsidérer ces questions. Les différences de

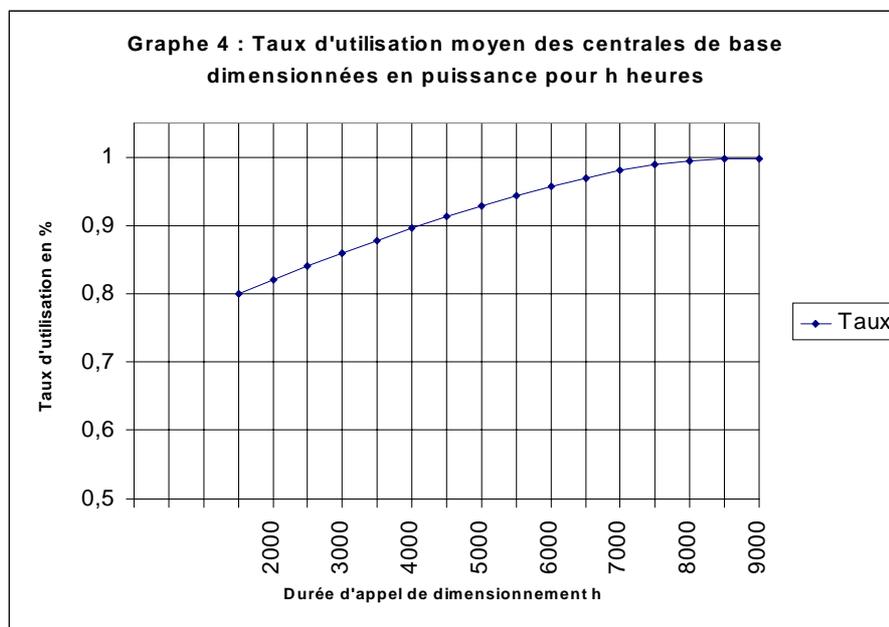
latitude peuvent permettre des compensations saisonnières (la monotone espagnole a le même aspect que la monotone française, mais avec la pointe en été), les différences de longitude induisent des décalages de la demande journalière.

Nous ne disposons donc pas d'une réponse claire sur cette question, mais on peut probablement envisager un lissage de la demande, plutôt qu'une aggravation des déséquilibres horo-saisonniers.

3.2.3. *Quelle est la pénalisation en termes de coefficient d'utilisation d'un parc de centrales de base, si sa puissance dépasse la base stricte (puissance minimum demandée dans l'année) ?*

Considérons un parc de base « élargi » dimensionné par une durée d'appel de 6 000 heures : sa puissance est 54 % de la puissance du parc, à comparer à une puissance de base stricte de 43 %. Il produit 82 % de l'énergie annuelle. Ce parc fonctionnera à pleine puissance durant 6 000 heures et à une puissance plus faible le reste de l'année. Cela peut-être obtenu en arrêtant certaines unités, ou en faisant fonctionner toutes les unités à charge partielle. Ces deux modes sont équivalents du point de vue économique si les frais d'exploitation liés au temps ont été séparés de ceux liés à la production. Mais quel sera le taux moyen d'exploitation du parc ? Le graphe 4 montre ce taux en fonction de la durée d'appel utilisée pour le dimensionnement du parc de base.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -



D'une manière surprenante, ce taux atteint 96 %, valeur très proche de 100 %. L'élargissement de la base est par conséquent beaucoup moins pénalisant que ne le prédit le bon sens.

Pour un parc de centrales de base produisant 82 % de la demande annuelle, le taux d'utilisation est de l'ordre de 96 %.

La pénalisation de « suréquipement » ne dépasse pas 4 %.

4. Le nouveau cadre de la production d'électricité

4.1. La nouvelle donne légale

Depuis le 10 février 2000 la France applique la directive européenne 96/92 relative à l'ouverture du marché de l'électricité. Evolution ou révolution ? Certains, au sein même d'EDF, estiment que le changement programmé par ce nouveau cadre institutionnel est plus important que celui qui résultait de l'application de la loi de 1946 sur l'organisation du secteur électrique. On n'analysera pas ici la loi 2000/118 du 10 février 2000 relative à la

modernisation du service public de l'électricité ¹ mais on se propose de rappeler les éléments qui, dans la loi, sont relatifs au développement de la production décentralisée. On se doit aussi d'extrapoler l'évolution à long terme de ce cadre légal et d'envisager les conditions du marché de l'électricité qui en résulteront, tant au niveau national qu'européen.

La loi 2000/118 et la production décentralisée

La loi ne mentionne explicitement la production décentralisée que dans deux articles :

Article 3 :

*[...]. Dans le cadre de l'élaboration du schéma régional d'aménagement et de développement du territoire, la conférence régionale de l'aménagement et du développement du territoire est consultée sur la planification des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité d'intérêt régional et le développement de la **production décentralisée d'électricité**. Elle peut formuler, auprès du ministre chargé de l'énergie, de la Commission de régulation de l'électricité ainsi que, pour ce qui concerne **la production décentralisée d'électricité**, des autorités concédantes visées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, tout avis ou proposition dans les domaines précités [...].*

et **Article 6**, consacré à la programmation des investissements de production :

*[...]. Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à **laisser une place aux productions décentralisées**, à la **cogénération** et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi [...].*

On admettra que, même si elle est évoquée, la production décentralisée n'occupe pas une place très importante dans le dispositif. Le législateur

(1) En plus du texte de la loi elle-même on se reportera avec profit au rapport « Evaluation des missions de service public de l'électricité », février 2000.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

n'ignore pas la production décentralisée mais c'est à la conférence régionale de l'aménagement et du développement du territoire de formuler un avis et des propositions (article 3). Quant au rôle des productions décentralisées dans la planification des moyens de production, on convient simplement qu'il faut leur « *laisser une place* ». On ne manquera pas de s'intéresser au premier rapport de programmation du ministre chargé de l'énergie qui doit être présenté au Parlement dans l'année qui suit la promulgation de la loi, donc au cours de l'année 2000, au plus tard début 2001, pour voir comment sera traitée la production décentralisée et tout particulièrement la cogénération. Celle-ci, application très importante de la production décentralisée, est mentionnée dans trois articles de la loi, l'article 6 déjà indiqué et les articles 10 (qui mentionne certaines autres formes de production décentralisée) et 11.

L'article 10 traite des conditions de rachat, par les gestionnaires de réseaux (transport et distribution, Electricité de France ou distributeurs non nationalisés), de l'électricité produite par des installations décentralisées, en limitant ces installations à l'incinération des déchets ménagers, sans limitation de puissance, et à la production décentralisée (cogénération et utilisation d'énergies renouvelables), limitée à 12 MW. Les conditions du marché qui en résultent seront précisées par décret mais la loi stipule que les conditions d'achat doivent prendre en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs. On comprend la difficulté qu'il y a à définir ces coûts évités et le rôle important qui incombera alors à la commission de régulation pour leur évaluation.

L'article 11 donne la possibilité aux collectivités locales d'exploiter des unités de production décentralisée utilisant les énergies renouvelables, notamment hydrauliques et des unités de valorisation des déchets ou de cogénération lorsque la puissance de ces installations ne dépasse pas 8 MVA et lorsque cette cogénération alimente un réseau de chaleur. Par ailleurs, la production décentralisée (qualifiée alors de « *production d'électricité de proximité* ») est reconnue comme alternative à l'extension d'un réseau de distribution ; la limite de puissance n'est pas définie par la loi, un décret devant déterminer cette puissance.

La production décentralisée est aussi évoquée directement ou indirectement, dans la loi 2000-108 du 10/2/2000, lorsqu'il est précisé que la loi institue un « *fonds du service public de la production d'électricité* ». Ce fonds a vocation à compenser : (1) les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain ; (2) les surcoûts résultant, le cas échéant, de l'obligation d'achat de l'électricité produite en France par la valorisation des déchets ménagers ou, dans certaines limites de puissance, par des installations utilisant

des énergies renouvelables ou des techniques performantes telles la cogénération ; (3) les charges dites de « coûts échoués » liés aux contrats du type « appel modulable » passés il y a quelques années par EDF avec des producteurs autonomes de pointe. Les charges à compenser en raison de l'obligation d'achat se situent dans une fourchette de 400 à 2 035 MF par an ¹.

Ces chiffres montrent que la production décentralisée est aujourd'hui plus onéreuse que la production centralisée. Même si les évaluations divergent (calculs réalisés par EDF et la DGEMP/DIGEC), elles indiquent que l'ouverture à la production décentralisée, aujourd'hui, pèse sur les coûts de la production en général. Les modes de production décentralisée recouvrent des opérations de dépollution (valorisation de déchets) et des technologies dont les impacts sur l'environnement sont très faibles (en particulier au regard de l'effet de serre), le montant des charges ci-dessus ne tient pas compte, semble-t-il, des bénéfices liés aux externalités positives.

Cette situation est transitoire : le « fonds de la production », à la différence du « fonds de péréquation de l'électricité » ², a pour vocation le soutien temporaire à des types de combustibles (déchets et énergies renouvelables) et de technologies (énergies renouvelables et cogénération) en phase d'apprentissage, le législateur reconnaissant la nécessité de soutenir ces efforts. A terme, ce soutien disparaîtra et les modes de production en question se développeront par eux-mêmes dans un univers concurrentiel (mais qui devra traduire économiquement les externalités positives). On sait que dans de nombreux pays, en particulier en Europe, la production décentralisée est présente depuis longtemps. L'exception française ne durera pas, tout au moins à l'horizon de long terme qui intéresse la présente étude ; comme dans tous les pays d'Europe les principes stipulés par la politique énergétique européenne finiront par s'imposer : libéralisation et ouverture des marchés, internalisation des impacts environnementaux, diffusion des progrès technologiques et accroissement de l'efficacité des moyens de production, de transport et de distribution, réduction des émissions de gaz à effet de serre, etc. Tous ces éléments contribueront au développement, à une échelle significative, de l'énergie décentralisée.

(1) Cité par le rapport « Evaluation des missions de service public de l'électricité ». Les estimations d'EDF et de la DIGEC divergent considérablement, ce qui montre la difficulté d'estimer les impacts de l'insertion de la production décentralisée dans le parc de production.

(2) Instauré par la Loi de 46, reconduit par la Loi de 2000, son objet est de compenser les effets de la structure du réseau.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

4.2. L'ébauche du futur cadre institutionnel et légal du système électrique

La lente et difficile maturation de la Loi 2000-108 ne doit pas faire illusion : le système électrique français est en profonde mutation. A peine trois mois après le vote de la loi on évoque déjà une anticipation des seuils d'éligibilité : dès 2001, donc avec deux ans d'avance, les utilisateurs d'au moins 9 GWh par an pourraient choisir leur fournisseur¹. Il faut donc envisager le marché de l'énergie décentralisée dans un environnement très différent de celui d'aujourd'hui, situation centralisée et monopolistique, avec une seule entreprise, publique, assurant toutes les fonctions (production, transport et distribution) simplement dissociées sur le plan comptable, comme l'exige la directive européenne, un ministère de tutelle passablement distant et une planification des moyens de production très centralisée et surtout l'absence d'un organisme indépendant en charge de la régulation du système.

A long terme, on ne peut imaginer la reconduction du schéma technique conventionnel : un réseau de transport maillé 400 kV et une croissance perpétuelle de ce réseau fondée sur l'application de la règle du N-1 et sur un coût de défaillance normatif défini par la seule entreprise électrique² ; une concurrence entre producteurs très limitée ; des collectivités ayant « oublié » leurs prérogatives en matière énergétique ; la cogénération et toute production décentralisée découragées ; les énergies renouvelables et les options de dépollution ne faisant que de la figuration ; un consommateur réduit au rang d'usager ; etc.

Il faut se placer dans la perspective d'un marché européen de l'énergie ouvert et en expansion, comptant une multitude d'acteurs - dont de grandes compagnies électriques européennes - et une régulation efficace à l'échelle de chaque pays et peut-être même de l'Europe. Le GRT (gestionnaire du réseau de transport) est une entité indépendante ayant ses propres règles de gestion et soumise aux prescriptions de la CRE (Commission de régulation de l'électricité). Les collectivités locales ont alors pleinement recouvré leurs droits en matière de

(1) C'est même le souhait exprimé publiquement par le président d'EDF, François Roussey.

(2) Les critères de prise en compte de la défaillance du réseau de transport ont un impact très fort sur l'architecture de celui-ci. Actuellement, le développement du réseau est fondé sur la continuité de service malgré la défaillance d'un seul élément (c'est la règle dite du N-1 ce qui implique l'alimentation en boucle) et sur la prise en compte d'un coût de défaillance unique par lequel se mesure la rentabilité des investissements réalisés sur le réseau.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

réseaux, électriques en particulier, qu'elles gèrent au mieux des intérêts économiques de leurs administrés, en tenant compte des impératifs liés à l'environnement (tant local que global, soumis à l'application de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et à l'échange de permis d'émission négociables).

Tous les consommateurs sont *éligibles* et peuvent choisir leurs producteurs, parallèlement tout usager raccordé au réseau est aussi un producteur potentiel. Dans cette hypothèse, EDF-production est devenu un producteur indépendant parmi d'autres et EDF-distribution est un gestionnaire de réseaux de distribution sans lien direct ni préférentiel avec les producteurs et tout particulièrement EDF-production¹. La production décentralisée est encouragée au maximum, dans le respect des règles environnementales (quotas d'émission de gaz à effet de serre) mais aussi à des fins de dépollution et d'exploitation de gisements énergétiques locaux.

Ce nouveau contexte d'une France décentralisée, répondant à une « logique de territoire », est susceptible de voir se développer la production décentralisée. Ce schéma est esquissé en annexe.

4.3. Eléments pour un futur cadre institutionnel et légal de la production non-centralisée

Avant de déterminer de façon quantitative l'enveloppe globale de la production non-centralisée, il est important de détailler les éléments d'un environnement compatible avec une telle pratique.

Premièrement, l'acceptabilité sociale pour les avatars de la production centralisée que constituent les lignes à très haute tension est de moins en moins avérée. En effet, on dénombre dans quelques régions françaises une forte opposition à ce type de construction, ce qui pénalise la fourniture d'électricité centralisée. C'est le cas notamment dans le sud-est de la France avec l'option envisagée (parmi d'autres) d'un cycle combiné de grande puissance pour permettre le bouclage et la sécurité d'alimentation que devait assurer un projet de ligne à très haute tension. D'autre part, les coûts d'enfouissement d'une telle

(1) La « pakistansisation » d'EDF qui résulte de fait de l'application de la loi 2000-108 n'est pas tenable à moyen terme. L'indépendance du GRT s'affirmant rapidement, il est vraisemblable que celle du distributeur sera de plus en plus nécessaire pour qu'il puisse s'adapter aux conditions locales et répondre à la demande de ses clients. La notion de « GRD » (gestion du réseau de distribution) s'imposera rapidement.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

ligne sont supérieurs d'un facteur 100 à ceux d'une solution aérienne. Cependant le réseau existant de transport et de distribution demeure fonctionnel et assure par ailleurs, en dehors de la livraison, deux autres services : le secours et le débouché pour la revente.

Le parc actuel de production centralisée connaîtra ses premiers déclassements à partir de 2015-2020. L'hypothèse d'un renouvellement à l'identique de ce parc dans le cadre du débat national sur l'avenir des filières énergétiques est une option plausible. Les capacités additionnelles nécessaires en réponse à la croissance de la demande sont dans cette option assurées par des moyens régionaux ou locaux de production. D'autant que dans le cadre d'un marché de l'électricité libéralisé, on peut convenir d'une programmation nationale moins dirigiste et centralisée.

Pour permettre et pérenniser une démarche locale de planification intégrée des ressources énergétiques (IRP), il est nécessaire de disposer d'un gestionnaire indépendant du réseau de distribution. Ce GRD doit assurer l'intégration optimale des moyens de production locaux sur la boucle locale de transport et de distribution. Parmi les dispositions nécessaires, le gestionnaire indépendant doit permettre l'accès des tiers à tous les niveaux de transport et de distribution, y compris en basse tension. D'autre part, les coûts de raccordement, qui demeurent parfois prohibitifs pour de tels projets, sont contrôlés par cette instance afin d'éviter toute barrière technique et financière à l'entrée. A titre d'illustration, une enquête européenne sur ces coûts de raccordement¹ montre que les pratiques nationales en la matière sont relativement hétérogènes. Alors qu'aux Pays-Bas, les coûts de raccordement représentent de 6 à 10 % de l'investissement initial, en France ces coûts se situent dans une fourchette comprise entre 10 et 30 % (maximum constaté en Europe).

D'autant que le développement de l'électronique de puissance embarquée sur ces installations permet une meilleure intégration avec le fonctionnement du réseau d'alimentation général et notamment un pilotage de la puissance réactive. Le développement parallèle des interfaces de communication à distance doit accompagner au mieux cette intégration de la production sur site avec les contraintes de gestion du réseau.

D'un point de vue commercial, la diffusion de ces moyens de production non-centralisée est cohérente avec l'émergence d'un marché du service énergétique (ESCo) tel qu'il existe chez nos voisins européens et tel qu'il commence à se

(1) *Etude de l'association Cogen-Europe - septembre 1999.*

pratiquer en France depuis l'expérience du contrat de cogénération (décret 97.01).

Tout ceci va de pair avec le développement du concept de programmation optimale des installations décentralisées (*distributed utility planning*). Cet outil de planification locale, que l'on peut inclure dans un schéma de service collectif de l'énergie (LOADT), permet de faire correspondre au mieux la réponse idoine à la croissance de la demande locale par des moyens locaux de fourniture ou de maîtrise de l'énergie.

5. Caractérisation des techniques actuelles et futures de production d'électricité

Une dizaine de techniques ont été retenues dans différentes gammes de puissance. Ces techniques sont à des degrés de maturité technologique et économique assez contrastés et recouvrent des besoins et des secteurs relativement hétérogènes. Cependant, chacune de ces technologies possède la capacité actuelle ou future à répondre à une demande de production d'électricité. Les soucis de rentabilité, de flexibilité ou d'autonomie peuvent se croiser avec les différents profils et attentes des consommateurs-producteurs.

La liste des technologies-filières retenues prend en compte ces différents aspects : turbine à combustion (cycle simple ou combiné), turbine à vapeur, moteur à combustion, IGCC (cycle combiné avec gazéification intégrée), pile à combustible, cogénération (gaz, fioul, biomasse), éolien, photovoltaïque.

Les gammes de puissance de ces différentes installations ou filières varient de quelques kWe à 600 MWe. Chaque couple « technique-gamme » est caractérisé, pour les différentes années de la prospective technologique, pour la période 2000-2050 par pas de dix ans.

5.1. Coûts projetés des nouvelles technologies énergétiques

La première donnée d'évaluation est *l'évolution du coût unitaire* de l'installation exprimée en F99/kWe (coût constructeur). Elle permet de comparer les effets de séries et d'échelle d'une solution donnée par rapport aux options alternatives. Ces évolutions sont contrastées dans le temps selon le type de technologie car le passé industriel de chaque filière influence sa marge de progression. En effet, le potentiel de réduction des coûts unitaires est plus important pour une filière novatrice que pour une filière classique car

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

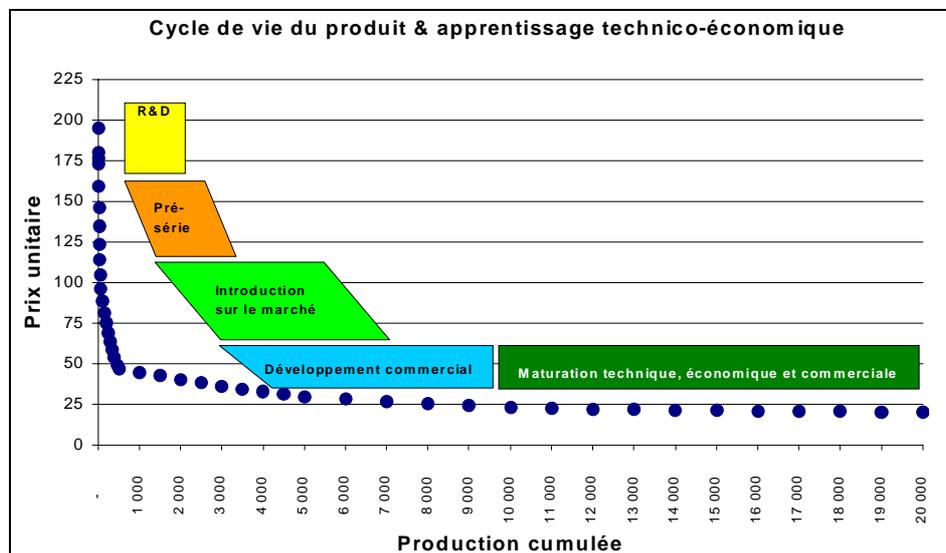
l'apprentissage industriel de sa production et de son utilisation est à réaliser. Le concept de courbe d'apprentissage permet d'établir une prospective sur l'évolution des coûts unitaires de chaque solution.

5.2. Cycle de vie et apprentissage industriel des technologies : la théorie

Pour un produit donné, la décroissance de son coût unitaire est fonction de sa production cumulée. L'un des principes de la théorie du cycle de vie¹ des produits est basé sur cette constatation. On peut distinguer différentes phases dans la décroissance du prix unitaire d'un produit innovant :

- recherche & développement (*reflète le coût du projet*) ;
- pré-série (*dumping partiel intégrant le risque et la participation à la fiabilisation*) ;
- introduction sur le marché (*coût réel en décroissance due à l'amortissement R & D, marchés - niches*) ;
- développement commercial (*décroissance rapide due aux économies de série*) ;
- maturation technique, économique et commerciale (*décroissance lente car épuisement de l'effet de série*).

(1) Robert Vernon (1966), « *International Investment and International Trade in the Product Life Cycle* », *Quarterly Journal of Economics*, n° 80, p. 190-207. Robert Vernon (1979), « *The Product Life Cycle in a New Economic Environment* », *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, n° 41, p. 255-267.



Pour chacune des technologies de production d'électricité, le degré de compétitivité de la solution a permis d'identifier sa phase de développement.

A partir de ce type de courbe, le concept d'apprentissage se ramène à un simple facteur que l'on peut identifier statistiquement. Si l'on représente la courbe précédente (du type e^{-x}) dans un repère log-log, la pente de cette droite exprimera le facteur d'apprentissage de cette technologie. Ce facteur se comprend comme la corrélation entre le doublement de la production cumulée et la décroissance du coût unitaire de production. Pour une pente α le coût unitaire de production décroîtra de $(1-\alpha)$ quand la production doublera (concept de *progress ratio*).

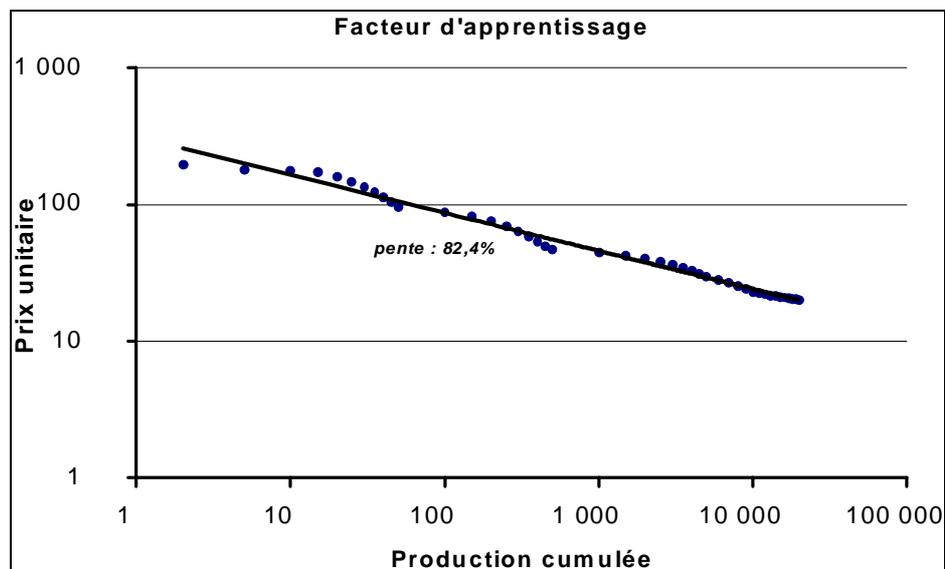
Dans le cas présent, quand la production cumulée double le coût unitaire diminue de 17,6 %.

La courbe d'apprentissage est à comprendre comme un outil de décision sur des stratégies à long terme plus qu'un concept prédictif de court terme¹. C'est la position exprimée par l'un des spécialistes de l'Agence Internationale de

(1) Traduit de l'anglais : « La courbe d'apprentissage est plus un outil stratégique de long terme qu'un concept tactique de court terme. Elle résume les effets combinés d'un grand nombre de facteurs... Elle ne peut être utilisée de façon fiable comme variable de contrôle ou pour de l'aide à la décision de court terme. Mais dans le cadre d'une stratégie de compétition, la courbe d'apprentissage est un instrument puissant ». D.L. Bodde (1976), « Riding the Experience Curve », *Technology Review*.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

l'Energie (AIE), Clas Otto Wein, dans un ouvrage ¹ à paraître au cours de l'année 2000.

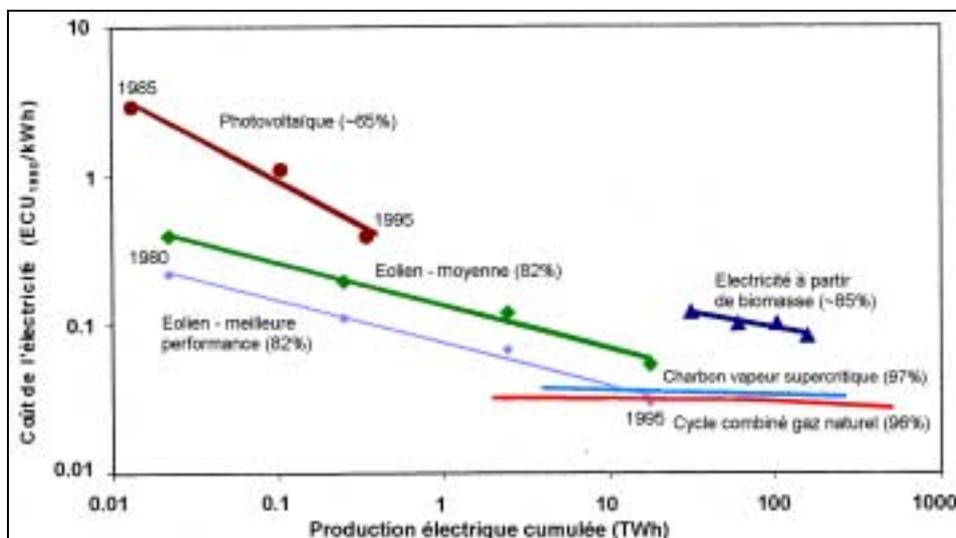


5.3. L'apprentissage des technologies actuelles

Le projet européen ATLAS a recensé sur trois périodes de cinq années (1980-1995) les caractéristiques technico-économiques d'installations de production électrique (photovoltaïque, éolien, biomasse). Ces données ont permis d'élaborer la courbe d'apprentissage des technologies renouvelables. Pour le cycle combiné gaz, les travaux de Claeson (1999) ont recensé les données européennes.

(1) Agence internationale de l'énergie (2000), « Experience Curves for Energy Technology Policy », C. Otto Wein - Paris.

Sélection de technologies de production d'électricité en Europe 1980-1995 ¹



Sur cette figure sont repris les principaux résultats de compilation des courbes d'apprentissage ². Il apparaît que les technologies éprouvées (cycle combiné gaz, centrale charbon, cogénération, biomasse) ont des facteurs de réduction plus faibles que les filières émergentes. Ces pentes reflètent assez bien l'historique des technologies thermiques classiques. Cependant, le graphique reprend ici les données sous l'angle de la production et donc amortit l'effet d'innovation des nouveaux entrants.

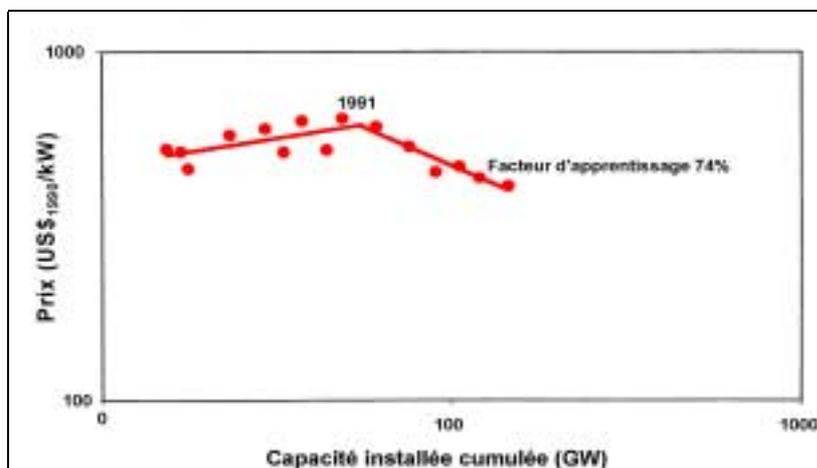
Un coup de projecteur sur la technologie du cycle combiné au gaz naturel au travers des coûts d'installation et de ses volumes de ventes met en évidence une rupture technique et commerciale qui n'apparaît pas dans le précédent graphique. En effet, le prix de départ se comporte comme une « ombrelle » vis-à-vis de la décroissance effective des coûts et de l'amortissement des engagements de R & D. Ces prix correspondent à des marchés-niches relativement captifs de la technologie. Par la suite, la pénétration sur le marché de référence nécessite une corrélation plus étroite entre le coût et le prix de la technologie.

(1) *Op.cit.*(19), figure 1.5. p. 9.

(2) *Claeson (1999) et Wein (2000)*.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Coûts d'investissement d'un cycle combiné au gaz naturel 1981-1997 ¹



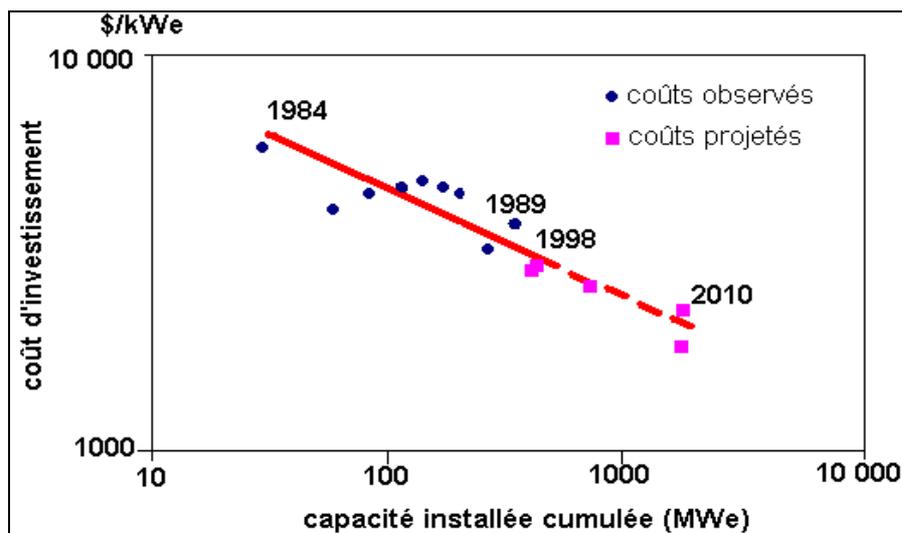
A partir de ce constat, il apparaît que la prévision d'une rupture technologique, par son impact économique, peut redynamiser des filières technologiques dites classiques.

L'autre intérêt de ce type d'outils, en dehors de permettre un positionnement entre plusieurs filières, est son pouvoir prédictif. En effet, les tendances lourdes constatées dans ces graphiques ont une prédictibilité rétrospective relativement intéressante. A ce titre, elles peuvent servir de base à une analyse prospective.

On en donne ci-après un exemple dans le domaine de la thermodynamique solaire.

(1) Claeson (1999) cité par C.O. Wein in « Experience Curves for Energy Technology Policy ». Les prix des installations sont celles de l'Europe et de l'ALENA.

Projection des coûts unitaires d'investissement pour les fours solaires de production d'électricité ¹



Ce type de projection permet à la fois de définir des horizons de production et de confronter des objectifs de R & D à la lumière de l'historique industrielle.

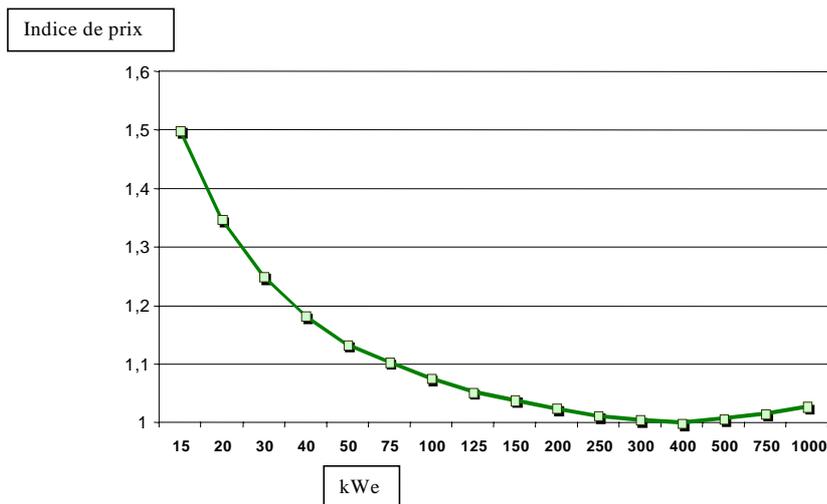
5.4. D'autres éléments d'évaluation

En complément de ces courbes d'apprentissage industriel, il est intéressant d'affiner la démarche prospective sur la base d'éléments technico-économiques avérés. C'est le cas, par exemple, de la décroissance des coûts unitaires d'installations (par kWe) en fonction de la taille de l'équipement. En effet, au sein même d'une filière technique on peut constater des différences significatives sur ce point si l'on compare le coût en capital pour une installation de petite taille (quelques kWe) par rapport à celui d'une grande installation (plusieurs centaines de kWe). A ce titre, le graphique suivant illustre bien cette loi technico-économique.

(1) Irving Spiewak (1996), « Solar Thermal Energy Technology: Potential for a Major European Industry », IPTS - Institut de prospective technologique de Séville, Commission Européenne.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

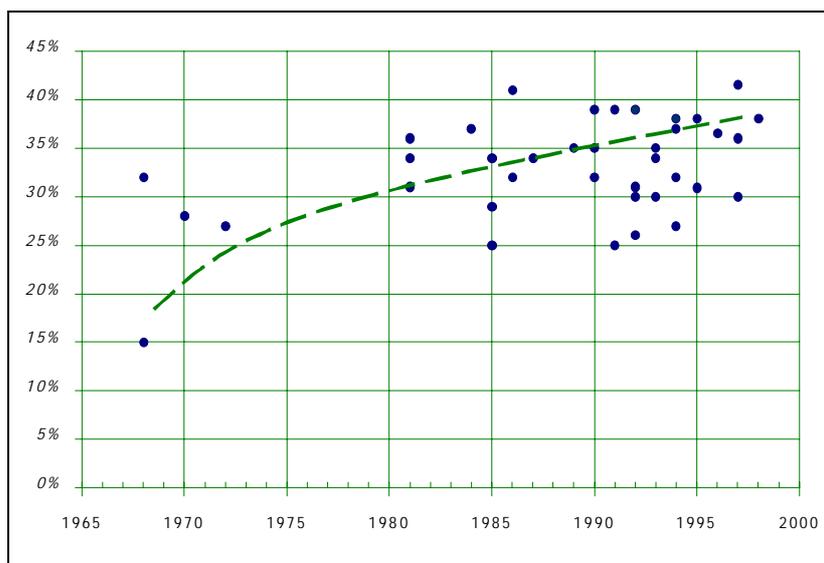
Prix par kWe des moteurs de cogénération (indice : 1 = prix d'une unité de 400 kWe)



5.5. Rendement électrique

L'amélioration des rendements de production d'énergie mécanique est continue et a fait de très gros progrès au cours des quinze dernières années. L'amélioration des technologies et des matériaux permet d'approcher la limite que constitue le rendement de Carnot. C'est aussi l'arbitrage entre productions de chaleur et d'électricité qui permet d'améliorer le rendement global des installations et de limiter les effluents de chaleur.

Rendement des turbines à combustion (%)
(en abscisse : première année de commercialisation)



5.6. Durée d'exploitation des installations

A leur mise en service, les installations de production d'énergie sont dotées d'une durée d'exploitation prévisionnelle, qui sert à calculer le coût prévisionnel de l'électricité produite. Cette durée peut d'ailleurs être différente de la durée d'amortissement comptable fixée par des règles fiscales.

La durée d'exploitation retenue est, en bonne gestion, conservatrice et l'exploitant s'efforce de maintenir l'installation en fonctionnement au-delà de cette durée tant que les conditions techniques et économiques le lui permettent.

Cette question était traitée fort discrètement jusqu'à un passé récent. Qui se souciait en dehors d'EDF et de la DGEMP de la poursuite de l'exploitation des

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

usines hydroélectriques, ou de la durée de vie des lignes haute tension construites avant la deuxième guerre mondiale ?¹

La question est devenue publique avec l'approche de l'échéance des trois premières décennies des centrales nucléaires à eau sous pression. (REP).

Quelles sont en effet les raisons qui entraîneront la décision de fermeture d'une centrale par l'exploitant ?

Des raisons purement techniques :

- la dégradation de composants non remplaçables ;
- la perte de fiabilité de l'installation résultant d'une dégradation généralisée des composants ;
- l'obsolescence industrielle, en particulier pour les composants électroniques.

Des raisons économiques :

- le coût du remplacement des composants remplaçables, ou des modifications pour s'adapter à l'évolution des exigences réglementaires en matière d'environnement (ou de sûreté nucléaire) ;
- compte tenu du progrès technique et des gains d'échelle des centrales concurrentes, un coût de production marginale devenu trop élevé.

Cette dernière situation se rencontrera localement, mais ne peut être considérée pour les centrales modernes qui sont dans la même tranche de puissance et d'âge.

Compte tenu des méthodes modernes de suivi de la maintenance, ce sont maintenant les différents modes de dégradation des matériels qui vont être déterminants pour décider de la fin de l'exploitation.

Le cas des réacteurs nucléaires a focalisé l'attention pour plusieurs raisons :

- certains modes de dégradations des matériels sont spécifiques au milieu nucléaire :

(1) Cf. Rapport du groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité présidé par Paul Champsaur 17 août 1999.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

- la fragilisation par les neutrons rapides des matériaux, en particulier des aciers des cuves ;
- le vieillissement thermique, aggravé par l'irradiation, des isolants des câbles électriques ;
- les composants non remplaçables sont la cuve du réacteur et l'enceinte de confinement , qui sont des barrières essentielles pour la sûreté nucléaire du réacteur ;
- une défaillance sur une centrale nucléaire peut déboucher sur un accident grave atteignant le public ;
- les contraintes liées à la sûreté ou à la radioprotection conduisent à des remplacements de matériels plus difficiles et plus coûteux que dans des installations classiques.

Les centrales thermiques fonctionnant à l'énergie fossile, ont aussi leurs points faibles, qui sont essentiellement :

- la fissuration des aciers et des alliages réfractaires par fatigue mécanique ou thermique ;
- la corrosion, en particulier sous contraintes, de ces matériaux par les composants mineurs des gaz de fumée ;
- l'érosion par les cendres dans les centrales à charbon.

Ces problèmes se concentrent sur les aubes de turbines et aubes directrices des turbines à gaz, et les tubes d'échangeur, notamment de surchauffe, des chaudières à charbon. Il faut noter que les conséquences d'une défaillance dans une centrale non-nucléaire sont uniquement économiques par la perte de la production, la sécurité des populations n'étant jamais mise en cause.

Le grand effort qui a été fait pour améliorer les procédures de maintenance et les composants non-nucléaires des centrales nucléaires, porte ses fruits pour l'ensemble des filières.

La durée économique d'exploitation des centrales non-nucléaires dépend donc surtout du coût de remplacement des parties chaudes soumises à des contraintes. Il est clair que la tenue de ces composants est le souci principal des constructeurs de centrales conventionnelles. Par exemple, les temps d'indisponibilité programmée des cycles combinés au gaz naturel (CCGN) sont en majorité consacrés à l'inspection, au nettoyage et au remplacement de

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

composants des chambres de combustion et des turbines¹ Les coûts correspondants sont intégrés dans les coûts de maintenance annuels estimés à 2 % du coût constructeur d'un CCGN et à 3,5 % de celui d'une centrale à charbon.

En conclusion, si les progrès méthodologiques d'exploitation et de maintenance ainsi que la maîtrise de la physique des défaillances ont permis d'annoncer une durée de vie de 40 à 45 ans pour les centrales nucléaires existantes, et de 60 ans pour les réacteurs futurs, rien ne s'oppose à considérer que les centrales non-nucléaires de conception récente pourront atteindre une durée d'exploitation de 40 ans.

6. Les technologies de production centralisée

6.1. Les turbines à combustion et leurs dérivées

6.1.1. Historique

L'idée d'une turbine à gaz à combustion interne, ou turbine à air chaud est ancienne. De nombreux brevets ont été déposés entre 1880 et 1900, suivis par des expérimentations entre 1900 et 1920. On peut attribuer aux français Armangaud et Lemale, et surtout au norvégien Aegidius Elling, la définition des turbines à gaz modernes. La première turbine à combustion industrielle a été construite en 1930. Le progrès de ces techniques allait être tiré par les applications à l'aéronautique. Pourtant les premiers brevets du turboréacteur simple flux remontent seulement aux années vingt. Les premiers essais au banc de turboréacteur ont eu lieu en 1937 et les premiers vols en 1939 (Heinkel, Allemagne) et 1941 (British Thomsom Houston sur Gloster, Grande-Bretagne). Après la deuxième guerre mondiale, General Electric, Westinghouse, Allison et Rolls-Royce développèrent ces moteurs pour en faire le composant de base de l'aviation commerciale et, très vite, cherchèrent à en dériver des turbines pour la production d'énergie.

Les constructeurs européens ont développé parallèlement des turbines industrielles : Brown Boveri (Neufchatel, 1939). Suivant les auteurs, la première mise en service pour la production d'énergie sur un réseau a été faite par EDF en 1946 à Saint Denis (12 MW) ou par Général Electric en 1949 (Belle Isle Power Plant). En 1952, 44 turbines étaient en service dans le monde et 128

(1) Cf. *Coûts de référence de la production électrique DGEMP Mai 1997.*

en 1957 avec une puissance totale de 1 153 MW. Ces machines étaient mises en œuvre par des sociétés d'électricité ou par des sociétés pétrolières (exploration, production).

L'idée de combiner une turbine à combustion avec une turbine à vapeur en récupérant la chaleur d'échappement a été exposé par différents auteurs depuis les années vingt. La première démonstration de cycle combiné a toutefois été faite en 1949 avec la turbine General Electric déjà citée et une turbine à vapeur préexistante.

6.1.2. *Les turbines à combustion (TAC)*

Présentation technique

Les turbines à combustion mettent en œuvre le cycle de Brayton, l'air étant le fluide thermodynamique. L'air est comprimé par un compresseur axial ou centrifuge. Le gaz ou le combustible est injecté avec l'air comprimé dans une chambre de combustion. L'air réchauffé et enrichi des produits de la combustion, est détendu dans une turbine axiale ou centripète.

Les compresseurs et turbines axiales sont employés dans les machines de grande puissance, ou dérivées de l'aéronautique. La turbine entraîne le compresseur et l'alternateur produisant l'énergie électrique.

Le combustible est le gaz naturel (TAG) ou un distillat léger tel le fioul domestique. La conception de la chambre de combustion joue un rôle essentiel dans la limitation de la production des oxydes d'azote. Les constructeurs affirment pouvoir par des améliorations à ce niveau, satisfaire la norme de 25 ppmv¹ de NOx et CO dans les gaz de fumée.

Deux classes de machines sont présentes sur le marché :

- les turbines de type aéronautique associent un compresseur et une turbine directement dérivés d'un moteur d'avion, une deuxième turbine alimentée par les gaz d'échappement entraîne l'alternateur. Ces machines à deux arbres sont très compactes. Le premier arbre tourne à grande vitesse (10 000 t/m et plus), le taux de compression est très élevée (30 et plus) et la température devant turbine dépasse 1 425°C. La tenue de la turbine est assurée par le choix de matériaux réfractaires. La puissance va jusqu'à

(1) ppmv : parties par millions en volume.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

50 MW et le rendement atteint 42 % avec des contraintes fortes de maintenance. Ces machines sont bien adaptées à la cogénération ;

- les turbines de type industriel comportent un seul arbre qui tourne à la vitesse de synchronisme de l'alternateur (3 000 t/m). Le taux de compression est voisin de 15, ce qui permet de réaliser de fortes puissances unitaires et de limiter le coût d'investissement.

Outre le choix des matériaux, ces machines utilisent un refroidissement complexe des aubes de turbines et des aubes directrices, grâce à de l'air comprimé prélevé sur le compresseur.

L'efficacité de ce refroidissement est essentiel pour permettre de relever la température des gaz devant la turbine sans atteindre la température de fluage des matériaux des aubes. Certaines turbines Alstom refroidissent l'air soutiré du compresseur en produisant ou surchauffant la vapeur du cycle à vapeur associé. General Electric est allé plus loin en refroidissant les aubes de turbine avec de la vapeur extraite du cycle vapeur qui est ensuite détendue dans ce cycle. Cette solution économise l'énergie de compression de l'air de refroidissement. Une machine de ce type va être installée en Grande Bretagne. Avec une température devant turbine de 1 460°C, le rendement attendu du cycle combiné est de 60 % sur PCI.

En alternative à la course aux hautes températures, ABB Alstom propose deux modèles de TAG avec une combustion étagée. Une première combustion a lieu à la sortie du compresseur et une seconde après détente dans un premier étage de la turbine. Alstom affirme que son procédé permettra de dépasser, pour un cycle combiné, un rendement net de 60 % sur PCI.

Les applications des turbines à combustion

Les turbines à combustion à cycle simple ont plusieurs types d'application :

- L'utilisation comme unité de production électrique de pointe par les gestionnaires de réseau ; ses avantages pour cette application sont la compacité, l'absence de refroidissement, le coût d'investissement réduit, le démarrage rapide. Ces machines sont très répandues : EDF en possède 8 d'une puissance totale de 900 MWe, dont des machines de 100 et 200 MWe (Gennevilliers, Brenilis).

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Dans cette application, le combustible usuel est le fioul domestique. Pour une application de pointe (1 000 heures par an), le coût de raccordement au réseau de gaz naturel est en effet prohibitif.

Le recours à un combustible liquide stockable est plus économique, l'utilisation d'un distillat léger diminue les risques de corrosion des turbines sensibles au soufre, aux alcalins et aux métaux lourds.

Le rendement du cycle simple est limité, sur les machines récentes de grande puissance, à 40 % sur PCI.

- Les utilisations industrielles de production d'énergie, notamment dans l'industrie pétrolière sur des ressources disponibles localement.
- Les turbines à cycle simple sont des composants de systèmes de cogénération. (cf. § 7.1.2. et § 7.2.1.). La chaleur des gaz d'échappement est récupérée grâce à un échangeur.

Pour cette application, comme pour la précédente, les turbines de 1 à 50 MWe sont le plus fréquemment dérivées des machines de l'industrie aéronautique.

Perspectives techniques des turbines à combustion.

Le rendement électrique et la durée d'exploitation des turbines à combustion sont dominés par la tenue en température et la résistance à la corrosion des aubes de turbines et des aubes directrices des premiers étages de la turbine. Les progrès sur les matériaux largement soutenus par l'aéronautique, sont la voie principale pour permettre un relèvement de la température en amont de la turbine, donc du rendement. EDF, Turbomeca, ONERA, EGT et des partenaires européens sont engagés dans un projet Brite-Euram pour le développement d'un superalliage pour les aubes mobiles de TAC de grande puissance.

Tout en conservant un cycle simple, les recherches et les développements portent sur plusieurs voies d'amélioration :

- l'utilisation d'un récupérateur, prélevant de la chaleur, sur les gaz d'échappement et la réinjectant entre le compresseur et la chambre de combustion. Avec cette solution, Solar Turbines annonce un rendement de 40 % sur une machine de 4,2 MWe ;

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

- le refroidissement de l'air entre deux corps du compresseur ce qui réduit la puissance de compression nécessaire. Sur des TAC « aéronautiques », ce dispositif permet un gain de 3 à 5 points ;
- la mise en œuvre d'un cycle ouvert, dit de Cheng, correspondant à l'injection dans la chambre de combustion d'un flux de vapeur produit dans une chaudière chauffée par les gaz d'échappement de la TAC. Cette solution permet de réduire l'excès d'air destiné à limiter la température en sortie de chambre de combustion avec deux avantages : économiser l'énergie de compression de cet air et limiter la création d'oxydes d'azote. Une application en cogénération est dès maintenant commercialisée (cf. § 7.3.). La turbine LM500 de General Electric présente avec injection d'eau une puissance de 50,8 MW et un rendement de 43 % contre 32,6 MW et 35,8 % sans injection d'eau. Enfin, EDF a étudié en collaboration avec SIEMENS l'injection d'eau sur une centrale de fort puissance : deux TAC pour une puissance de 675 MW et un rendement de 48,7 %. EDF conclut que ce moyen de production pourrait être compétitif pour une durée annuelle de fonctionnement comprise entre 2 500 et 4 000 heures ¹.

La mise en œuvre de ces différentes voies d'amélioration qui ne s'excluent pas techniquement, laisse espérer l'industrialisation de TAC avancées avec des rendements supérieurs à 45 % permettant d'étendre leur plage de fonctionnement vers la semi-base, tout en conservant les avantages de la TAC : absence de refroidissement et démarrage rapide.

6.1.3. Le cycle combiné au gaz naturel (CCGN)

Présentation technique

Si l'on considère une TAC avec un rendement sur PCI de 35 %, les gaz d'échappement contiennent encore 65 % de l'énergie sous forme thermique. L'installation d'une chaudière utilisant cette chaleur et d'une turbine à vapeur avec un rendement de 32 %, va permettre de convertir 21 % de l'énergie thermique initiale en énergie électrique. Le rendement électrique total atteint 55 %. Dans cet exemple, 60 % de l'énergie est produite par la TAC, et 40 % par la turbine à vapeur.

Les caractéristiques des TAC ont été présentées précédemment. On remarque que les modèles récents de grande puissance de TAC sont optimisés pour le

(1) Les TAC et systèmes associés Eric Joos et Michel Guivarch Epure EDF/DER octobre 1999.

cycle combiné ou ne peuvent pas fonctionner indépendamment. Mais des machines de plus faible puissance possèdent une dérivation des gaz en aval de la turbine, permettant un fonctionnement autonome de la TAC avec une puissance réduite.

Le cycle vapeur fait appel à des techniques complètement maîtrisées, mais les composants doivent être conçus spécialement pour cette application pour en tirer toutes ses possibilités.

En raison de l'augmentation du rendement, les besoins de refroidissement sont réduits. Dans l'exemple précédent, la part d'énergie cédée au condenseur est de 26 %. Pour une centrale thermique avec un rendement de 40 %, elle serait de 60 % soit le double.

D'après ABB Alsthom Power¹, le taux de disponibilité en fonctionnement de base est supérieure à 92 % et peut atteindre 94 % pour les centrales éprouvées (maintenance programmée et arrêts fortuits). Les coûts d'opération et de maintenance sont 70 % de ceux des centrales conventionnelles au fuel ou au charbon. Le personnel est réduit : pour une centrale de 5 groupes et une maintenance limitée aux opérations courantes, 45 personnes en 6 équipes sont suffisantes, plus une vingtaine d'administratifs et de fonctionnels. Nos collègues de GDF qui ont visité les centrales britanniques, confirment la légèreté des effectifs présents. Les centrales à cycle combiné sont en effet très automatisées et offrent une grande souplesse de fonctionnement. Le système de contrôle commande centralisé gère d'une manière automatique les démarrages, les arrêts et les variations de charge.

Les perspectives de performances futures des CCGN sont liées au progrès technologique des TAG qui ont été cités. Un rendement de 60 % sera très rapidement dans l'état de l'art. Une augmentation jusqu'à 65 % est plausible, mais elle doit être obtenue sans augmentation des coûts ni dégradation de la durée d'exploitation. De ce point de vue, la technologie de combustion étagée de ABB Alsthom permettant d'accroître le rendement tout en limitant la température devant turbine, est très prometteuse.

(1) D'après *La production d'électricité à partir du gaz naturel - Les cycles combinés*, C. KEMPF, ABB ALSTHOM POWER, dans *Le nucléaire dans la concurrence*, 1-2 décembre 1999.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Le développement industriel et commercial des cycles combinés au gaz naturel

La substitution du charbon ou du pétrole par le gaz naturel offre de grands avantages en matière de pollution. Le gaz naturel ne contient ni soufre, ni azote, ni métaux lourds. Sa composition offre le plus grand nombre d'atomes d'hydrogène par atome de carbone. Sa combustion produit relativement moins de gaz carbonique et seulement des NOx résultant de la combinaison de l'azote et de l'oxygène de l'air dans la flamme, comme le montre le tableau ci-après.

	Gaz naturel	Pétrole	Charbon
Gaz carbonique	1	1,3	1,7
Oxydes d'azote	1	1,5 à 2	2,5

Emissions comparées dans une application thermique typique, normées à 1 pour le gaz.

Le remplacement du charbon par le gaz sera donc accompagné par une réduction de 40 % de l'émission de gaz carbonique et le remplacement du pétrole par une réduction de 25 %.

Pour la production d'électricité, le système de référence est le cycle combiné. Les émissions de gaz polluants sont également réduites, comme le montre le tableau ci-dessous.

	Rendement	CO₂	CO	CH₄	NO_x	S₀₂
Cycle combiné	58 %	313	0,18	0,03	1,04	0
Centrale au fuel	40 %	673	0,13	0,01	1,73	1,7/5
Centrale à charbon	40 %	813	0,15/1,33	0,01	2,7/9,4	2,3/7,2

Note : hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en combustible

Comparaison des émissions des centrales électrogènes¹ (g/kWh électrique produit)

Les constructeurs affirment pouvoir, en jouant sur la conception des chambres de combustion, respecter les normes d'émission plus sévères qui sont

(1) D'après « *Natural Gas in Power Generation* », Maisonnier (Guy), CEDIGAZ, février 1999.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

envisagées : mieux que 25 ppmvd sans injection d'eau ni épuration catalytique et mieux que 10 ppmvd dans un futur proche.

Le CCGN fait l'objet actuellement d'un réel engouement dans le monde des producteurs d'électricité. En fait ce concept n'est pas récent : nous avons déjà cité une centrale à cycle combiné en service commercial aux Etats-Unis en 1949. Toutefois un rendement dépassant 40 %, égal à celui des centrales conventionnelles, n'a pas été atteint avant les années 1970. De plus la puissance unitaire ne dépassait pas 70 mégawatts. Mais dans les années 1980, cette limite a été dépassée et de premières unités de grande puissance sont apparues en Asie : 750 MW en 1984 en Thaïlande, 900 MW en Malaisie et 1 090 MW au Japon. Ailleurs, ce développement a été freiné par les politiques de substitution du pétrole par le charbon faisant suite au premier choc pétrolier. Aux Etats-Unis, une loi interdisant l'emploi du gaz pour la production d'électricité, votée en 1974 fut abrogée seulement en 1986. En Europe, une directive comparable de la Communauté Européenne est restée en vigueur de 1975 à 1991.

Dans les années 1990, des conditions favorables sont apparues :

- révélation de l'abondance du gaz naturel ;
- développement de l'infrastructure de transport par gazoducs ou méthaniers ;
- renforcement du souci de protection de l'environnement.

Un développement rapide a suivi. D'après CEDIGAZ, la puissance moyenne des centrales à cycle combiné en service dans le monde était en 1999 de 130 GW et devrait atteindre 400 à 500 GW en 2010.

En effet, 39 % de l'électricité est produite dans le monde à partir de charbon et 9 % à partir de pétrole. Dans de nombreux pays industrialisés, la production de l'électricité s'appuie en majorité sur le charbon pour 75 % en Chine, 53 % aux Etats-Unis, 55 % en Allemagne, etc. Dans d'autres pays, c'est le pétrole qui est dominant, par exemple en Italie avec 49 %. Pour ces pays, le passage au gaz naturel réduirait d'une manière spectaculaire leurs émissions de gaz à effet de serre. En France, le CCGN apparaît comme la meilleure solution en substitution ou en complément des centrales nucléaires. La diffusion internationale de cette technologie devrait permettre à la France de profiter des effets de série résultant des commandes importantes des autres pays industrialisés.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

6.1.4. *Caractéristiques retenues pour les turbines à combustion gaz naturel ou fioul*

Turbine à combustion en cycle simple – La priorité est donnée à la réduction de la pollution locale. La décroissance des coûts est cohérente avec un doublement du nombre d’installations entre 2010 et 2050.

Année de construction	2010	2020	2030	2040	2050
Coûts de construction en F/kW	2 230	2 150	2 100	2 050	2 000
Rendement électrique en %	40 %	40 %	45 %	45 %	50 %
Durée d’exploitation en année	25	30	30	40	40
Emissions de CO2 en g /kWh	500	500	445	445	400

Durée de construction : 2 ans

Maîtrise d’œuvre, aléas : 9 % du coût constructeur

Exploitation par an : 2 % du coût constructeur

Exploitation par kWh : 5 millionième du coût constructeur

Frais généraux : 10 % des coûts d’exploitation directs

Cycles combinés au gaz naturel - On envisage une croissance prudente du rendement électrique, car le rendement est déjà très proche du maximum théorique ; la priorité est donnée à la maîtrise des coûts, à la disponibilité et à la durée d’exploitation.

On prévoit une décroissance rapide des coûts résultant du dynamisme du marché international de cet équipement, avec un doublement du nombre des installations entre 2000 et 2020 et un nouveau doublement entre 2020 et 2050 (réduction de 10 % à chaque doublement)

Année de construction	2010	2020	2030	2040	2050
Coûts de construction en F./kW	3 300	3 060	2 900	2 700	2 600
Rendement électrique en %	56 %	60 %	60 %	65 %	65 %
Durée d’exploitation en année	30	40	40	40	40
Emissions de CO2 en g /kWh	360	335	335	305	305

Durée de construction : 3 ans

Maîtrise d’œuvre, aléas : 9 % du coût constructeur

Exploitation par an : 2 % du coût constructeur

Exploitation par kWh : 3,3 millionième du coût constructeur

Frais généraux : 10 % des coûts d’exploitation directs

6.1.5. Concurrence avec les autres filières de production centralisée

Le graphe reproduit ci-après montre le coût de production annuel d'une puissance de 1 kW en fonction de la durée annuelle d'appel pour différents moyens de production.

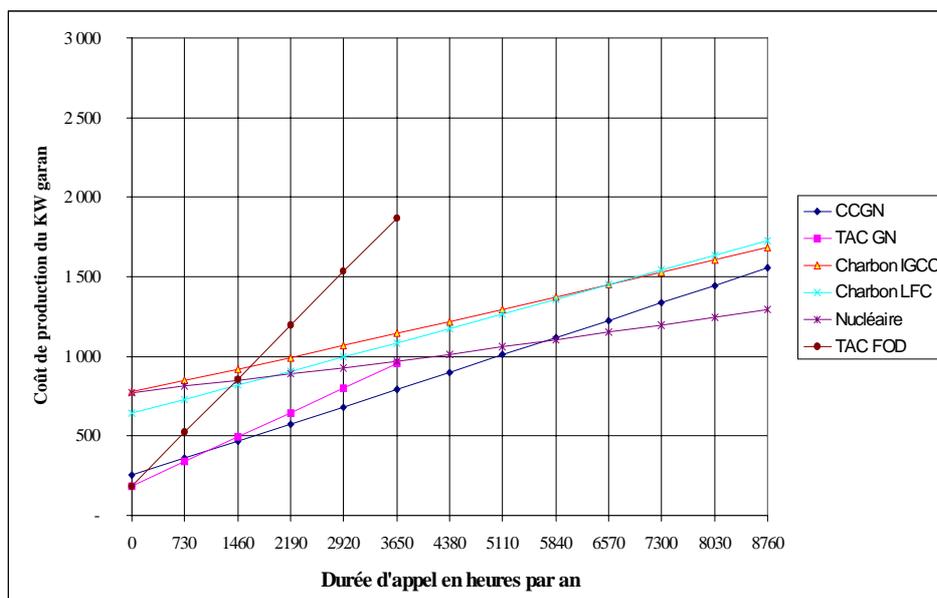
L'horizon considéré est 2040 dans l'hypothèse de stabilité des coûts du gaz naturel. Le taux d'actualisation retenu est de 5 %.

Les coûts de production nucléaire sont inspirés des « Coûts de référence DIGEC 97 » avec les projections suivantes :

- expérience industrielle : 30 à 40 tranches de 2015 à 2050 ;
- coût 2020 et 2030 ref. DIGEC 10 tranches N4 améliorées ;
- coût 2020 et 2030 ref. DIGEC 10 tranches N4 améliorées moins 5 %.

Coût de production en F/kW garanti, pour toutes les filières en 2040

[scénario « stabilité des prix du gaz (3,20 \$/MMBTU frontière)
et du charbon(40\$/T port)].



Avec ces hypothèses, les centrales nucléaires sont les plus compétitives en base pour des durées d'appel supérieures à 5 850 heures. Toutefois les coûts utilisés

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

pour les centrales nucléaires sont à prendre avec beaucoup de réserve, le but de la mission étant de les déterminer précisément.

6.2. Les centrales à charbon propre

6.2.1. Introduction et historique

Les réserves de charbon sont très importantes et sont largement distribuées, ce qui assure une stabilité des prix et une certaine garantie d'approvisionnement. Toutefois le charbon présente de gros inconvénients pour le respect de l'environnement. Il est le combustible fossile le plus riche en carbone : sa combustion produit donc, à énergie égale, plus de gaz carbonique, principal gaz à effet de serre, que celle du gaz naturel ou du pétrole. Il est particulièrement riche en soufre et en cendres, ce qui conduit à des effluents gazeux et solides nuisibles à l'environnement local.

Devant ce double constat, des recherches ont été entreprises, d'une part pour augmenter le rendement seul moyen de réduire l'émission de CO₂, d'autre part pour piéger les polluants ou traiter les fumées et ainsi limiter la pollution atmosphérique locale.

La technologie de référence est celle des chaudières à charbon pulvérisé qui sont utilisées depuis les années trente. Les progrès actuels concernent l'augmentation de la température et de la pression de vapeur pour accroître le rendement, et assurer le traitement aval des fumées.

Les chaudières à lit fluidisé circulant visent à réduire la formation des oxydes d'azote et à fixer le soufre par combinaison avec du calcaire ajouté au charbon.

Enfin deux filières visent à faire profiter les centrales à charbon des avantages du rendement des cycles combinés :

- les centrales à lit fluidisé sous pression, dans lesquelles la chaudière tient la place de la chambre à combustion d'une turbine à combustion ;
- la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné.

6.2.2. Les chaudières à charbon pulvérisé avec traitement des fumées

Dans ces chaudières, le charbon, broyé en poudre très fine, est injecté dans un brûleur par de l'air sous pression, de la même manière qu'un combustible

liquide. La chaleur est extraite par la paroi autour de la zone de flamme, puis par des tubes dans les gaz de fumée (notamment pour la surchauffe de la vapeur). Les cendres sont recueillies à la sortie de la chaudière par des cyclones et un dépoussiérage électrostatique. Les centrales récentes sont équipées d'un traitement complémentaire des fumées : désulfuration par voie humide et dénitrification par réduction catalytique.

L'état de l'art actuel est de produire de la vapeur légèrement supercritique (240 bar, 540 °C, 560 °C). Le rendement électrique atteint est de 42 % sur PCI. C'est le type de centrale retenu pour le calcul des « Coûts de référence DIGEC » de 1973. Plusieurs centaines de centrales supercritiques fonctionnent dans le monde.

La pression et la température de vapeur réalisables dépendent des caractéristiques des matériaux métalliques constituant les échangeurs. Les recherches ont permis d'atteindre une nouvelle étape industrielle : 300 bar, 580°, 600° avec un rendement de 45 % sur PCI. Le traitement des fumées permet de satisfaire aux exigences de la future réglementation européenne sur les polluants atmosphériques. Des centrales de ce type sont en construction au Japon, en Allemagne et au Danemark.

Des nouveaux matériaux permettant d'atteindre des températures de 620 - 630° sont en cours d'homologation et pourraient être industrialisés dans une dizaine d'année et le passage à 700° n'est pas exclu. Mais compte tenu du coût des matériaux à haute performance, l'intérêt économique de la poursuite des hautes températures reste à démontrer.

6.2.3. *Les chaudières à lit fluidisé circulant*

Dans cette chaudière, une masse importante de particules solides est mise en suspension par un fort débit d'air. Le charbon et du calcaire sont injectés dans le foyer. La combustion maintient le lit à une température de 850° - 900°C. A cette température, le soufre se combine avec la chaux, issu de la décarbonatation du calcaire. Un flux constant de particules est entraîné à l'extérieur de la chaudière. Il est séparé des gaz de fumée et réinjecté dans la chaudière.

Cette technologie accepte les combustibles de mauvaise qualité : lignites, résidus charbonniers ou pétroliers. Elle n'est pas exigeante sur la granulométrie des combustibles.

Enfin, elle satisfait les futures réglementations européennes sur la pollution atmosphérique.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Il existe à peu près 240 tranches LFC en service dans le monde pour une puissance électrique totale de 14 GWe. Deux sont en France : Carling 125 MWe et Gardanne 250 MWe. Les puissances unitaires sont faibles. Le niveau commercial de 250 MWe est maintenant atteint. L'extension vers 600 MWe pose encore des problèmes de gestion du lit fluidisé.

La priorité dans le développement a été donnée à la dépollution plutôt qu'au rendement. La centrale de Gardanne déjà citée (prise en référence par les « Coûts de référence DIGEC ») produit de la vapeur sous-critique : 170 bar, 565° et obtient un rendement de 40 % sur PCI. Par contre, dans l'optique d'une montée en température, le lit fluidisé circulant paraît moins exigeant pour les matériaux des tubes d'échangeurs que les chaudières à charbon pulvérisé. Un rendement de 45 % sur PCI pourrait être atteint dans le futur.

6.2.4. *Les centrales à lit fluidisé sous pression*

Dans ce procédé, le charbon est brûlé dans une chaudière à lit fluidisé sous pression (15 - 20 bar) à une température de 850 - 900°C en présence de calcaire. Les gaz de fumée chauds et sous pression sont dépoussiérés dans des cyclones ou par des filtres céramique, puis détendus dans une turbine, qui entraîne le compresseur assurant l'alimentation en air de la chaudière.

Un échangeur plongé dans le lit fluidisé extrait la chaleur pour produire de la vapeur détendue dans une turbine à vapeur conventionnelle.

L'intérêt de cette technologie est la compacité de la chaudière et le gain de rendement qui atteindrait 42 % sur PCI. Le dépoussiérage des gaz à chaud est toutefois délicat et la turbine à gaz est soumise à des risques d'érosion et de corrosion.

Une première variante avec un lit fluidisé dense, a fait l'objet de plusieurs réalisations prototypes par la société ABB au Japon et en Allemagne et plusieurs compagnies d'électricité japonaises construisent actuellement plusieurs centrales entre 70 et 250 MWe, pour une puissance totale de 1 000 MWe.

Une variante avec un lit fluidisé circulant proposé par Foster-Wheeler est encore à l'état de prototype.

6.2.5. *La gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné (IGCC)*

Dans ce procédé, le charbon est soumis à une gazéification sous pression à l'air ou à l'oxygène. Le gaz de synthèse est épuré à froid ou à chaud et utilisé comme combustible pour un cycle combiné. De plus la chaleur récupérée au cours de la gazéification et du traitement du gaz est injectée dans le cycle à vapeur. Malgré la consommation pour la production d'oxygène, le rendement atteint environ 45 % sur PCI.

Les points forts de ce procédé sont :

- le bon rendement électrique, qui pourra encore progresser en liaison avec les progrès des turbines à combustion ;
- l'excellente désulfuration, le traitement des polluants sous forme réduite (H₂S) étant plus efficace que celui des formes oxydées (SO₂) ;
- la maîtrise des rejets solides : les cendres fondues sont chimiquement stables et le soufre à l'état pur commercialisable.

Les points faibles sont :

- la formation d'oxydes d'azote dans la turbine à combustion, qui peut être maîtrisée en limitant la température de combustion par l'injection de vapeur d'eau et de l'azote sous-produit de la fabrication de l'oxygène ;
- la complexité de l'installation, qui induit un coût très élevé, et des incertitudes sur les coûts d'entretien et sur la disponibilité en exploitation.

Quatre projets de prototype industriel sont en cours de construction ou d'expérimentation :

- en Europe : 250 MW à Bugenum aux Pays-Bas et 300 MW à Puertolano en Espagne avec la contribution d'EDF ;
- aux Etats-Unis : deux IGCC à l'oxygène, 260 MW Wabash River, 250 MW à Tampa.

De nombreux autres projets sont envisagés dans le monde, principalement pour la gazéification de résidus pétroliers, avec des puissances unitaires atteignant 500 MW. Beaucoup de ces projets installés dans des raffineries, prévoient la cogénération de chaleur, d'électricité et de produits chimiques. En France un tel projet est à l'étude pour la raffinerie de Gonfreville par TOTAL, EDF et TEXACO.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

6.2.6. *La récupération et le stockage de CO₂*

Augmenter le rendement thermodynamique d'une centrale de 40 à 50 % n'apporte qu'une réduction de 20 % des rejets de gaz carbonique.

Face à ce constat, l'idée de récupérer le CO₂ produit par les installations industrielles et de le stocker dans un environnement naturel (fond des océans ou formation géologique) a été proposée dès les années 1970. La faisabilité d'un grand nombre de variantes a été étudiée. On peut en tirer plusieurs conclusions :

- La complexité des installations nécessaires restreindrait l'utilisation économique de ces procédés aux centrales électrogènes de grande puissance ou à certaines installations industrielles (cimenteries, hauts fourneaux).
- La faisabilité industrielle de la récupération du CO₂ dans les fumées est acquise, mais les procédés chimiques ou physiques disponibles sont très coûteux (40 à 50 \$ par tonne de CO₂). L'intégration de la récupération dans des centrales avec gazéification du charbon à l'oxygène pourrait diviser ce coût par deux.
- La capture du CO₂ est coûteuse en investissement mais aussi en énergie. La capture du CO₂ entraînera inéluctablement une surconsommation de combustible fossile et partant de là, une surproduction de CO₂. Cette augmentation est estimée à 31 % avec les procédés chimiques et à 18 % avec les technologies intégrées les plus avancées.
- Le stockage dans les fonds océaniques est une solution intellectuellement satisfaisante, car elle consiste à accélérer un processus naturel, mais inacceptable pour les défenseurs de l'environnement. Elle est aussi très coûteuse ; les zones de production d'électricité étant rarement proches des grands fonds marins.
- Le stockage dans les gisements épuisés d'hydrocarbures ou dans des aquifères profonds est la seule solution plausible. La faisabilité a été démontrée par STATOIL en Mer du Nord qui réinjecte, à partir d'une plateforme, le gaz carbonique séparé du gaz naturel qu'il exploite à un autre niveau. La capacité totale de stockage dans les gisements d'hydrocarbures connus serait de 16 gigatonnes de carbone. La capacité des aquifères serait, avec beaucoup d'incertitude, de 80 gigatonnes. Dans les cas favorables, le coût du transport et du stockage est estimé à 25 \$ la tonne de CO₂.

En conclusion, l'émergence de cette technologie au cours du vingt et unième siècle est plausible dans des pays où des conditions favorables seraient remplies : par exemple les pays riverains de la mer du Nord qui sont grands consommateurs de charbon. Ce n'est pas une solution miracle universelle. Un gros inconvénient difficile à contourner, est le coût énergétique de la récupération accroissant la pression sur les ressources fossiles.

6.2.7. *Synthèse technique et économique*

Sur les quatre technologies de centrales qui viennent d'être présentées, deux sont dès maintenant commercialisées. EDF et des industriels français (ou implantés en France) en ont la maîtrise, même si le nombre de projets récents est limité.

La mauvaise performance du charbon en matière d'émission de gaz carbonique n'incite pas à préconiser le développement d'un parc de centrales à charbon en France. Toutefois, dans le cas de l'abandon de l'option nucléaire au profit du gaz naturel, le recours au charbon éviterait de placer tous nos œufs dans le même panier.

C'est donc à l'horizon de 2020 ou 2030 que la question de l'insertion de centrales à charbon à côté des centrales à gaz pourra se poser. L'intérêt pour notre travail de prospective est de considérer cette période et non les vingt prochaines années. Ce sont alors les centrales avec gazéification intégrée et les centrales à lit fluidisé qui seront candidates.

6.2.8. *Caractéristiques retenues pour les centrales à lit fluidisé circulant*

La priorité étant donnée à la réduction de la pollution locale, on prévoit une stagnation du rendement électrique.

On envisage une décroissance des coûts modérée, la technologie des centrales à combustion du charbon étant déjà ancienne.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Année de construction	2010	2020	2030	2040	2050
Coûts de construction en F/kW	6 200	6 020	5 840	5 670	5 500
Rendement électrique en %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Durée d'exploitation en année	30	30	30	40	40
Emissions de CO ₂ en g /kWh	845	845	845	845	845

Durée de construction : 3 ans

Maîtrise d'œuvre, aléas : 15 % du coût constructeur

Exploitation par an : 3,5 % du coût constructeur

Exploitation par kWh : 2 millièmes du coût constructeur

Frais généraux : 10 % des coûts d'exploitation directs

6.2.9. *Caractéristiques retenues pour les centrales avec gazéification intégrée et cycle combiné*

La priorité étant donnée à la maîtrise des coûts, la disponibilité et la durée d'exploitation. On envisage une croissance prudente du rendement électrique, mais une décroissance rapide des coûts résultant de la décroissance des coûts de la composante turbine à gaz (la composante, gazéifieur et traitement des gaz, décroissant comme le LFC).

Année de construction	2010	2020	2030	2040	2050
Coûts de construction en F/kW	8 250	7 710	7 200	6 736	6 300
Rendement électrique en %	45 %	45 %	50 %	50 %	50 %
Durée d'exploitation en année	30	40	40	40	40
Emissions de CO ₂ en g /kWh	750	750	675	675	675

Durée de construction : 4ans

Maîtrise d'œuvre, aléas : 15 % du coût constructeur

Exploitation par an : 3,5 % du coût constructeur

Exploitation par kWh : 2 millièmes du coût constructeur

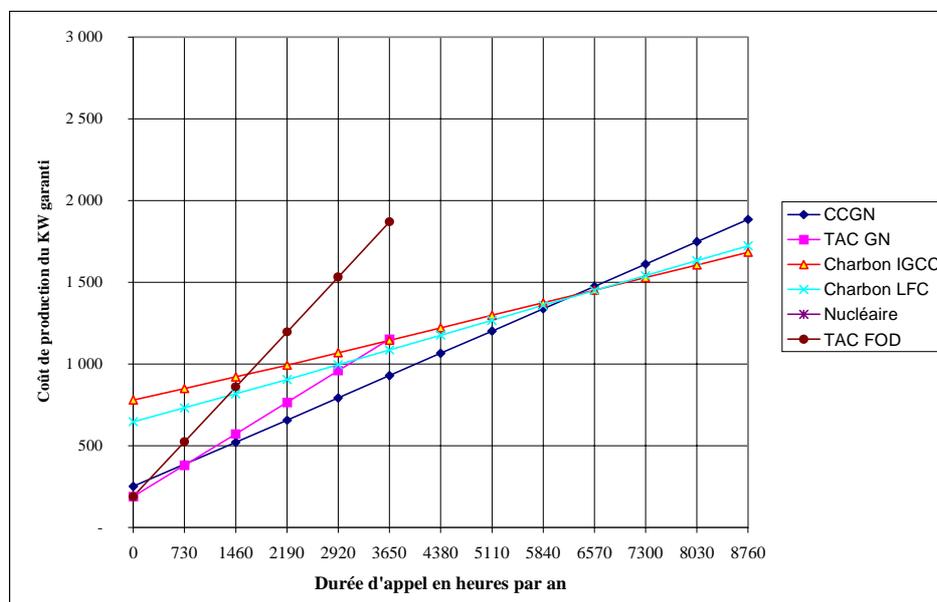
Frais généraux : 10 % des coûts d'exploitation directs

6.2.10. Concurrence avec les centrales au gaz naturel

Le graphe reproduit ci-après montre le coût de production annuel d'une puissance de 1 kW en fonction de la durée annuelle d'appel pour différents moyens de production non nucléaire (taux d'actualisation : 5 %).

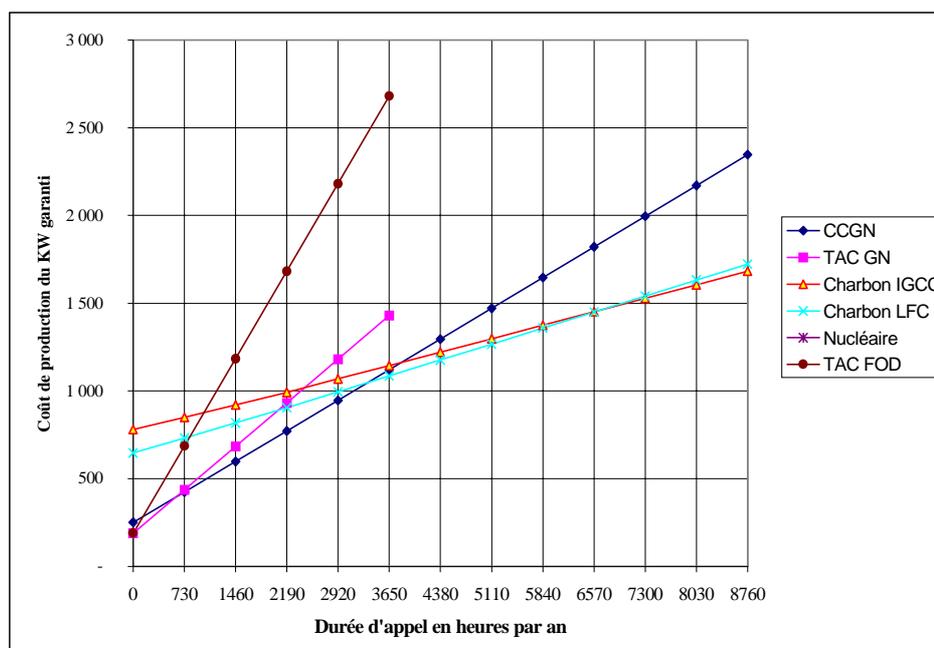
L'horizon considéré est 2040 avec les scénarios de prix du gaz « déconnexion » et « tension ».

Coût de production en F/kW disponible, pour des filières non nucléaires Horizon 2040 hypothèse « déconnexion » (4,17 \$/MMBTU frontière)



- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Coût de production en F/ kW disponible, pour des filières non nucléaires
Horizon 2040 hypothèse « tension » (5,53 \$/MMBTU frontière)



Les centrales à charbon ont, en base les coûts de production les moins élevés. Cet avantage apparaît à 6500 heures dans le scénario « déconnexion » et à 3 600 heures dans le scénario « tension ».

En base stricte, l'avantage de prix atteint 30 % en faveur des centrales à charbon pour l'hypothèse « tension » des prix du gaz.

Dans les hypothèses « déconnexion » et « tension » du coût du gaz et de l'abandon simultané de l'énergie nucléaire, le recours au charbon doit donc être sérieusement envisagé.

7. Les technologies de production décentralisée et de cogénération

7.1. Aujourd'hui : les technologies classiques de production

7.1.1. Moteur à combustion en cogénération

Ces moteurs sont utilisés pour la cogénération d'électricité et de chaleur décentralisée de petite taille pour une gamme de puissance qui s'étend de 5 kWe à 5 MWe pour ceux fonctionnant au gaz naturel. Leur premier positionnement sur le marché de la production électrique a été le secours et ces dernières années cette technique s'est orientée plus spécifiquement vers la production en cogénération. Dans le parc actuel des installations de cogénération, le moteur à combustion représente 53 % des équipements utilisés¹. En moyenne, la puissance installée unitaire est de l'ordre de 1 MWe. En dépit d'un parc important, cette technique ne représente que 14 % de la puissance installée en cogénération en France (4,1 GWe).

L'intérêt de cette technique est son rendement électrique moyen relativement élevé (37 %). Actuellement, des installations commercialisées présentent des rendements électriques supérieurs à 42 %. Sa disponibilité très élevée (95 %) et sa rapidité de mise en œuvre font du moteur à combustion l'une des solutions énergétiques (électricité, chaleur) les mieux adaptées aux exigences multiples des secteurs industriel et tertiaire (le parc de moteurs a triplé entre 1993 et 1997).

Evolution attendue des caractéristiques des moteurs à gaz (MAG) en cogénération

Moteur à gaz en cogénération	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	39,5 %	42 %	45 %	48 %	51 %	55 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans	25 ans	25 ans
Coût d'installation par kWe (F99)	4 500-6 000	3 900-5 200	3 400-4 500	2 900-4 000	2 500-3 500	2 200-3 000
Emissions de CO ₂ g/kWe*	505	475	445	415	390	365

(1) Etude CEREN pour le Secrétariat d'Etat à l'Industrie, « Le parc français des équipements de cogénération au 31.12.97 ».

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

7.1.2. Turbine à combustion en cogénération

Cette technique de coproduction d'électricité et de chaleur est issue de la recherche et du développement de turbines aéronautiques. La turbine génère de l'électricité et les gaz de combustion permettent d'alimenter une chaudière.

Concernant le parc français, les turbines à combustion utilisent à 90 % du gaz naturel (le reste utilise d'autres gaz, le FOD ou le fuel lourd). La puissance unitaire se situe entre 5 et 10 MWe. Le rendement électrique s'est amélioré avec une moyenne de 24 % en 1994 à 31 % fin 1997. Les turbines à combustion en cogénération présentent actuellement des rendements de l'ordre de 40 %. Deux tiers des nouvelles puissances installées en cogénération sont des turbines à combustion.

L'amélioration du cycle de récupération (échangeur entre air de sortie du compresseur et fumée sortie de la turbine) et l'utilisation de matériaux résistant à haute température rendent possible des rendements électriques de l'ordre de 45 % avec un objectif de coût comparable.

D'un point de vue environnemental, l'optimisation de la combustion engendrera une réduction de 50 à 70 % des émissions de NOx (selon la puissance) et au-delà pour le CO.

A l'horizon 2020, les programmes internationaux de recherche et développement en technologie énergétique [DTI gas turbine programme (RU)-US DOE Vision 21 programme (Etats-Unis)] tablent en cycle simple sur des rendements de l'ordre de 52 % avec un coût de revient en baisse d'un quart.

Programme de développement des turbines à combustion (TAC) en cogénération

TAC en cogénération	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	33 %	39 %	45 %	52 %	55 %	57 %
Durée de vie	25 ans					
Coût d'installation par kWe (F ₉₉)	4 100-7 000	3 550-6 300	3 000-5 700	2 700-5 150	2 550-4 700	2 430-4 200
Emissions de CO ₂ g/kWe	605	510	445	385	365	350

7.1.3. Aérogénérateur

Le principe d'un aérogénérateur ou éolienne, est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ou électrique. Il est composé d'un rotor, d'une transmission électrique et d'une génératrice qui transforme l'énergie mécanique en électricité. La capacité à générer de l'électricité est fonction de la disponibilité d'un vent de vitesse suffisante. A titre d'exemple, pour une éolienne de 300 kWe de puissance nominale et une vitesse de 5 m/s la puissance effective est de 4 kWe, à 9 m/s on obtient 122 kWe et à 14 m/s on atteint la puissance nominale. La rentabilité du projet est donc directement corrélée à la disponibilité et à la vitesse moyenne du vent. C'est le gisement physique qui oriente la localisation du projet. En terme de potentiel offshore, la France constitue le troisième gisement d'Europe (après le Royaume-Uni et le Danemark) avec 475 TWh annuel (étude Border Wind - juin 1998). Concernant le potentiel terrestre, il est évalué selon l'Association européenne d'énergie éolienne à 75 TWh/an). Toutefois, il faut reconnaître que ces gisements sont le plus souvent à l'écart des zones peuplées car on construit rarement en zone ventée. L'économie de ces projets est donc aussi liée aux coûts de raccordement au réseau de transport ou de distribution. D'après un rapport d'Espace Eolien Développement (BET français spécialisé dans l'éolien), le potentiel mobilisable serait de l'ordre de 10 % du gisement physique soit 50 TWh/an. (voir ci-après les conditions de cette estimation du potentiel technico-économique).

De l'ordre de 10 000 F du kWe pour une installation offshore, les coûts sont de 10 à 35 % plus faibles pour les aérogénérateurs terrestres. Les principales améliorations techniques prévisibles concernent l'optimisation des pales et de la génératrice qui doivent se concrétiser à court terme par un rendement en hausse de ces installations qu'exprime le facteur de capacité (en nombre d'heures par an à puissance nominale).

Caractéristiques des aérogénérateurs en offshore

Eolienne 1-3 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (h)	2 990	3 105	3 220	3 335	3 450	3 565
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Emissions de CO ₂ g/kWhe	0	0	0	0	0	0

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Caractéristiques des aérogénérateurs terrestres

Eolienne 0,2-0,75 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (h)	2 600	2 700	2 800	2 900	3 000	3 100
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Emissions de CO ₂ g/kWhe	0	0	0	0	0	0

7.2. Demain : les technologies de rupture

7.2.1. Mini et micro-turbines en cogénération

Les premières micro-turbines ont été conçues sur l'initiative de l'industrie automobile (Rover en 1945). Ce sont des applications énergétiques embarquées ou mobiles qui ont motivé la recherche dans ce domaine. Depuis une décennie, la turbine à combustion a acquis une maturité technique et industrielle dans le domaine de la production électrique de moyenne puissance. Ces cinq dernières années ont vu l'émergence d'une offre de très petites turbines entre 5 et 250 kWe pour des usages industriels, dans le tertiaire et dans le résidentiel. Les principaux constructeurs (ABB-zes, Elliott, Allied-Signal, MicroTurbo de TurboMéca, CES pour Electrodiesel, Capstone) ont investi de plain pied le marché de la mini-cogénération en Europe, on y dénombre plus de dix mille installations¹ mais seulement une trentaine en France. A elle seule, la Hollande compte 2 500 installations de petites tailles (avec une puissance moyenne de 125 kWe). A titre d'exemple, les petites cogénérations situées dans la ville de Rottweil (25 000 habitants, Allemagne) couvrent 20 % des besoins électriques de la ville².

EDF a signé en mars 1999 un accord de commercialisation avec Allied Signal pour des micro-turbines en production décentralisée d'énergie (le produit phare de la gamme est une installation de 75 kWe, la Parallon actuellement en test à la DER-EDF). La commercialisation de ces installations se fait sous la forme de module prêt à l'emploi doté de trois entrées (gaz, air de combustion, eau à chauffer) et de trois sorties (fumées, chaleur, électricité). D'un point de vue ergonomique, ces modules sont proportionnellement 20 % moins lourds que des moyens concurrents avec une emprise relativement réduite (de la taille d'une chaudière individuelle sur pied pour un module de 5,5 kWe et de 12,5 kWth). Pour les aspects environnementaux, ces petites turbines peuvent accepter des

(1) Revue « Energie Plus » n° 237, décembre 1999.

(2) Revue de l'électricité et de l'électronique n° 7, juillet 1998.

combustibles de toute nature (gaz naturel, gaz liquide, gaz issu de méthanisation, etc.). D'autre part, comme pour les turbines de grande taille, l'optimisation de la combustion doit permettre une réduction sensible des émissions de NOx et de CO₂. La réduction des émissions de CO₂ est directement liée à l'amélioration du rendement global de l'installation (récupérateurs en particulier). Actuellement, ce rendement est de l'ordre de 70 à 80 % (rendement électrique de 30 %), l'objectif annoncé par les constructeurs est de rattraper le niveau de rendement des grandes installations (40 % électrique). En terme de coûts d'installations, certains constructeurs annoncent des tarifs à moyen terme de l'ordre de 400 à 550 \$ du kWe¹. Cet objectif attendu des économies de série peut paraître très ambitieux à l'horizon 2005-2010. Cependant, l'enjeu que constitue la production sur site dans le résidentiel autorise un tel optimisme. En effet, la consommation de gaz naturel dans le résidentiel est actuellement de 121 TWh dont 94 % pour le chauffage et l'ECS (9 millions d'abonnés résidentiels). Un remplacement à l'identique des chaudières thermiques individuelles par un système de micro-cogénération permettrait une co-production d'électricité d'une trentaine de TWh avec un rendement électrique de 30 %.

Evolution attendue des caractéristiques des mini et micro-turbines

Mini et micro turbine en cogé	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	30 %	35 %	37 %	40 %	42 %	45 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans	25 ans	25 ans
Coût d'installation par kWe (F99)	5 000-8 000	3 000-6 400	2 000-5 000	1 500-4 000	1 300-3 150	1 100-2 500
Emissions de CO ₂ g/kWe	665	570	540	500	475	445

7.2.2. Moteur Stirling en cogénération

Le principe du moteur Stirling (du nom de son inventeur, un pasteur écossais du début du XIX^e siècle) repose sur une combustion qui se réalise à l'extérieur du moteur. Par conséquent, il nécessite peu de maintenance car l'apport de chaleur externe épargne l'usure liée à la combustion. D'autre part, la conception de ce moteur permet des réalisations de très petite taille (de l'ordre du kWe). La gamme pré-commerciale disponible se situe entre 5 et 50 kWe (pour une puissance thermique environ du double).

(1) Revue « EGSA Powerline », novembre décembre 98 (www.egsa.org).

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

La combustion externe autorise un large spectre de combustibles et de sources de chaleur (énergie solaire¹, combustibles conventionnels, biomasse, déchets). Actuellement, on dénombre cinq industriels impliqués dans le développement et la commercialisation de moteurs Stirling (Whisper Tech - Nouvelle Zélande, Sigma - Norvège, Sunpower – Etats-Unis, SIG - Suisse, STC - Etats-Unis). D'autres industriels se sont associés à ces démarches : British Gas, ENATEC. La frontière acceptable du point de vue économique est de l'ordre de 5 000 F du kWe contre près du double actuellement. La production en série commerciale laisse augurer d'une baisse rapide de ce prix de marché (objectif en 2002 pour British Gas). Son marché-niche de référence est la production sur site d'électricité à basse tension (en 230 V et 50 Hz) et de chaleur à basse température : le secteur résidentiel représente le principal enjeu. Un calcul simpliste (12 millions de maisons individuelles consommant chacune 2 500 kWh/an) donne la mesure de l'enjeu : 8 % de la consommation nationale d'électricité. C'est l'enjeu de long terme de cette technologie qui sera en concurrence directe avec d'autres technologies de production in situ de chaleur et d'électricité.

Evolution envisagée des caractéristiques du moteur Stirling

Moteur Stirling	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement électrique	25 %	30 %	33 %	35 %	37 %	39 %
Durée de vie	15 ans					
Coût d'installation par kWe (F ₉₉)	8 500	6 000	5 100	4 400	3 800	3 300
Emissions de CO ₂ g/kWe*	800	665	605	570	540	515

7.2.3. La pile à combustible

Parmi les filières technologiques énergétiques, la pile à combustible (PAC) est la solution considérée comme présentant une rupture avec le schéma actuel de production d'électricité. En effet, cette technique, reposant sur le principe inverse de l'électrolyse, permet en théorie un rendement électrique relativement élevé. Ce procédé électrochimique fait l'économie de la conversion d'une énergie thermique en énergie mécanique en produisant directement de l'électricité. Cette rupture de la chaîne énergétique classique n'est pas la révolution du millénaire à venir, la première pile à combustible fut en effet

(1) Cité dans R.E.E. n° 7 - Programme de recherche du DOE américain sur les solar « dish-Stirling » avec des rendements électriques proche de 30 % contre 10 à 15 % pour le photovoltaïque.

imaginée au milieu du XIX^e siècle¹. Elle fonctionnait sur un mélange hydrogène-oxygène et à basse température. C'est resté une attraction de laboratoire jusqu'à la fin de la seconde guerre mondiale. Les premières réalisations d'ordre industriel sont les résultats de la recherche américaine menée par General Electric et Pratt & Whitney. Les programmes spatiaux ont permis de décliner ces concepts de façon concrète (GEMINI, SPACELAB, APOLLO, etc. ont utilisé des piles à combustible).

Depuis la crise pétrolière de 1973, la recherche publique dans ce domaine a été motivée par des soucis de recherche d'indépendance énergétique (efficacité énergétique et diversification). En effet, les piles à combustibles peuvent opérer sur une variété de combustibles qui incluent notamment le gaz naturel, le propane, le biogaz, le méthanol et l'hydrogène.

D'autres caractéristiques ont renforcé l'intérêt pour cette filière au cours des dernières années :

- la modularité de ces équipements (par définition empilables) permet l'intégration à différents types de besoins (transport, industrie, tertiaire, résidentiel) ;
- le rendement étant quasiment dé-corrélé de la taille de l'installation, une cellule de 100 W a un rendement électrique comparable à celui d'un système complet de 1 MW² ;
- il existe très peu de pertes liées au changement d'échelle ;
- le rendement électrique, qui peut atteindre 40 à 60 %, n'est pas limité par le principe de Carnot ;
- son faible impact sur l'environnement local (émissions sonores et émissions atmosphériques) la situe dans les technologies aptes à respecter les normes les plus sévères.

(1) William Grove, physicien anglais (1811-1896), a décrit la première pile à combustible en 1839. L'ouvrage de référence « *On the Correlation of Physical Force* » (1846) est basé sur l'un des postulats de la « pile de Grove » : le magnétisme est à la base de l'électricité et inversement.

(2) Jean Jacques BEZIAN (1998), « *Systèmes de piles à combustible pour la cogénération - Etat de l'art* », Centre d'énergétique de l'Ecole des Mines de Paris - ADEME. Les éléments présentés par la suite reprennent les informations de cet ouvrage.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Les piles à combustible se différencient selon le type d'électrolyte utilisé. On distingue :

- **AFC** (alkaline fuel cell) : ce sont les plus anciennes. Embarquée dans les premiers programmes spatiaux, cette filière basse température est aujourd'hui quelque peu délaissée.
- **MCFC** (molten carbonate fuel cell) : ces piles à carbone fondu fonctionnent à haute température (>500 °C). Elles sont adaptées à une utilisation dans l'industrie en cogénération. Il existe en Californie une installation de 2 MWe.
- **SOFC** (solid oxide fuel cell) : elles fonctionnent à la température la plus élevée (entre 850 et 1 000 °C). Ces piles concentrent actuellement les efforts de recherche car le rendement électrique (supérieur à 60 %) et l'utilisation industrielle de la vapeur permettent des applications industrielles intéressantes. Des installations de 2 MWe sont actuellement à l'étude.
- **PEMFC** (proton exchange membrane fuel cell) : elles peuvent démarrer à température ambiante mais atteignent un fonctionnement optimal à 80 °C. Leur principale caractéristique est une capacité de démarrage très rapide. Les principaux prototypes concernent des applications dans le domaine du transport.
- **PAFC** (phosphoric acid fuel cell) : ce sont actuellement les piles les plus répandues dans le monde. On en dénombre plus de 200 installations dans le domaine des puissances unitaires de 200 kWe (soit plus de 40 MWe installés). Avec une température de fonctionnement variant de 180 à 210 °C, et une chaleur utile disponible de l'ordre de 80°C, l'application statique la plus répandue est la cogénération. Le rendement électrique est proche de 42 %.
- **DMFC** (methanol direct fuel cell) : objet de recherche de la part des groupes industriels, cette pile au méthanol fonctionnant à basse température (< 80°C) résout en théorie le problème du réformage ou du stockage - distribution de l'hydrogène. En effet, cette pile fonctionne directement à partir du méthanol livré à l'état liquide. C'est la filière qui retient le plus l'intérêt pour ses applications dans le domaine des transports et la production délocalisée d'énergie.

Dans le tableau ci-après sont reprises les caractéristiques techniques et industrielles des différentes piles à combustibles.

Récapitulatif des caractéristiques des différents types de piles à combustible ¹

Type	SOFC	MCFC	PAFC	PEMFC	AFC	DMFC
Température (en °C)	800 – 1 000	650	160 - 210	50 - 100	70 - 100	70
Combustibles possibles	H ₂ , CO	H ₂ , CO, CH ₄ , <i>méthanol</i>	H ₂ , CO	H ₂	H ₂	<i>méthanol</i>
Puissances unitaires disponibles	10 kW	100 kW	250 kW	10 kW	100 kW	5 kW
Rendement électrique nominal	50-55 %	50-60 %	35-45 %	35-40 %	55-60 %	35-40 %
Applications actuelles ou envisagées	Production électrique	Production électrique, bateaux	Production électrique, bateaux, trains	Production électrique, transport, spatial	Production électrique, transport, spatial	Production électrique, transport
Industriels (producteurs ou R&D)	Westinghouse Fuji, Sulzer, Siemens, Alstom, EDF-DER	Toshiba, Messerchmidt General Electric	IFC, Fuji, Westinghouse Toshiba	Ballard, De Nora, IFC	ZEVCO, Siemens, Astris	Shell, JPL, Hitachi, Siemens
Etat de l'art	Recherche	Recherche	Marché	Développé	Marché	Recherche

En France, on ne dénombre pour l'heure qu'une seule installation. Une pile PAFC de 200 kWe est actuellement en fonctionnement en cogénération sur un site résidentiel à Chelles (Seine et Marne). Les opérateurs EDF-GDF l'exploitent dans le cadre d'un réseau de chaleur pour une première opération de démonstration. Une deuxième opération est actuellement en préparation avec ces mêmes opérateurs associés au District de Forbach (Moselle) et le soutien d'une association locale de promotion des usages de l'hydrogène (Alphéa).

Au sujet des coûts d'installation des technologies de piles à combustible, la situation actuelle est caractérisée par le passage progressif de l'état de R & D à la pré-série industrielle. Les coûts annoncés pour ces premiers modules (type PAFC, de marque ONSITM PC25A) demeurent très élevés, de l'ordre de 18 000 F99/kWe. L'objectif de moyen terme ² est de l'ordre de 5 000 F99/kWe en 2005.

Cette réduction des coûts est réaliste, étant donné les gains attendus sur la réduction du recours aux métaux nobles et la fabrication en série industrielle des

(1) Op.cit Jean Jacques BEZIAN - CENERG (1998).

(2) Op.cit Jean Jacques BEZIAN - CENERG (1998).

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

électrodes et des plaques bi-polaires. A titre d'exemple, un constructeur annonce que pour une pile à combustible de 7 kWe, le coût du platine nécessaire au catalyseur était de 9 000 \$ en 1980 contre seulement 50 \$ aujourd'hui¹. La caractéristique principale de ces installations demeurant l'empilement de cellules standards, les gains sur la production en série sont évidents.

En parallèle de la production autonome d'électricité, la recherche sur la pile à combustible est aussi motivée par le souci des constructeurs automobiles de disposer dans les décennies à venir d'une alternative fiable au système actuel. Il est admis que si une telle technologie supplante² le classique moteur à explosion, la rupture technico-économique se situera plus sur les coûts unitaires que sur une nette amélioration du rendement électrique. Le point de rupture est estimé à 400 ou 500 F99 le kWe installé. A ce coût, un moteur automobile d'une puissance équivalente à 50 kWe sera compétitif avec les solutions classiques (environ 20 000 F99).

Ce marché de support que représente l'automobile, pour la recherche, le développement et la maturation économique est le principal vecteur de diffusion de la pile à combustible. Par analogie, il est intéressant de se souvenir du rôle primordial de la recherche aéronautique sur les turboréacteurs (notamment celle de Rolls-Royce) dans le développement et l'optimisation technico-économique des turbines à gaz. C'est ce marché support qui a permis l'émergence à la fin des années 80 des cycles combinés et des turbines à gaz avancées.

On peut donc retenir comme objectif de moyen à long terme une pile à combustible destinée au résidentiel, dont le coût serait de l'ordre de 3 000 à 4 000 F99 pour une puissance de 4 kWe (soit moitié moins que le prix d'une chaudière gaz). Le problème lié au stockage et à la distribution de l'hydrogène aura disparu de fait avec ces PAC utilisant du méthanol. Cette solution s'accommode très bien de la densification croissante du tissu urbain et des problèmes de congestion dans l'acheminement de l'électricité en basse tension.

(1) Exemple tiré du site commercial www.plugpower.com présentant une pile à combustible de 7 kWe destinée au résidentiel.

(2) De Nora (Italie), Ballard (Canada) ou General Electric (Etats-Unis) ont passé des accords avec différents constructeurs automobiles (GM, Ford, Daimler-Chrysler) sur un développement des piles à combustible embarquées. En France, Renault participe à un consortium avec des partenaires italiens et suédois pour développer sur la base d'un break Renault une solution PAC à hydrogène liquide. Peugeot-Citroën participe pour sa part à un programme européen de réduction des coûts et du poids des piles à combustible (voir pour plus d'infos le site www.fuelcells.org).

L'exemple du consortium formé en 1999 par le géant américain General Electric, la « start-up »¹ new yorkaise PlugPower et Vaillant GmbH² est représentatif de cette attente autour du potentiel de production décentralisée. En effet, il est prévu dans le courant 2001-2002 de commercialiser en Europe un système énergétique individuel fournissant de l'électricité et de la chaleur pour un usage résidentiel³. Cet appareil basé sur une pile à combustible de 4,5 kW_e (réformant du gaz naturel) et une chaudière de 35 kW_{th} est annoncé avec un prix de 20 000 DM (soit 66 000 F). Avec un coût de l'ordre de 10 000 F99 pour une chaudière équivalente de 35 kW_{th}, on peut isoler un coût unitaire de la production d'électricité de l'ordre de 12 000 F99/kW_e, soit une baisse d'un tiers du prix par rapport aux solutions actuelles (ONSI). Le potentiel de cet équipement est évalué à plus de 100 000 unités par an à l'horizon 2010 en Europe. L'apprentissage industriel sur cette technologie devrait considérablement amplifier cette réduction des coûts.

7.3. Optimisation de l'exploitation des systèmes en cogénération

Les développements technologiques des équipements de production décentralisés, et la baisse des coûts qui en résulteraient, ne semblent pas approcher la saturation. On donne ci-après quelques indications qui laissent prévoir des augmentations à bon compte des quantités d'électricité produites. Ces informations ont un caractère illustratif, les données utilisées dans la suite de l'étude, en particulier pour l'évaluation de la compétitivité des équipements décentralisés et leurs parts de marché, sont issues du paragraphe précédent.

7.3.1. Evolution des systèmes à base de turbines et de piles à combustible

Les potentiels de cogénération sur le long terme doivent prendre en compte plusieurs facteurs complémentaires, qui augmentent régulièrement les marchés

(1) Cette société à haut contenu technologique s'est spécialisée dans la micro-génération d'électricité à partir de pile à combustible. Le terme de start-up est ici approprié car la valorisation boursière de cette petite entreprise est basée sur le potentiel de son marché objectif alors qu'aucune unité de production de son produit n'existe (production en série prévue en 2002). Cependant depuis sa cotation au NASDAQ début novembre 1999, le titre de cette société est passé de 5 \$ à 122 \$ (le 2/03/2000).

(2) Société allemande spécialisée dans la production et la distribution de chaudière à gaz (CA de 950 millions d'Euros, 5 000 personnes en Europe - www.vaillant.fr).

(3) Journal du chauffage et du sanitaire - juillet 1999

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

solvables pour les différents consommateurs, l'augmentation des rendements électriques et une plus grande flexibilité de fonctionnement des systèmes.

Pour les ménages et le tertiaire

A côté de l'abaissement régulier des coûts d'investissement et des seuils techniques à considérer, une caractéristique des systèmes de production en cogénération à base de turbines est l'augmentation régulière des taux de production électrique.

La baisse des coûts des plus petits systèmes rend possible l'utilisation en cogénération de générateurs fonctionnant un nombre de plus en plus limité d'heures sur l'année. Le contexte de plus en plus ouvert à moyen terme permettra alors une rentabilité plus importante des systèmes liés à la revente de courant ou à l'utilisation de l'électricité en autoconsommation aux heures pleines.

Pour l'industrie ou le grand tertiaire

De tels clients connaissent mieux leurs coûts de transaction pour le courant produit en cogénération. Ils pourront doser leur production ou leur approvisionnement en fonction des tarifications. L'existence de turbines à cycle variable pour un prix peu supérieur à celui d'une installation classique leur permettra de limiter les besoins en secours sur les pointes électriques. Ceci les prémunira contre des changements brusques de tarification de rachat, puisque le courant produit pourra être réduit ou augmenté en fonction de leur consommation, de celle de leurs partenaires ou de leur filiales, voire de celui du marché de l'électricité.

Dans les deux cas, l'existence d'un marché de l'électricité à coût réduit à certaines périodes de l'année (ex. les courants d'été actuels) ne change pas l'intérêt d'un investissement décentralisé. Les opportunités d'investissement peuvent en effet être saisies, soit par des prestataires de services intégrés, soit en direct via une gestion intégrée du système sur le réseau. Le coût marginal du système local peut en effet de plus en plus être recalculé en permanence par le petit producteur pour utiliser de telles opportunités de prix plus ou moins bas.

On peut noter que ceci est différent du phénomène de guerre des prix auquel on assiste actuellement en Allemagne, qui met en péril les systèmes de cogénération à rachat élevé par les compagnies municipales. Les baisses de prix proposées dans cet exemple par les compagnies régionales sont en effet liées à l'exigence d'un changement de fournisseur.

7.3.2. *L'augmentation des productions électriques*

D'ores et déjà, le taux de production électrique des systèmes électriques se traduit par une quantité d'énergie électrique supérieure, en général, au besoin des consommateurs. Ceci rend le facteur institutionnel de transport local du courant prépondérant dans l'économie des projets, sauf à limiter la taille des systèmes. L'abaissement des seuils d'éligibilité à prévoir dans les prochaines années¹ ainsi que le développement d'intermédiaires de gestion et d'investissement rendent peu probable le maintien des contraintes actuelles. Le développement de la cogénération ne peut donc être considéré comme un artefact de la tarification mais bien comme une tendance structurelle, en particulier si le contexte institutionnel donne le choix aux consommateurs industriels ou tertiaires.

De plus en plus d'électricité

Le développement des turbines de petite taille et leur caractère modulable constituent une première tendance lourde. Par exemple, le seuil de rentabilité pour les turbines simples est de l'ordre de 30% pour les très petites puissances de 30 à 70 kWe².

Pour des machines de plus forte puissance, les rendements atteignent déjà 40 % pour les turbines de Allied Signal et 39 % sur les turbines Trent de Rolls-Royce. A titre de comparaison, l'étude de potentiel à court terme réalisée par Erdyn et le CEREN et Erdyn pour l'ADEME prenait en compte un ratio moyen de 25 % pour les installations de cogénération.

A ceci s'ajoutera la production issue de piles à combustible dont le ratio électricité/chaaleur est de l'ordre de 45-48 % pour les systèmes PEM, pour un objectif atteignable de 55 à 60 %.

Pour des piles à acide phosphorique, le ratio total de conversion est de 36 à 38 %.

Enfin, pour les solutions hybrides combinant une pile à oxydes solides et un récupérateur de vapeur en aval on estime que le rendement pourrait atteindre 72 à 74 %. Dans ce cas le rendement est si élevé que la nécessité de la récupération

(1) Comme on l'a signalé, selon un rythme encore plus rapide que celui défini par la loi 200-118.

(2) « Microturbines Poised to be Commercial », S. Hamilton, Edison Technology Solutions, MPS septembre 1999.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

de chaleur devient moindre pour l'économie du système comparé au rachat du courant lui-même.

Selon l'EPRI cité par le rapport en cours de discussion au GIEC/IPCC,¹ les prix des installations combinées basées sur des piles à combustible fonctionnant à haute température pourraient descendre à moyen terme à 700 \$/kW (le même niveau que celui des piles à acide phosphorique) et selon l'OCDE à 1600 \$/kW, soit des prix comparables à ceux des installations de grande taille. Pour les petits systèmes visant les transports, les prix annoncés vont de 250 \$/kWe en 2010 à 50 \$/kWe selon Amory Lovins à long terme.

Si l'on se projette à long terme, la pile à combustible présente deux atouts importants dans le cadre d'une politique de production décentralisée tirant parti au maximum des besoins de chaleur : le pilotage fin de l'installation et la possibilité d'une transition vers des sources renouvelables (hydrogène, biogaz). Ainsi, les systèmes de production d'hydrogène développés à l'Université de Louvain ont des rendements équivalents à ceux des meilleurs stockages dans les barrages hydrauliques de pompage (85 % de l'énergie entrante). Le caractère modulaire de la production et du stockage d'hydrogène, de même que celui de la pile à combustible, rend un système décentralisé plus économique qu'un système centralisé, toutes choses égales par ailleurs.

En conclusion de ce premier point, la production en cogénération aura tendance, sur le moyen terme, à tenir compte des prix de vente relativement élevés du courant et de leur caractère marchand. Des ratios de un pour deux, voire un pour un en faveur de l'électricité sont alors atteignables, y compris en se fondant sur les consommateurs dont le besoin de chaleur est saisonnier.

7.3.3. *Les cycles variables de Cheng*

Des turbines industrielles à combustion ont été adaptées pour fonctionner en cycle variable par injection de vapeur selon l'invention du Pr. Cheng de l'Université Stanford. Le savoir-faire est actuellement détenu par la société ELIN, filiale du groupe Voest-Alpine (Autriche). Les turbines à combustion utilisées à la base du système sont des machines Allison et Kawasaki de puissance allant de 1,5 à 4 MW.

La chaleur produite par la turbine est utilisée pour produire de la vapeur dans un récupérateur. Cette vapeur peut être soit utilisée dans le process industriel ou le

(1) « *Technological and Economic Potential of GHG Emissions Reductions* », first order draft, 15 novembre 1999 Coordonné par W.R. Moomaw et J.R. Moreira.

réseau de chaleur, soit réinjectée dans la turbine à combustion pour lui ajouter de la puissance.

Par exemple, à partir d'une turbine fonctionnant normalement à 4 MW de production électrique avec un rendement de 30 %, il est possible d'accroître la puissance jusqu'à 6 MW pour un surcoût total de l'installation d'environ 10 à 20 %.

Lors de l'injection maximale de vapeur, le rendement global est diminué puisque la récupération de chaleur est moindre. La puissance thermique peut alors être compensée par une chaudière de « réchauffe » qui fournit la puissance supplémentaire. Il peut également s'agir d'une demande moindre d'énergie thermique, dans ce cas le moindre besoin de chaleur permet de mettre en production plus d'électricité qui peut être revendue au réseau, par exemple en demi-saison de chauffe. Ceci peut également se produire lorsque seule l'énergie de l'eau chaude sanitaire d'un hôpital est consommée par le réseau en été.

Exemple de réinjection dans une turbine Allison 501

	Unités	Injection minimale	Injection maximale
Puissance électrique	MW	3,75	6
Puissance thermique	T vapeur/heure	10,2	0
Puissance thermique avec réchauffe	T vapeur/heure	19,8	16,7
Ratio électricité-chaleur		0,6	12
Rendement électrique		29 %	36 %

Source ELIN-VA

Ce ratio variable peut être intéressant pour une entreprise qui a un besoin variable dans le temps d'électricité et de chaleur. Par exemple, une papeterie a besoin de puissance électrique supplémentaire et de moins de vapeur lors d'une rupture du papier. Un système à variation de puissance permet d'économiser considérablement sur les abonnements en puissance.

Dans d'autres cas, une demande électrique très variable nécessite des pénalités d'abonnement importantes. Par exemple, à l'Université de Munich (voir ci-après), le réseau de chaleur et d'électricité devait importer du courant du réseau sur une base très déficitaire en électricité, ce qui pénalisait financièrement le système. A l'inverse, le surcoût d'électricité peut parfaitement être appelé par le réseau, ce qui fournit - par exemple aux Pays-Bas - une puissance de pointe supplémentaire à bon compte pour le réseau. On peut également imaginer que des opérateurs privés mettent en place un commerce du courant ou de la

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

puissance supplémentaire et rémunérer pour cela le producteur industriel. Cela peut se faire en complément d'un éventuel effacement de pointe, pour maximiser alors les reventes au réseau. Cet argument est important sur le long terme, car l'installation de cogénération peut s'adapter plus facilement aux tarifs externes de l'électricité.

En cas de réductions fortes du tarif de l'électricité, voire de pratiques prédatrices comme cela est actuellement le cas en Allemagne, le possesseur d'une cogénération peut adapter son offre en produisant moins d'électricité, mais amortir tout de même son matériel en produisant du courant lors de périodes de moindre demande de chaleur. Sur le long terme, les révisions des prix de rachat du courant auront ainsi moins de prise sur l'économie du système.

Le surcroît de puissance sur des installations de taille moyenne peut également faire l'objet d'une garantie de puissance puisque la fiabilité globale d'un ensemble de plusieurs turbines est extrêmement élevée, la puissance supplémentaire pouvant de plus compenser une panne éventuelle. Un tel système, par exemple de cinq à dix installations, a une fiabilité supérieure à celle du réseau lui-même.

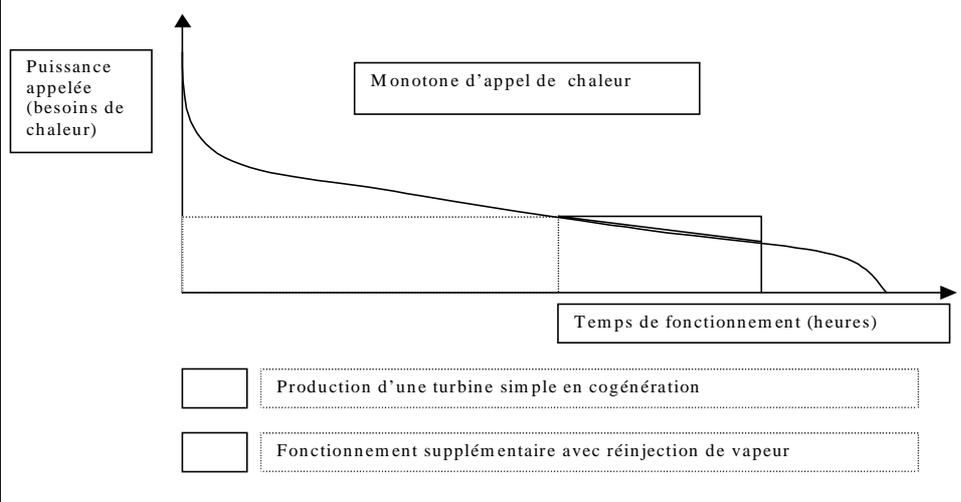
Enfin, la turbine à réinjection peut permettre de rentabiliser un système de taille plus importante que pour un système fonctionnant uniquement en base. Ceci est permis par la certitude que la production suivra les demandes électriques ou les périodes de rachat du courant à des prix intéressants. Ainsi, un réseau de chaleur équipé d'une telle turbine pourra fonctionner plus longtemps dans l'année sur une base de revente du courant électrique durant les périodes tarifaires les plus intéressantes, même lorsque le besoin de chaleur de demi-saison est plus bas que la moyenne.

7.3.4. Deux exemples d'amélioration du rendement électrique

Exemple 1 - Accroissement du fonctionnement d'une cogénération sur l'année

Dans l'exemple décrit par le graphe suivant, la monotone d'appel de chaleur sur l'année correspond à l'amortissement d'une turbine à gaz en cogénération sur une partie de l'année. Les hachures représentent la production de chaleur de la turbine sur l'année, proportionnelle à l'électricité générée.

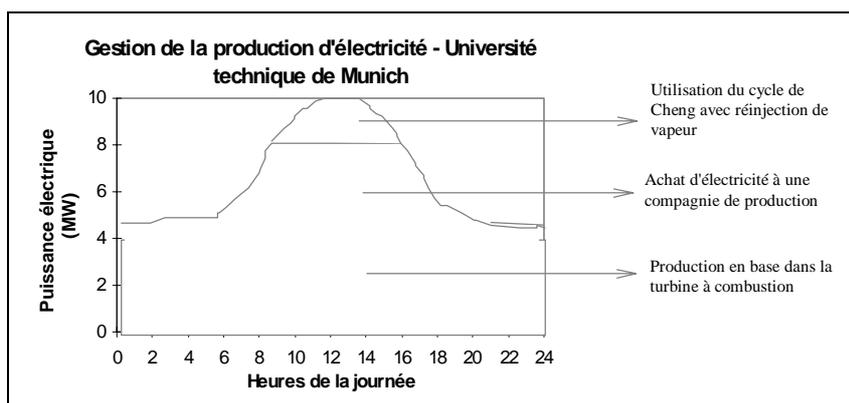
Un système à réinjection de vapeur de même dimension peut alors être amorti plus longtemps puisque la production électrique peut se poursuivre durant des périodes de moindre demande en chaleur. Durant ces périodes creuses, la chaleur excédentaire produite par la combustion au-delà de la demande (hachures horizontales) est alors recyclée en électricité vendue au réseau ou auto-consommée.



- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Exemple 2 – Suivi de la demande électrique d'un système

Un autre intérêt possible du système est le suivi de la demande électrique de l'utilisateur. Il s'agit alors d'utiliser sur l'année la turbine en base et d'augmenter la production lors des pointes de demande. Pour illustrer ce concept, le schéma ci-dessous décrit les choix de l'université technique de Munich dans la gestion de la production d'électricité par leur installation à réinjection de vapeur : la quantité de vapeur réinjectée dans la turbine à gaz est réglée pour satisfaire les besoins électriques de base (jusqu'à 4 MW). Une partie de la demande quotidienne est achetée sur le réseau à bon marché par augmentation de l'injection de vapeur. Cependant, dans les périodes de pointe de plus de 8 MW, il devient plus économique de produire plus d'électricité en augmentant la réinjection de vapeur. La puissance achetée à l'extérieur est donc limitée à 4 MW et ne fait pas appel aux tarifs de pointe extrême. De surcroît, l'Université a bénéficié d'un avantage de négociation favorable de ses tarifs puisqu'elle avait la possibilité d'autoproduire plus sur d'autres périodes.



8. Calcul du potentiel technico-économique de production décentralisée d'électricité : démarche et résultats

La détermination de la part potentielle de production décentralisée d'énergie en France peut reposer sur deux axes méthodologiques complémentaires. Le premier s'appuie sur l'analyse des gisements physiques de valorisation locale d'énergie disponible (renouvelables, biomasse, déchets). En annexe, un recensement de différentes évaluations technico-économiques de ces potentiels a été réalisé. Le second axe, présenté ici, repose sur l'analyse de la compétitivité relative projetée entre solution centralisée (réseau) et non-centralisée (mise en

œuvre de moyens de production locaux). Une telle analyse nécessite la mise en place d'un cadre homogène d'évaluation des technologies et la définition préalable de critères de comparaison.

Le coût de mise à disposition du kWh pour le consommateur final et la disponibilité de l'équipement constituent les éléments de comparaison de ces deux types de solutions.

En effet, seule la comparaison des services rendus à l'utilisateur par chacune des familles technologiques permet d'identifier des parts de marché potentielles. Cette comparaison doit donc tenir compte de l'évolution des caractéristiques technico-économiques des solutions centralisées et décentralisées. Le coût global actualisé de fourniture est communément admis comme base de comparaison acceptable entre les options de fourniture d'énergie. Ainsi, l'investissement supplémentaire induit par un moyen de production non-centralisé est à mettre en relation avec le gain potentiel sur la facture énergétique (différence entre le coût global actualisé du kWh produit et son coût de fourniture par le réseau). Le concept économique de temps de retour (qui n'est qu'une expression du coût global actualisé) exprime au mieux l'opportunité d'un tel choix technologique (fourniture réseau ou production locale).

Pour chaque période entre 2000-2020 et 2020-2050, des technologies (évaluées sur la base du temps de retour vis à vis de la fourniture centralisée) sont en compétition pour exploiter le potentiel de production non-centralisée. Il est nécessaire de déterminer d'une part ce potentiel et d'autre part la probabilité d'adoption de chacune des technologies pour chaque période. La connaissance de ces deux éléments permet d'évaluer les parts de marché respectives de chacune des technologies de production non-centralisée par rapport à la production totale pour les différentes périodes.

8.1. Cadre d'analyse : évolutions tarifaires de la fourniture énergétique par le réseau

Les hypothèses sur des évolutions contrastées du prix des combustibles nécessaires à la production électrique (gaz naturel, charbon, fuel lourd) sont issues de la prospective réalisée dans le cadre des travaux du Commissariat général du Plan pour le compte de la mission « Charpin-Dessus-Pellat »¹. Trois

(1) Mission « Coût de la filière nucléaire et comparaison avec les autres filières », coordonnée par J. M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

options énergétiques fortes caractérisées par l'évolution du cours du gaz naturel ont été retenues :

- **S1** : « Stabilité » du cours du gaz naturel sur la période 2000-2050 ;
- **S2** : « Déconnexion » des prix du pétrole et du gaz avec une légère accélération du cours du gaz naturel : multiplication par 1,5 entre 2000 et 2050 ;
- **S3** : « Tension » avec une forte augmentation du cours du gaz naturel : multiplication par 2 entre 2000 et 2050.

Ces trois scénarios sont déclinés en évolution tarifaire pour l'utilisateur final de gaz naturel et d'électricité.

On retient l'hypothèse du maintien de la discrimination tarifaire par niveaux de consommations. La prime au volume et à la stabilité de consommation est cohérente avec un univers concurrentiel.

La seconde hypothèse est celle de l'évolution relative des cours du gaz et de l'électricité. En effet, dans un marché européen de l'électricité totalement libéralisé (en 2020), le producteur d'électricité qui auparavant façonnait son tarif de vente sur ses coûts de production (*price maker*) aligne sa tarification commerciale sur le cours de référence de l'électricité (*price taker*). En l'occurrence, ce cours de référence est dicté par les contraintes de réactivité dans un tel marché, donc sur le moyen de production le plus rentable et le rapide à mettre en œuvre (pour réduire le risque temporel). Dans l'état actuel des connaissances, c'est le cycle combiné de 150 MWe qui constitue ce moyen de production de référence. Sur la base de ces hypothèses (scénarios du prix du gaz naturel, maintien de la discrimination tarifaire et cycle combiné comme moyen de référence) et pour les besoins de l'étude, il a été élaboré trois scénarios contrastés d'évolution du prix rendu utilisateur du gaz entre 2000, 2020 et 2050.

Ces scénarios ont permis de concevoir une grille tarifaire gaz et électricité pour cinq profils de consommateurs (résidentiel individuel et collectif, petit et grand tertiaire, petite, moyenne et grande industrie). Aucun avantage fiscal du type exonération de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) n'a été retenu. A titre d'illustration, pour trois secteurs dans le cadre du scénario S2, le tableau présenté dans le paragraphe 8.2 reprend les données de la simulation tarifaire de l'étude.

L'intégralité de la simulation tarifaire ¹ pour les trois scénarios et les différentes catégories d'utilisateur est par ailleurs disponible ².

Toujours dans ce cadre d'analyse de la compétitivité « fourniture réseau » et production locale, un élément déterminant reste à préciser. C'est le cas de *l'accès au réseau de la production locale excédentaire* non consommée. En effet, pour l'heure il n'existe pas de tarif uniforme de rachat de l'électricité produite en basse tension. Cependant, le rachat au coût marginal instantané de livraison (coût évité + prime de puissance garantie) semble l'option la plus probable. C'est le cas actuellement du rachat en basse tension de l'électricité d'origine photovoltaïque ³. Cette option est retenue dans le cadre de cette étude.

8.2. Cadre quantitatif pour l'estimation de la part potentielle

Pour les besoins de la mission « l'étude économique de la filière électrique nucléaire », il a été réalisé deux scénarios prévisionnels de la demande entre 2020 et 2050. Cette scénarisation réalisée par ENERDATA reprend deux options opposées sur la tendance de consommation énergétique.

S2 – H : Scénario haut « forte consommation énergétique » dont l'étape 2020 est le scénario S2 du Commissariat général du Plan et dont l'étape 2050 est la traduction nationale de l'image européenne décrite dans le scénario IIASA-A caractérisée par une consommation forte d'énergie et sans préoccupations majeures de protection de l'environnement.

S3 – B : Scénario bas « faible consommation énergétique » dont l'étape 2020 est le scénario S3 du plan et dont l'étape 2050 est la traduction nationale de l'image européenne décrite dans IIASA-C caractérisée par une prise compte majeure des problèmes d'environnement (local et global).

(1) Il est intéressant de noter que les frontières de consommation pour les utilisateurs d'électricité et de gaz sont relativement proches en terme de kWh PCI. Cela signifie qu'un auto-producteur d'électricité à partir de gaz naturel en petite industrie serait tarifé en approvisionnement gaz en moyenne industrie alors que sa solution réseau électrique de référence demeurerait la moyenne industrie. Cela tient aux rendements des installations de production électrique qui sont en général situés entre 25 et 50 %, donc un besoin entre deux et quatre fois supérieurs en gaz naturel pour un même niveau d'électricité disponible.

(2) L'ensemble des données et des résultats, de même que le modèle de calcul sont disponibles auprès d'EXPLICIT.

(3) Contrat d'achat de l'électricité photovoltaïque dit contrat « maison Phébus » de décembre 1999.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Les hypothèses liées à la constitution de ces scénarios de demande sont présentées en détail dans le rapport central de la mission d'évaluation sur les coûts du nucléaire.

La production non-centralisée étant nécessairement assise sur une demande connue ou identifiée, l'estimation de sa part potentielle ne se fait pas nécessairement a contrario d'un parc centralisé mais surtout en suivi de la demande énergétique et des services à satisfaire.

S2-H	1997	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie	133	159	171	183	192	201	211	221	232	243
<i>Petite</i>	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9
<i>Moyenne</i>	19	23	24	26	27	29	30	32	33	35
<i>Grande</i>	110	131	141	151	158	165	173	181	190	199
Résidentiel	126	145	154	162	178	194	214	233	257	280
<i>Individuel</i>	76	87	92	97	107	117	128	140	154	168
<i>Collectif</i>	50	58	61	65	71	78	86	93	103	112
Tertiaire	95	107	113	118	124	130	136	143	150	157
<i>Petit</i>	32	36	38	39	41	43	45	48	50	52
<i>Grand</i>	63	72	75	79	83	87	91	95	100	105
Total TWh	354	412	437	463	494	525	561	597	639	680

S3-B	1997	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industrie	133	154	164	173	174	174	175	176	176	177
<i>Petite</i>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<i>Moyenne</i>	19	22	23	25	25	25	25	25	25	26
<i>Grande</i>	110	128	136	144	144	144	145	145	146	146
Résidentiel	126	135	138	142	151	160	171	181	193	205
<i>Individuel</i>	76	81	83	85	91	96	103	109	116	123
<i>Collectif</i>	50	54	55	57	60	64	68	73	77	82
Tertiaire	95	96	96	96	96	97	97	97	98	98
<i>Petit</i>	24	24	24	24	24	24	24	24	24	25
<i>Grand</i>	71	72	72	72	72	72	73	73	73	74
Total TWh	354	385	398	411	421	431	443	454	467	480

8.3. Performance économique de la production non-centralisée

8.3.1. Caractérisation des technologies non-centralisées en compétition

La prospective réalisée sur les technologies concurrentes de production non-centralisée s'est établie sur deux types d'équipements :

- les technologies classiques de production en cogénération (turbine à combustion, moteur à combustion) ;
- les technologies émergentes de production en cogénération (mini et micro-turbine, moteur Stirling, pile à combustible).

Ci-après figure la liste de ces gammes technologiques

Les filières technologiques de production décentralisée et leur champ d'application

Filière technologique	Gamme de puissance
Moteur à combustion en cogénération	50-250 kWe
	0,25 - 1 MWe
	1 - 5 MWe
Moteur à combustion externe Stirling	5 - 50 kWe
Pile à Combustible en cogénération	5 - 50 kWe
	50 - 250 kWe
	0,25 - 1 MWe
Mini et Micro-turbine à combustion en cogénération	5-25 kWe
	25-250 kWe
Turbine à combustion en cogénération	1 - 5 MWe
	5 - 10 MWe
	10 - 25 MWe
	25 - 50 MWe

Les critères de premier rang retenus sont de deux types : technique et économique.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Critères de premier rang de caractérisation des gammes technologiques

Technique	Economique
Rendement électrique net	Coût constructeur en F ₉₉ par kWe
Durée de construction (années)	Surcoût de couplage au réseau en % de l'investissement
Durée de vie (années)	Frais de maîtrise d'œuvre en % de l'investissement
Disponibilité (h/an)	Frais de maintenance par an
Emission de CO ₂ en g par kWh	Frais généraux liés à l'exploitation de l'équipement
	Frais au pro rata du temps d'exploitation par kWh

A titre d'illustration, pour la période 2020, le tableau suivant reprend ces différents critères pour les technologies recensées précédemment (les autres périodes sont disponibles auprès d'EXPLICIT).

**Récapitulatif des principaux critères de caractérisation
pour les technologies en 2020**

	F99/ kWe (1)	Mainte- nance	Rende- ment élec- trique	Disponi- bilité (h)	Durée de vie (années)	Frais de main- d'oeuvre	Durée de construc- -tion (année)	Frais généraux (%)	Coût d'explo- itation
MAC-Cogé* 0,25 - 1 Mwe	4 500	3 %	45 %	8 200	20	2 %	0,2	0 %	3E-06 (2)
MAC-Cogé 1 - 5 Mwe	3 400	3 %	45 %	8 200	20	2 %	0,2	5 %	3E-06
MAC-Cogé 50- 250 kWe	4 000	3 %	40 %	8 200	20	2 %	0,1	0 %	3E-06
Moteur Stirling 5 - 50 kWe	5 100	3 %	33%	6 500	15	0 %	0,05	0 %	3E-06
MiniTurbine 25- 250 kWe	2 000	3 %	37 %	7 000	20	2 %	0,1	0 %	3E-06
MicroTurbine 5- 25 kWe	5 000	3 %	37 %	7 000	20	2 %	0,05	0 %	3E-06
PAC-Cogé** 0,25 - 1 Mwe	3 200	3 %	50 %	8 000	15	2 %	0,3	0 %	3E-06
PAC-Cogé 5 - 50 kWe	3 200	3%	50 %	8 000	15	2 %	0,1	0 %	3E-06
PAC-Cogé 50 - 250 kWe	3 200	3%	50 %	8 000	15	2 %	0,2	0 %	3E-06
TAC-cogé*** 1 - 5 Mwe	5 700	3%	45 %	8 000	25	2 %	0,3	5 %	3E-06
TAC-cogé 5 - 10 Mwe	4 900	3 %	45 %	8 000	25	3 %	0,4	10 %	3E-06
TAC-cogé 10 - 25 Mwe	4 100	3 %	45 %	8 000	25	3 %	0,5	10 %	3E-06
TAC-cogé 25 - 50 Mwe	3 000	3 %	45 %	8 000	25	3 %	0,5	10 %	3E-06

* = moteur à combustion en cogénération - ** = pile à combustible en cogénération - *** = turbine à combustion en cogénération

(1) Maintenance - Coût annuel en proportion du coût constructeur

(2) Coût variable d'exploitation - Coût par le kWh en proportion du coût constructeur

3E-06 est la représentation de 3^{-6}

Afin de compléter la taxonomie de ces équipements, la question du marché ou de la niche d'exploitation de ces technologies doit être abordée sous l'angle de l'utilisateur final potentiel.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Marchés cibles des gammes technologiques recensées dans l'étude

	résidentiel individuel	résidentiel collectif	petit tertiaire	grand tertiaire	petite industrie	moyenne industrie	grande industrie
Moteur Stirling 5 - 50 kWe	◆						
MAC-Cogé 50 - 250 kWe		◆	◆		◆		
MAC-Cogé 0,25 - 1 MWe		◆		◆	◆	◆	
MAC-Cogé 1 - 5 MWe				◆		◆	◆
PAC-Cogé 5 - 50 kWe	◆		◆				
PAC-Cogé 50 - 250 kWe		◆	◆		◆		
PAC-Cogé 0,25 - 1 MWe		◆		◆	◆	◆	
Micro-turbine 5- 25 kWe	◆		◆				
Mini-turbine 25- 250 kWe		◆	◆		◆		
TAC-cogé 1 - 5 Mwe				◆		◆	◆
TAC-cogé 5 - 10 MWe							◆
TAC-cogé 10 - 25 MWe				◆			◆
TAC-cogé 25 - 50 MWe							◆

8.3.2. Coût global actualisé et temps de retour des différentes technologies

Dans les paragraphes précédents, les caractéristiques techniques, économiques et commerciales de ces moyens de production ainsi que le cadre de l'approvisionnement en gaz et le prix de l'électricité livrée par le réseau ont été définies. Il convient d'évaluer maintenant la compétitivité économique de chacune des gammes technologiques de production non centralisée au regard de critères économiques classiques :

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

- Le coût global actualisé du kWh produit par la solution technique (le taux d'actualisation retenu sera le plus souvent 5 %).
- Le temps de retour de la solution technique alternative à la livraison par le réseau.

Il est important d'explicitier au mieux le calcul du coût global actualisé du kWh produit par la solution non-centralisée. La sensibilité du temps de retour au mode de calcul ne permet pas dans un exercice de prospective de s'exonérer d'un tel exposé (cf. annexe « calcul du coût global actualisé et temps de retour »).

Dans le tableau suivant, les différentes technologies de production non-centralisée sont en compétition intra-sectorielle au niveau de leur temps de retour.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Récapitulatif des temps de retour estimés dans le cadre de l'étude

Résidentiel – indiv.	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
Microturbine 5-25 kWe	5,8	4,6	3,9	2,9	2,6	1,9	5 500	2 500
MAG Stirling 5-50 kWe	7,4	4,9	4,5	3,6	3,5	2,9	5 500	2 500
Pile à comb 5-50 kWe	8,4	4,7	1,4	0,9	0,8	0,6	7 000	2 500

Résidentiel – coll.	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
MAG cogé 50-250 kWe	5,4	4,9	4,2	3,7	3,8	3,5	6 500	3 500
MAG cogé 0,25 – 1 MWe	7,5	7,1	6,6	5,7	5,4	4,5	6 500	3 500
Pile à comb 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7 000	3 500
Pile à comb 0,25 – 1 MWe	23,5	12,0	3,3	2,1	1,8	1,3	7 000	3 500
Microturbine 25-250 kWe	5,4	3,1	2,2	1,6	1,5	1,3	6 500	3 500

Petit tertiaire	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
MAG cogé 50-250 kWe	5,4	4,9	4,2	3,7	3,8	3,5	6 500	3 500
Pile à comb 5-50 kWe	8,4	4,7	1,4	0,9	0,8	0,6	7 000	2 500
Pile à comb 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7 000	3 500
Microturbine 5-25 kWe	5,8	4,6	3,9	2,9	2,6	1,9	5 500	2 500
Microturbine 25-250 kWe	5,4	3,1	2,2	1,6	1,5	1,3	6 500	3 500

Grand tertiaire	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
MAG cogé 0,25 – 1 MWe	8,2	7,7	7,3	6,2	5,9	4,8	6 500	3 500
MAG cogé 1 – 5 MWe	5,6	5,3	5,1	4,1	3,9	3,3	6 500	3 500
Pile à comb 0,25 – 1 MWe	36,1	16,9	4,3	2,7	2,3	1,6	7 000	3 500
TAC 1 – 5 MWe	10,3	9,3	8,7	7,2	7,2	6,3	7 000	3 500

Petite industrie	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
MAG cogé 50-250 kWe	6,0	5,4	4,6	4,1	4,2	4,0	6 500	2 500
MAG cogé 0,25 – 1 MWe	6,5	6,2	5,8	5,0	4,89	3,9	6 500	2 500
Pile à comb 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7 000	3 500
Pile à comb 0,25 – 1 MWe	23,5	12,0	3,3	2,1	1,8	1,3	7 000	3 500
Microturbine 25-250 kWe	5,2	3,0	23,1	1,5	1,5	1,2	7 000	3 500

Moyenne industrie	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
MAG cogé 0,25 – 1 MWe	7,0	6,6	6,2	5,3	5,1	4,2	7 000	3 500
MAG cogé 1 – 5 MWe	5,3	5,0	4,8	3,9	3,7	3,1	7 000	3 500
Pile à comb 0,25 – 1 MWe	30,5	15,0	4,0	2,5	2,2	1,5	7 000	3 500
TAC 1 – 5 MWe	10,3	9,3	8,7	7,2	7,2	6,3	7 000	3 500

Grande industrie	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Durée	Saison de chauffe
MAG cogé 1 – 5 MWe	5,8	5,5	5,3	4,3	4,0	3,4	8 000	3 500
TAC 1 – 5 MWe	10,9	9,7	9,2	7,4	7,6	6,6	8 000	4 500
TAC 5 – 10 MWe	8,8	7,8	7,2	5,7	5,7	4,8	8 000	4 500
TAC 10 – 25 MWe	7,3	6,7	6,4	5,3	5,2	4,7	8 000	5 000
TAC 25 – 50 MWe	6,0	5,2	4,6	3,8	4,0	3,7	8 000	4 500

Ces temps de retour intègrent le bénéfice de l'électricité non auto-consommée rachetée soit par le producteur centralisé avec un contrat de puissance minimum garantie soit dans le cadre d'une mutualisation de la production énergétique au niveau d'une boucle locale.

A la lecture de ce tableau, il apparaît que la principale rupture technico-économique telle que décrite au chapitre 3 est l'avènement de la pile à combustible. En effet, on constate qu'à partir de 2020, sur la base de la prospective, le temps de retour de cette technologie est de 30 à plus de 50 % moins important que pour les technologies concurrentes. L'autre technologie qui semble aussi bénéficier d'un tel saut qualitatif est la mini ou micro-turbine. Ce sont donc les secteurs où la production à partir de petite puissance est efficace qui vont bénéficier au mieux des développements technologiques et de l'amélioration économique de ces nouvelles offres.

En terme de coûts de revient, ces installations vont se caractériser par l'augmentation de la part du coût variable dans le coût total. Dans le cas de la pile à combustible dans le secteur résidentiel, cette proportion passe de 60 % en 2010 à près de 90 % en 2050. Un renchérissement du cours du gaz naturel ne ferait qu'accentuer cette tendance, d'autant que la valorisation de la coproduction thermique accélérerait la rentabilisation de l'installation. Le débat sur l'évolution des coûts fixes pour la pile à combustible (divisés par 10 en 2010 et 2050) demeure déterminant pour évaluer le coût total. Cependant, en dépit de la « marge de 'sécurité' » retenue (1 200 F99/kWe en 2050 contre les 500 F99/kWe prévus par les constructeurs de piles stationnaires et mobiles), la rentabilité de ces équipements demeurerait rapide.

8.3.3. Définition des probabilités d'adoption des technologies en compétition intra-sectorielle

La performance économique d'un équipement n'est pas le seul critère d'adoption d'une technologie. Il faut donc, pour évaluer la part potentielle de ces équipements en compétition intra-sectorielle, identifier un mode d'adoption dans un univers concurrentiel.

Dans le cadre de cette étude, trois hypothèses de base ont été retenues pour définir au mieux le processus de choix entre des solutions concurrentes.

H₁ : le temps de retour absolu

Toute décision d'investissement se fait en premier lieu en comparaison avec un temps de retour de référence. Celui-ci est variable en fonction du secteur

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

d'activité, de la superficie financière de l'acteur et de sa perception de l'enjeu. Pour cette étude, trois classes de temps de retour ont été retenues. Pour un taux d'actualisation de 5 % :

- **6 ans** et moins : pour la **grande et moyenne industrie** ;
- **4 ans** et moins : pour le **grand tertiaire, la petite industrie** et les compagnies de services énergétiques (ESCO) dans le résidentiel collectif ;
- **2 ans** et moins : pour le **petit tertiaire et le résidentiel individuel**.

Ces temps de retour de référence permettent en premier lieu de discriminer entre elles les technologies, éligibles ou non à un potentiel spécifique de marché.

H₂ : le temps de retour « relatif »

Il est nécessaire d'exprimer en terme relatif les temps de retour des technologies concurrentes vis-à-vis de la plus performante. Le niveau de compétitivité est ainsi mieux appréhendé.

Extraits des temps de retour « relatifs » d'équipements en compétition intra-sectorielle (base 100 pour l'équipement ayant le temps de retour le plus faible l'année considérée)

Petit tertiaire	2000	2010	2020	2030
MAC-Cogé 50 -250 kWe	100	157	188	231
PAC-Cogé 50 - 250 kWe	355	315	122	108
Mini-turbine 25-250 kWe	100	100	100	100

H₃ : la durée de performance

La règle retenue ici est que pour deux périodes consécutives de performance, la solution technologique rencontre l'intégralité de son potentiel de marché (en liaison avec la durée de vie de l'équipement).

La fonction de répartition des probabilités d'adoption qui a été utilisée dans cette étude reprend les trois hypothèses énoncées plus haut. Cette fonction

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

permet d'établir les probabilités d'adoption de la technologie de référence comparativement à un indice des technologies concurrentes ¹.



8.4. Estimation des parts de marché des moyens de production décentralisée

8.4.1. Deux démarches pour deux scénarios de consommation

En toute rigueur, puisque le temps de retour des technologies décentralisées devient très vite inférieur à un temps de retour de référence, variable selon les secteurs, la probabilité d'adoption devrait être rapidement égale à 1 et l'une ou l'autre de ces technologies devrait prendre la totalité du marché. En fait, la situation, certes transitoire, qui est celle de cette année 2000, incite à la prudence. Le simple franchissement du seuil du temps de retour de référence n'est pas une condition suffisante. Il faut tenir compte d'autres facteurs, tels qu'un « degré de confiance » fondé sur le temps pendant lequel le temps de retour de la technologie est resté durablement inférieur au temps de retour de référence (la durée de performance évoquée ci-dessus) et sur la variation de l'écart entre ces deux temps de retour. Il faut aussi tenir compte de l'évolution

(1) Fonction de répartition : $1 - f(\text{TDR relatif des techno-concurrentes}) = \text{probabilité d'adoption de la technologie de référence}$.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

du cadre institutionnel. Comme on l'a signalé au chapitre 2 on suppose qu'à moyen terme (2010) il n'existe plus de barrière de caractère institutionnel à l'implantation de moyens de production décentralisée.

La démarche d'estimation du potentiel et de la part de marché des technologies décentralisées possède un socle commun aux deux scénarios de consommation : les technologies décentralisées ne contribuent qu'à la croissance du parc de production. Malgré la forte compétitivité de ces technologies, le planificateur ne prévoit pas le renouvellement anticipé des unités de production centralisée par des unités de production décentralisées. La montée en régime des moyens de production décentralisée est progressive, jusqu'à 2010 ; malgré la compétitivité avérée de certaines technologies, la pénétration est relativement lente. Le schéma est celui préconisé par l'étude CEREN-ERDYN sur le potentiel de cogénération en France. Au-delà de 2010, les deux scénarios divergent quant à la probabilité d'adoption des moyens de production décentralisés :

- Dans les **scénarios H « haute demande d'électricité »**, fondés sur une logique libérale et industrielle, caractérisés par une consommation d'énergie en croissance rapide, on considère que le renouvellement des capacités existantes se fait à l'identique. Les technologies décentralisées peuvent assurer alors la satisfaction de la croissance de la demande. Les différentes technologies décentralisées sont en compétition, les probabilités d'adoption se répartissent en fonction des temps de retour respectifs ou plus exactement du rapport de ces temps de retour au temps de retour de référence du secteur de consommation.
- Dans les **scénarios B « basse demande d'électricité »**, qui traduisent une vive reprise de la politique de maîtrise de l'énergie, la part de marché de l'ensemble des technologies décentralisées résulte d'une programmation à long terme. Ces technologies font plus que d'assurer la croissance des besoins de production car cette croissance est faible et la part laissée à la production décentralisée serait très faible (ce qui serait paradoxal compte tenu du caractère de ce scénario, fondé sur la protection de l'environnement et la valorisation des ressources locales). Les moyens de production en fin de vie peuvent alors être renouvelés par des moyens décentralisés, en particulier des équipements qui valorisent les ressources locales.

Il est évident que ces potentiels programmables font appel à différents attributs que peut posséder un planificateur omniscient (association : pouvoir public, GRT et CRE). En effet, laisser une place à la production non centralisée découle d'une décision politique (cf. article 6 de la nouvelle loi électricité). Le schéma

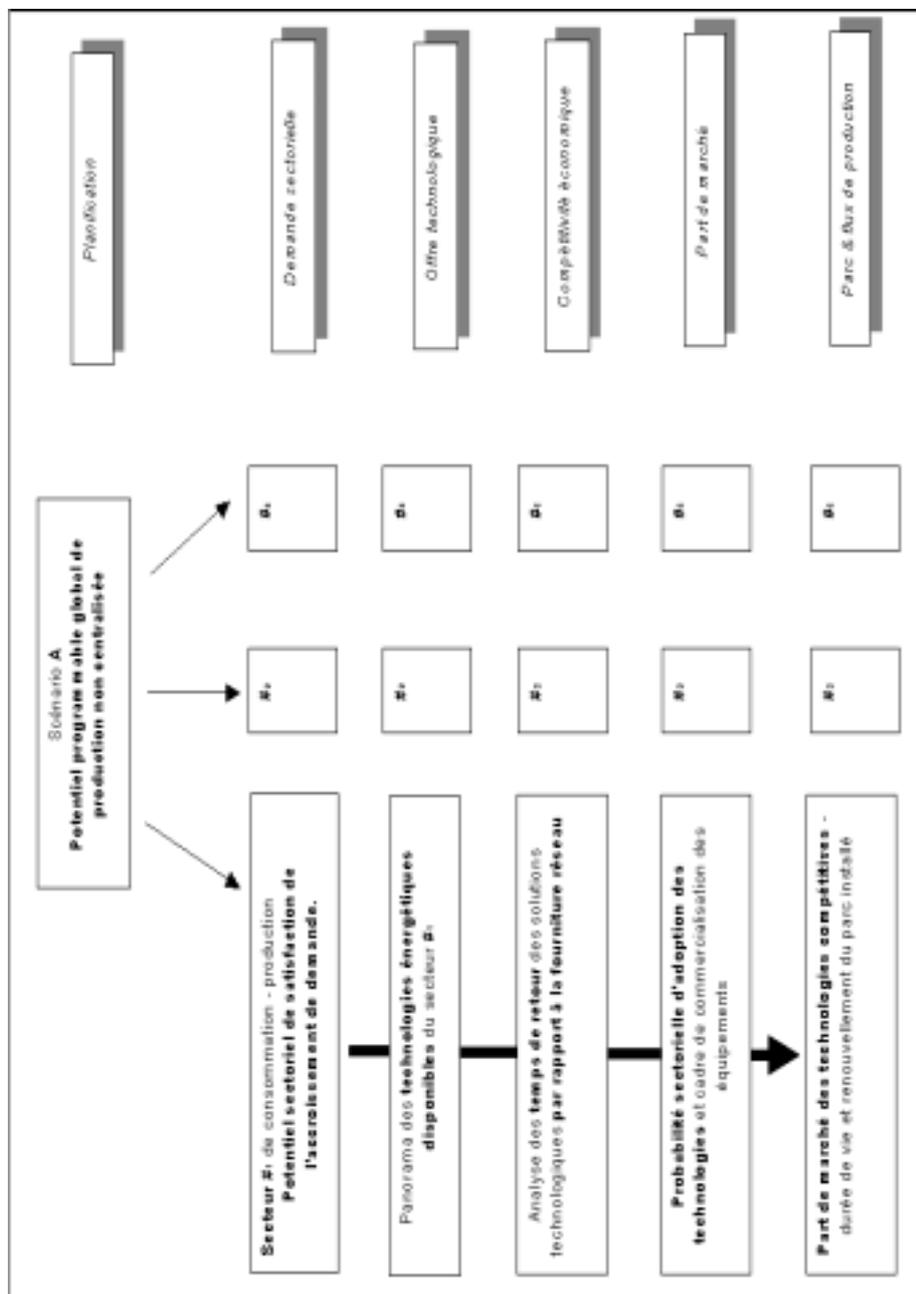
présenté plus loin se fonde sur le calcul du potentiel de production non centralisée mais indique aussi quels sont les points d'entrée dans la programmation de la puissance installée pour une meilleure intégration de la production non centralisée.

Ainsi à la première étape, « planification », le programmeur omniscient peut mettre en place, par le biais de la prévision des puissances à installer, les éléments d'une prise en compte de la production non centralisée. C'est le cas d'appel d'offres de la CRE pour répondre à des congestions ou à des défaillances du réseau (production locale contre renforcement ou nouvelle ligne THT).

Ensuite, la connaissance de la demande et sa réponse en terme de programmation des puissances à installer (PPI), est un élément d'ouverture à la production non centralisée. Les pouvoirs publics dans un souci d'optimisation de la gestion du parc¹ peuvent mener de front une politique de maîtrise sectorielle de la demande électrique et une programmation prévisionnelle de moyens non centralisés.

(1) *Optimisation à un pas confondu avec l'équilibrage instantané de l'offre de la demande d'électricité.*

- La prospective technologique des filières non nucléaires -



- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Au niveau de l'offre technologique, les politiques publiques de recherche et développement peuvent accélérer de façon significative la maturation technico-économique de filières technologiques de production non centralisée.

S'agissant de la compétitivité économique des solutions non centralisées, le cadre fiscal, les conditions techniques de raccordement au réseau ou l'accès aux financements sont autant de leviers pour amplifier la performance de ces équipements vis-à-vis de la fourniture par le réseau.

Enfin, la détermination des parts de marché potentielles ne peut s'établir sans prise en compte des outils programmatiques habituels dans le cadre d'une politique énergétique nationale. En effet, la volonté des pouvoirs publics de voir émerger une filière spécifique (Eole 2005, Hélios 2006, Plan Bois, décret 97.01 sur la cogénération, instauration de certificats verts, etc.) modifie nécessairement la distribution et la pénétration de chacune de ces filières.

8.4.2. *Résultat : parts de marché potentielles des moyens de production non centralisée à l'horizon 2020-2050.*

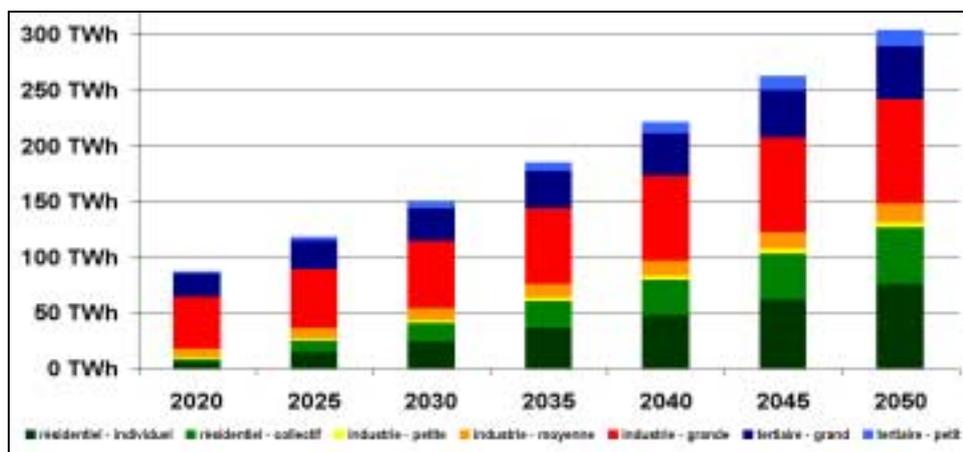
Pour les deux scénarios, la définition des parts de marché est basée sur la connaissance du potentiel global de production non centralisée, puis sur la répartition par filières et par secteurs de ces potentiels dynamiques et enfin par l'agrégation des stocks et flux d'équipements.

Potentiel programmable pour les scénarios H « haute demande d'électricité »

Pour ces scénarios, la seule croissance de la demande avec reconduction du parc de 2010 à l'identique permet d'atteindre un objectif tangible de production non centralisée.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Potentiel programmable de production non centralisée d'électricité des scénarios H



Il est intéressant de constater que pour ces scénarios, à cause du doublement de la consommation totale entre la période actuelle et 2050, le potentiel est considérable. Cette hausse est principalement le fait des secteurs résidentiel et industriel.

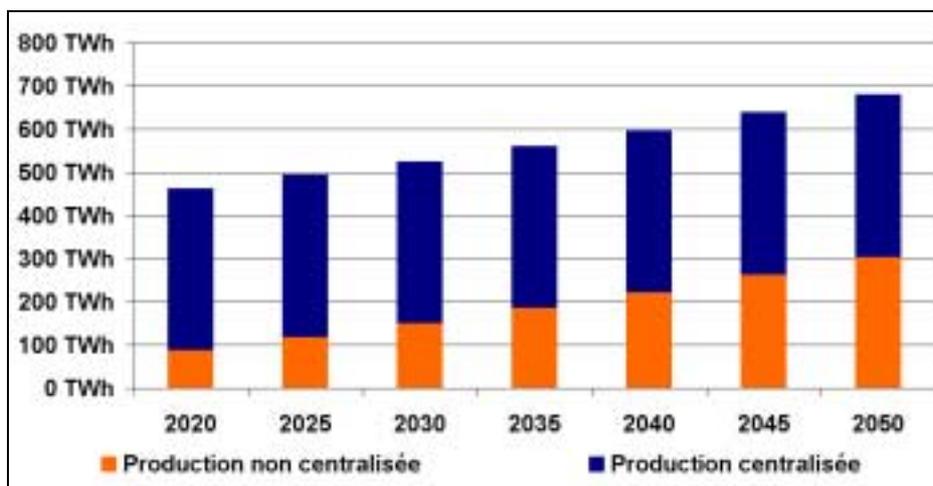
Pour le résidentiel, c'est la croissance de la demande des applications spécifiques (hors chauffage) qui entraîne cette forte augmentation. La facture énergétique globale d'un ménage peut croître dans ce cas de façon significative pour représenter plus de 10 % de son revenu disponible. L'intérêt d'une solution économique pour répondre à ces besoins énergétiques (chaleur, froid et électricité spécifique) devient alors impérieux (parallèle intéressant avec le développement actuel du service téléphonique et de la télécommunication en France).

En ce qui concerne l'industrie et le grand tertiaire, la progression de la demande électrique est liée à un développement accentué des services énergétiques. Dans ce cas, la solution énergétique globale que pourraient proposer des opérateurs privés (de type ESCO), couvrirait les différents aspects du service (kWh, calorie et frigorie). Ce type de solution repose sur une disponibilité locale du moyen de production afin d'optimiser la relation entre la demande et la charge de l'équipement. Il n'y a donc pas d'incohérence systémique entre une demande électrique élevée et une production non centralisée.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

En terme de constitution du parc national de production électrique, la production décentralisée capterait 22 % du marché en 2020, sa contribution augmenterait jusqu'à 45 % en 2050 comme le montre le graphique ci-après.

Contribution centralisée/non-centralisée à la production électrique totale dans les scénarios « haute demande d'électricité »



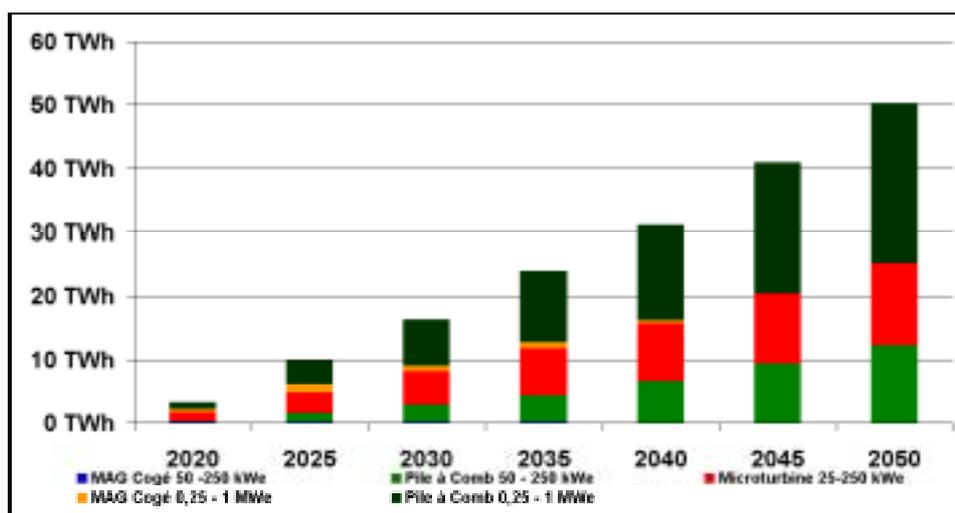
Concernant la contribution de chacune des filières technologiques, les résultats par secteur et par technologie sont disponibles en annexe. A titre d'illustration sont présentés ci-après les résultats des parts de marché pour le secteur du résidentiel collectif.

Il y a deux niveaux de puissance : en dessous de 250 kW et au-dessus de cette valeur. Pour le premier niveau trois technologies sont en compétition : moteur à gaz, micro-turbine et pile à combustible.

Dans ce scénario, seule la micro-turbine et la pile à combustible subsistent après 2020 et se partagent le marché. Au-dessus de 250 kW, le moteur à gaz résiste jusqu'à 2035-2040 mais il est supplanté par la pile à combustible de puissance.

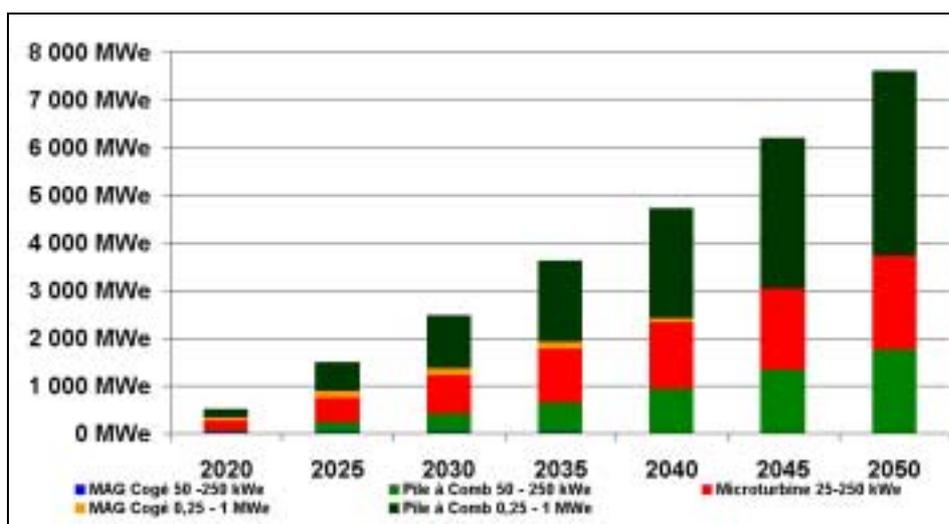
- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Résidentiel collectif – Production électrique totale non-centralisée en TWh
Scénarios « haute demande d'électricité (H) »



En tenant compte des durées de fonctionnement spécifique à chaque filière et des durées de vie de chacun des équipements, le parc des puissances installées pour le « résidentiel collectif » se dessine de la façon suivante.

**Résidentiel collectif – Parc total installé en production
non-centralisée en MWe
Scénarios « haute demande d'électricité (H) »**



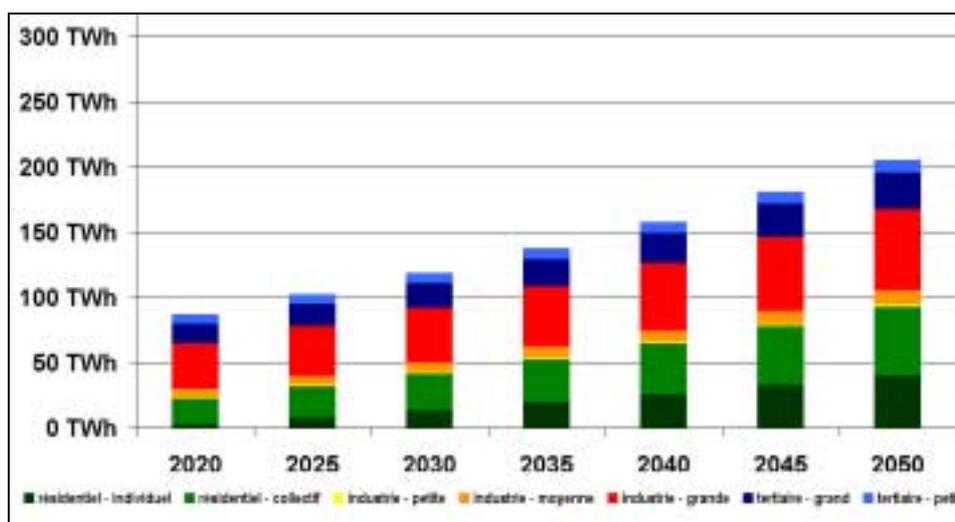
Pour ce seul secteur, il apparaît que l'enjeu d'une programmation des potentiels de production non centralisée est déterminant dans la conception du parc national de production (de l'ordre de 5 à 6 tranches actuelles de production centralisée pour le résidentiel collectif). Les détails de chacun des autres secteurs sont présentés en annexe.

- **Potentiel programmable pour les scénarios « basse demande d'électricité »**

Pour ces scénarios, la croissance de la demande avec reconduction du parc de 2010 à l'identique est accompagnée par un effort important de la part des pouvoirs publics dans le domaine de la promotion et de l'intégration des moyens locaux de production. Cette préoccupation est la déclinaison d'options politiques, techniques et économiques favorables à l'environnement (exemple des programmes type Eole, Cogénération 97.01 ou certificats verts pour la cogénération).

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Potentiel programmable de production non centralisée d'électricité Scénarios « basse demande d'électricité »



Dans ce scénario, la croissance modérée des consommations est liée à une préoccupation sociale d'internaliser au mieux les dommages collatéraux de la production électrique. Cependant les outils programmatiques de substitution des sources de production peuvent pallier la faiblesse de la croissance.

L'obligation sociale de valorisation de ressources fatales ou renouvelables se traduit alors par un niveau plus important d'exigence dans les certificats verts. A l'heure actuelle, les expériences européennes dans ce domaine se sont concrétisées par un kWh moyen avec un contenu de 20 % de ces ressources locales. Par ailleurs, un renchérissement du cours du gaz naturel par une application d'une écotaxe aurait pour conséquence de mieux valoriser économiquement la coproduction de chaleur ou de froid dans un système de cogénération (l'hypothèse « tension » des prix du gaz évoquée plus haut en est la parfaite illustration).

Concernant le secteur résidentiel, on constate, dans cette hypothèse, que la consommation électrique des ménages croît fortement comparativement aux autres secteurs. L'analyse détaillée de cette consommation montre une légère croissance du chauffage électrique (+ 10 TWh entre 1997 et 2050), une croissance importante de l'électricité spécifique (+ 20 TWh) et un doublement

des applications non spécifiques (ECS et cuisson). Mis à part le réfrigérateur, ces équipements fonctionnent en semi-base ou en pointe. La croissance globale des consommations électriques provenant principalement du secteur résidentiel, la programmation des moyens de production concernerait surtout des capacités en semi-base ou en pointe où la production non centralisée trouve tout son intérêt.

D'autre part, le pas de progression de la capacité de production nécessaire étant plus faible, le dimensionnement optimal du parc s'accorderait avec des unités moyennes et de petites puissances. Dans un tel cadre, une programmation intégrée des installations non-centralisées serait menée avec profit par le GRT¹ et le GRD² indépendant.

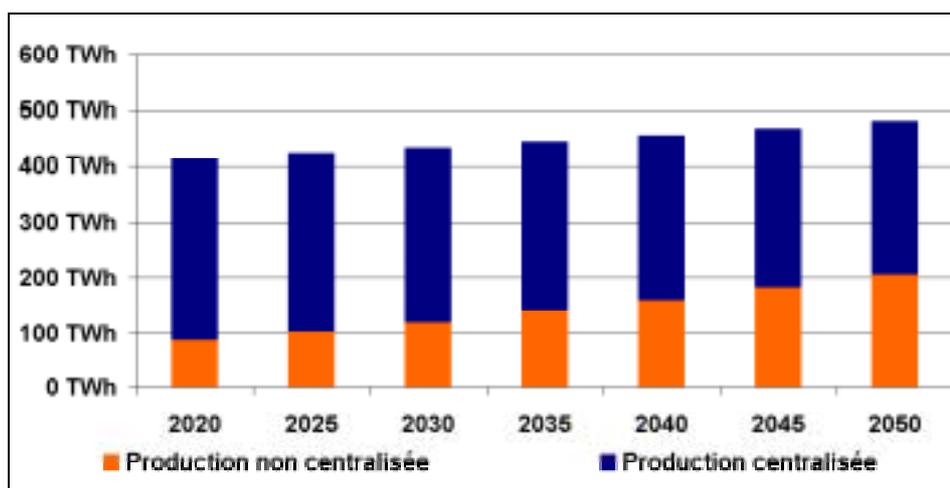
La lecture du graphique ci-après met en lumière le fait qu'un effort continu et stable des pouvoirs publics dans une conjoncture atone pour la demande ne pénalise en rien la mobilisation possible d'un potentiel de production non centralisée. Plus encore dans ce scénario, c'est la capacité des agents à anticiper les évolutions de la société qui déterminera le passage d'un parc de production électrique en équilibre instantané à un parc optimisé économiquement et techniquement à répondre à des besoins territoriaux.

(1) GRT : gestionnaire du réseau de transport.

(2) GRD : gestionnaire du réseau de distribution.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Contribution centralisée/non-centralisée à la production électrique totale Scénarios « basse demande d'électricité (B) »



Les détails par secteur et par technologie de ce scénario sont présentés en annexe.

9. Les réseaux de transport et de distribution d'électricité dans les scénarios 2000-2050

9.1. Les questions posées par le long terme

Les scénarios retenus par la mission proposent une croissance de la demande d'électricité suivant deux trajectoires, l'une haute et l'autre basse aboutissant respectivement à une demande totale au niveau de la production de 795 TWh par an et de 592 TWh par an, à comparer à 471 TWh en 1995. La trajectoire haute est presque un doublement et la trajectoire basse une augmentation de 50 %.

Pour répondre à cette demande d'électricité et pour 45 ans de durée de vie moyenne du parc nucléaire, 6 scénarios de production sont considérés¹, 3 pour

(1) Un septième scénario B4-30 décrit une situation analogue à B4, mais pour une durée de vie des centrales nucléaires strictement limitée à 30 ans.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

chacune des hypothèses de demande. Ces scénarios sont présentés dans le tableau suivant :

TWh	1995	2020	2020	2050	2050	2050	2050	2050	2050
		S2	S3	H1	H2	H3	B2	B3	B4
Hydraulique	76	73	72	74	74	74	74	74	74
Nucléaire	359	377	337	-	348	556	246	344	-
Charbon	22	4	1	-	-	-	-	-	-
Fuel et TAC	2	10	6	10	10	10	5	5	5
Gaz HF	2	-	-	-	-	-	-	-	-
CCG	-	28	-	579	229	25	122	29	296
Autoproduction Cogénération	11	40	52	100	100	100	100	100	155
Eolien	-	7	17	10	15	10	25	20	30
Divers	-	12	10	20	20	20	20	20	30
Total offre	471	551	494	793	795	795	592	592	590
Dont offre centralisée	460	511	442	693	695	695	492	492	445

L'examen de ce tableau conduit à s'interroger sur les conséquences des modifications lourdes de structure du parc de production sur le coût de renforcement des réseaux dans les différents scénarios.

La première question concerne la substitution de centrales nucléaires par des centrales à gaz naturel à cycle combiné au moment de leur renouvellement.

Les promoteurs des centrales à gaz mettent en avant leur souplesse d'implantation : rendement thermodynamique élevé limitant les besoins de refroidissement, bonne acceptation sociale, discrétion des gazoducs. Cette souplesse permettra-t-elle d'optimiser à la fois le réseau et les moyens de production conduisant à des économies sur le réseau de grand transport ?

La deuxième question concerne les économies sur le réseau de répartition et sur la distribution liées à l'auto-production d'électricité et à la cogénération.

Notons que les scénarios sont peu contrastés de ce point de vue : Les six scénarios retiennent 100 TWh produits dans le secteur productif, donc à priori connectés au réseau en moyenne ou haute tension. Seul le scénario B4 propose 55 TWh supplémentaires produits dans le secteur résidentiel pouvant être connectés au réseau public de distribution.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Quoique le bon sens semble plaider pour des réponses allant pour l'un et l'autre cas dans le sens de l'économie, quantifier la réponse n'est pas évidente. Nos interlocuteurs à EDF n'ont pas de réponse générale et pensent que des études détaillées d'implantation des nouveaux moyens de production accompagnant des hypothèses sur la localisation de la demande supplémentaire seraient nécessaires pour se prononcer. Les autres gestionnaires de réseaux électriques semblent se poser les mêmes questions. Le comité technique du CIGREE (une association internationale de gestionnaires de réseaux) a inscrit cet objectif d'études à son programme.

Peut-on quand même calculer les ordres de grandeur des investissements en cause et évaluer les différences entre les scénarios ?

9.2. Le réseau de transport et de distribution d'EDF

Les informations présentées ci-dessous proviennent en majorité du Rapport d'étape du 17 août 1999 du Groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité présidé par Paul Champsaur directeur général de l'INSEE.

9.2.1. La nouvelle organisation du transport et de la distribution de l'électricité

Les réseaux électriques nationaux entrent dans le champ de la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, dont le principal objectif est de transposer la directive européenne sur l'ouverture du marché européen de l'électricité et notamment les dispositions d'accès des tiers aux réseaux.

La gestion du réseau reste confiée à EDF, mais sera rattachée à une entité particulière, dite GRT dont la direction et la gestion seront séparées des activités de production. Le GRT devra assurer sur une base non discriminatoire l'accès de grands consommateurs dits éligibles au réseau avec le choix de leurs fournisseurs. Les fonctions d'entretien et de développement sont placées sous la responsabilité des autorités concédantes qui restent l'Etat pour le réseau de transport et les collectivités locales pour les réseaux de distribution. Une Commission de régulation de l'électricité (CRE), autorité administrative indépendante, veillera au libre accès au réseau, arbitrera les litiges et aura un pouvoir de proposition en ce qui concerne les tarifs.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

En ce qui concerne l'exploitation du réseau public de transport, le GRT doit assurer en temps réel l'équilibre de l'offre et de la demande, sur la base de prévisions établies la veille, dans les meilleures conditions d'efficacité et de sécurité. Cela implique plusieurs activités :

- le traitement des congestions apparaissant sur le réseau, par une redistribution éventuelle des moyens de production en dehors de l'optimum économique ;
- le traitement des pertes en appelant plus d'électricité que demandé par les utilisateurs finaux (pour compenser les dites pertes) ;
- la gestion des services systèmes, de la qualité et de la sûreté : fréquence, tension, etc.
- la gestion des interconnexions internationales.

En ce qui concerne les réseaux publics de distribution, le GRT collabore avec les gestionnaires de ces réseaux pour le maintien des équilibres et l'appel des moyens de production locaux.

Enfin les tarifs d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution doivent assurer une juste rémunération des services rendus, en tenant compte des besoins de renforcement et de développement des réseaux.

9.2.2. *Description technique du réseau*

Le réseau de transport français est un réseau maillé couvrant tout le territoire national métropolitain. Il a été conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés (principalement 400 kV et 225 kV en très haute tension THT, haute tension HT ou HTB, moyenne tension MT ou HTA et basse tension BT), et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive.

Le réseau national compte trois hiérarchies de réseaux

Le réseau de grand transport et d'interconnexion à 400 kV (parfois 225 kV) achemine de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte. Il permet l'optimisation des échanges d'énergie sur le réseau national (foisonnement et optimisation économique de la production), la

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

sécurité du réseau en cas de défaillance ou d'incident grâce à une configuration maillée et bouclée, et l'interconnexion avec les réseaux étrangers.

Les réseaux régionaux de répartition à 225 kV, 90 kV et 63 kV (parfois à 400 kV) répartissent l'énergie au niveau des régions, alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels. Ces réseaux peuvent être débouclés (en 225 kV, raccordé en étoile à des postes de transformation 400 kV/225 kV) ou bouclés lorsqu'ils permettent d'augmenter la puissance de court-circuit. Le réseau en haute tension HTB correspond aux tensions de 63 et 90 kV.

Les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V (parfois en plus haute tension chez les distributeurs non nationalisés) desservent les consommateurs finaux en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (BT qui dessert les clientèles domestiques, tertiaires, petite industrie). Ce sont des réseaux denses, étendus et débouclés dont l'extension dépend fortement de la consommation.

Le réseau public de transport (RPT) est constitué du réseau de grand transport et d'interconnexion ainsi que des réseaux régionaux de répartition. La séparation entre transport et distribution ne se fait pas strictement par niveau de tension mais tient compte de la fonctionnalité du réseau. Le réseau en moyenne tension HTA, qui correspond aux tensions inférieures à 50 kV et supérieures à 1 kV, est ainsi partagé entre le RPT et les réseaux de distribution. Le RPT coïncide avec le réseau d'alimentation générale en énergie électrique (RAG) qui a fait l'objet d'une concession à EDF par l'Etat en 1958.

Ces différents réseaux sont reliés par des postes de transformation et jouent un rôle important car la production et la consommation s'effectuent à des niveaux différents de tension, comme le montre le tableau suivant :

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Production	Réseau	Consommation
80 %	Réseau de transport 400 kV Longueur : 21 000 km Pertes : 1,25 %	17 % 4 clients
16 %	Réseau de répartition régionale 225 kV Longueur : 26 000 Km Pertes : 0,6 %	15 % 600 clients
4 %	Réseau de répartition régionale 90 et 63 kV (HTB) Longueur : 50 000 Km Pertes : 0,8 %	7 % 100 000 à 300 000 clients
	Réseau de distribution 20 kV (HTA) et 400 V (BT) Longueur : HTA : 591 000 km, BT : 536 000km Pertes : HTA : 1 %, BT : 3,5 %	61 % 29 millions de clients

9.2.3. Coûts associés au réseau

Historique des investissements réseaux d'EDF

EDF nous a communiqué à titre confidentiel la chronique de ses investissements pour les réseaux de 1970 à 1997. Nous en résumons ci-dessous certaines données synthétiques qui se trouvent également dans le rapport Champsaur :

Réseau de grand transport 400 kV et 225 kV

400 kV Longueur en 1973 : 5 101 km, en 1997 : 20 866 km.
225 kV Longueur en 1973 : 22 427 km, en 1997 : 26 206 km.
Investissement cumulé de 1973 à 1997 en Frs 99 : 48 495 MF

Réseau de répartition régionale 90 kV et 63 kV

90 kV Longueur en 1971 : 9 915 km, en 1997 : 17 319 km.
63 kV Longueur en 1971 : 28 011 km, en 1997 : 39 289 km.
Investissement cumulé de 1971 à 1997 en Frs 99 : 82 206 MF

Réseau de distribution entre 20 kV et 400 V

Entre 1 et 20 kV Longueur en 1971 : 380 920 km, en 1997 : 597 700 km.
BT Longueur en 1997 : environ 536 000 km.
Investissement cumulé de 1971 à 1996 en Frs 99 : 341 683 MF

Le total des investissements cumulés pour les trois réseaux entre 1973 et 1996 est proche de 440 milliards de francs.

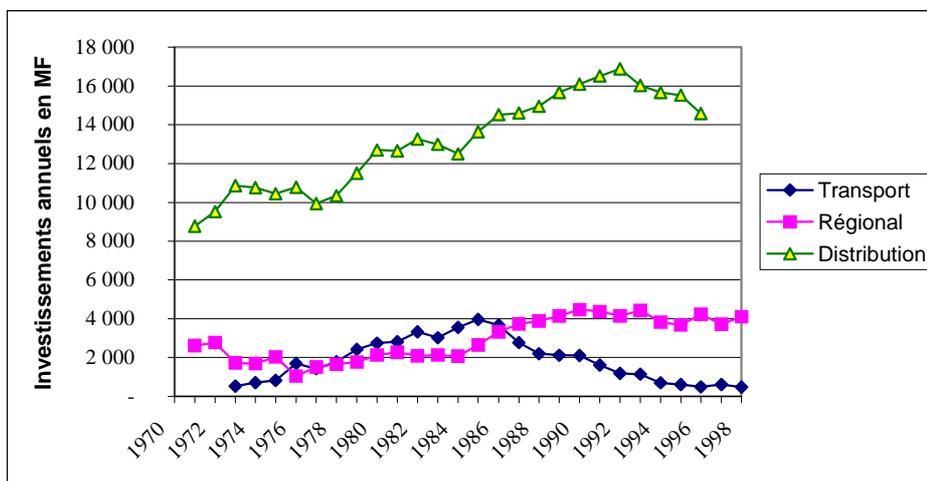
- La prospective technologique des filières non nucléaires -

La somme annuelle des investissements des trois réseaux varie de 13 à 22 GF99 de la manière suivante : autour de 13 GF de 1973 à 1978, elle augmente jusqu'à 22 GF en 1990 pour descendre à 19 GF en 1995 et rester proche de cette valeur depuis.

En ce qui concerne l'investissement de chacun des réseaux, leur variation est plus subtile.

Les investissements pour le grand transport, qui constituent seulement 12 % de l'ensemble, se sont accrus jusqu'à 1985 pour redescendre ensuite à un niveau qui est le sixième de la valeur crête. Ces investissements ont permis la mise en place d'un réseau maillé reliant les sites nucléaires et les principaux centres de consommation. En outre, les réalisations permettant d'améliorer la sécurité ou la qualité de la fourniture, ou bien de développer les exportations, ont été freinées par une opposition locale.

Les investissements annuels dans les réseaux de répartition régionale et de distribution ont montré des évolutions similaires avec en gros un doublement entre 1970 et 1990, suivi par un tassement pour la distribution et un plafonnement pour la répartition régionale.



L'interprétation de ce graphe et surtout sa projection vers l'avenir sont difficiles car le contenu de ces données est très composite : modernisation du réseau, jouvence des installations, développement de nouvelles liaisons et renforcement des conducteurs et sous-stations de liaisons existantes.

9.3. Production régionale et décentralisée

Comme il a été signalé plus haut, les promoteurs des centrales à gaz mettent en avant leur souplesse d'implantation : rendement thermodynamique élevé limitant les besoins de refroidissement, bonne acceptation sociale, discrétion des gazoducs. Ils affirment que ces qualités permettront d'optimiser à la fois le réseau et les moyens de production, conduisant à des économies sur le réseau de grand transport.

Il est clair que la difficulté de trouver des sites convenant à l'accueil des centrales nucléaires a conduit EDF à une toute autre stratégie.

Dans l'approche historique d'EDF, un réseau de grand transport maillé (bouclé dans le vocabulaire EDF) relie les centrales de production et les régions consommatrices. Les pertes de ce réseau sont relativement peu élevées : 5 TWh dans les lignes 400 kV, (1,25 % de l'énergie livrée aux utilisateurs) et 2,27 TWh dans les lignes 225 kV (0,57 % de l'énergie livrée aux utilisateurs).

La modestie de ces pertes permet une grande liberté dans l'exploitation du réseau, le réseau n'apportant pas de contraintes économiques (ou très peu) sur l'appel des centrales de production. La localisation des centrales est donc à peu près indifférente. Le réseau apporte encore des contraintes techniques soit de congestion, soit de qualité insuffisante. Il présente aussi localement des vulnérabilités. Le schéma directeur du réseau de grand transport 2000-2015¹ prévoit la construction de 1 000 km de lignes pour résoudre ces problèmes. Ce schéma a été optimisé économiquement en affectant un coût aux défaillances.

Un débat récent a concerné le maillage de la ligne unique desservant la région de Nice (liaison BBC). Un bureau d'études indépendant a proposé de remplacer cette nouvelle ligne par une centrale au gaz naturel alimenté par le terminal méthanier de Fos sur mer. Un des arguments d'EDF pour écarter cette solution est le manque de fiabilité de la fourniture de gaz naturel dans cette région. Mais n'est-ce pas aussi la répugnance à mettre en cause l'indépendance de la production et du réseau ?

Notons également que l'investissement qui a été consacré au réseau de grand transport, ne représente pas plus de 12 % des investissements totaux dans le transport et la distribution d'électricité.

(1) Ce document ne nous a pas été communiqué ni par EDF ni par la DIGEC.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Regardons maintenant l'avenir avec la création d'un gestionnaire du réseau de transport (GRT) indépendant, l'accès des tiers au réseau et plus généralement l'ouverture du marché européen de l'électricité.

L'existence du réseau de grand transport avec des pertes et des coûts de transit réduits est un atout pour le développement d'une activité de commerce de l'électricité. Le réseau, en gommant la distance, élargit l'espace des débouchés des producteurs.

Il paraît improbable que le GRT devenu indépendant, envisage une optimisation couplée des moyens de production et de réseau qui n'a pas été entreprise au sein d'une EDF monolithique. Comment d'ailleurs l'envisager avec une pluralité de producteurs alimentant une pluralité de clients à travers un réseau unique. Plusieurs solutions ont été envisagées, relevant d'interventions, soit administrative (l'appel d'offres publique pour la construction de nouveaux équipements de production), soit tarifaire (la création d'un tarif d'injection d'électricité sur le réseau modulé en fonction des besoins régionaux). Ces solutions peuvent tout au plus corriger les déséquilibres résultant d'une gestion libérale, mais ne peuvent prétendre à une optimisation stricte.

Il a été remarqué que l'opposition locale du public ne permettrait pas l'extension du réseau de grand transport. Cet argument est sérieux mais cette opposition ne va pas jusqu'à la destruction des files de pylônes existantes. Or EDF envisage une forte augmentation de la puissance transportée en augmentant les performances des conducteurs et la création de lignes souterraines (câble à isolation gazeuse ou câble cryogénique) pour la pénétration dans les zones urbaines. Dans ces conditions, les corridors de 2015 permettraient encore d'assurer le service attendu en 2050.

Enfin la souplesse d'implantation des centrales à gaz naturel ne sera peut-être pas aussi grande qu'on l'espère pour plusieurs raisons :

Dans le cas d'utilisation en semi-base, les centrales à gaz seront fortement dépendantes des stockages de gaz naturel dont l'implantation est liée à la géologie.

L'acceptation sociale des centrales à gaz, des gazoducs et des stockages peut se dégrader devant la prolifération de ces installations. Le réemploi des sites des centrales nucléaires peut s'avérer impossible pour des motifs de sûreté nucléaire, tant que des centrales nucléaires seront encore en fonctionnement sur ces sites ou dans des phases précoces de démantèlement.

Les coûts relatifs de transport du gaz et de l'électricité sont difficiles à comparer compte tenu de la forte influence de la géographie et de la géologie. Les pouvoirs publics britanniques s'attendaient à ce que l'implantation de centrales à gaz naturel se fassent dans le sud de l'Angleterre près des centres de consommation. Or les compagnies d'électricité ont préféré, pour des raisons économiques les implanter en Ecosse ou au nord de l'Angleterre près des gazoducs sous-marins de la mer du Nord.

En résumé, on ne peut pas raisonnablement espérer des économies importantes sur les réseaux de grand transport résultant de l'utilisation de centrales à gaz. On peut toutefois escompter des bénéfices techniques en ce qui concerne la solution des congestions et le maintien de la qualité de la fourniture d'électricité. Leur souplesse de suivi de réseau peut être aussi un avantage pour assurer l'accueil sur le réseau de centrales de production non « dispatchables », soit parce qu'elles dépendent d'une énergie naturelle non stockable, soit parce que leur taille ne justifie pas les installations techniques de pilotage.

Dans le cadre de l'exercice de prospective, il n'y a donc pas d'argument décisif pour différencier les coûts du réseau de transport suivant la structure du parc de production centralisée.

9.4. Investissements dans le réseau suivant les scénarios

9.4.1. Calcul des flux

Les 6 scénarios considérés pour 2050 proposent 100 TWh produits dans le secteur industriel non-énergétique. Ces unités de production seront connectées aux réseaux HTB ou HTA. Suffit-il de les décompter de la demande et de les ignorer dans les investissements du réseau ? Cela est vrai pour la part importante de cette énergie qui sera auto-consommée, mais il est vraisemblable que de nombreuses installations de cogénération seront excédentaires en électricité, au moins à certaines périodes de l'année et reverseront de l'énergie sur le réseau. De même, le raccordement au réseau offre de nombreux avantages (secours, stabilité de fréquence) que les producteurs locaux ne devraient pas dédaigner.

Cette demande devrait toutefois avoir des conséquences négligeables en amont du réseau.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Il est proposé de ne pas compter cette énergie dans les transits des réseaux de transport et de répartition régionale mais d'admettre que le réseau de distribution en acheminera la moitié, soit 50 TWh .

Le scénario B4 propose en plus 55 TWh produit dans le secteur résidentiel, sous forme de cogénération en pied d'immeubles. Dans l'esprit d'autonomie de ces projets, on pourrait ne prévoir aucun investissement ni en transport ni en distribution pour ces installations. Cependant, reconnaissant que ces installations auront des besoins de secours au moins égaux à ceux des installations du secteur productif et compte tenu des initiatives étrangères de comptage bidirectionnel en basse tension, il est proposé de retenir la même règle : le réseau de distribution en acheminera la moitié soit 27,5 TWh.

Du point de vue des réseaux et compte tenu des remarques précédentes, les six scénarios se réduisent à 3 scénarios de réseaux, correspondant à trois trajectoires de développement des réseaux : la trajectoire haute passe par S2 en 2020 et est commune en 2050 aux trois scénarios H1, H2 et H3. La trajectoire médiane passe par S3 en 2020 pour être commune en 2050 à B2 et B3. La trajectoire basse passe par S3 pour aboutir en B4 en 2050.

Les réseaux sont dimensionnés par les puissances de transit. Faute d'avoir ces données on admettra qu'il y a une corrélation stable à long terme entre les transits d'énergie, la puissance et donc les investissements.

Trois estimations de transit calculées à partir des modèles d'ENERDATA retenus par la mission sont supposées dimensionner les trois niveaux de réseaux.

Le réseau de transport est supposé être dimensionné par la totalité de la production centralisée, c'est-à-dire l'offre totale d'électricité moins l'auto production et la cogénération.

Le réseau de répartition régionale est dimensionné par l'énergie injectée depuis le réseau de transport qui est égale à la précédente, moins le pompage, la consommation du secteur énergétique et l'exportation (d'ailleurs considérée comme nulle dans cet exercice au-delà de 2020).

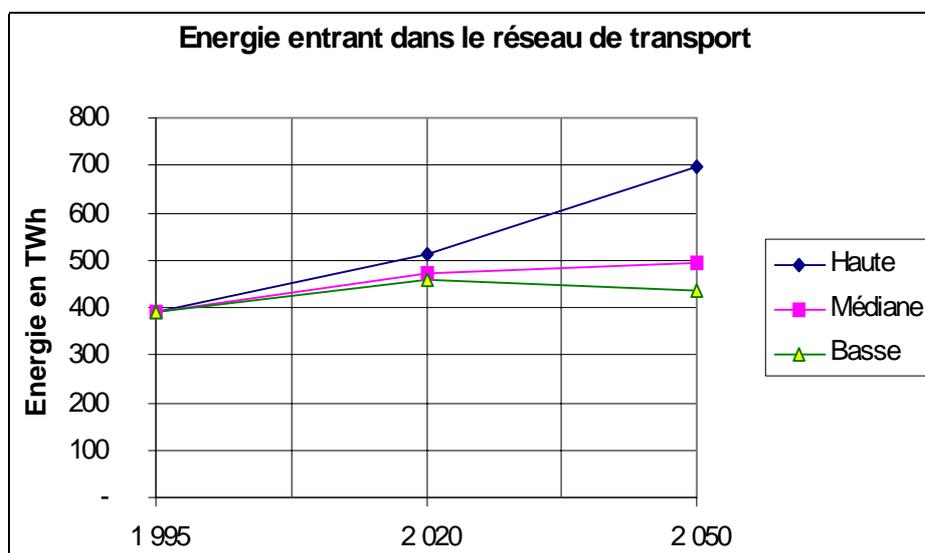
Enfin pour une raison de commodité, le réseau de distribution est supposé dimensionné par l'énergie livrée en HTA et BT aux utilisateurs finaux. Elle est égale à la consommation nette hors pertes, moins 50 % de l'énergie produite par l'auto-production.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

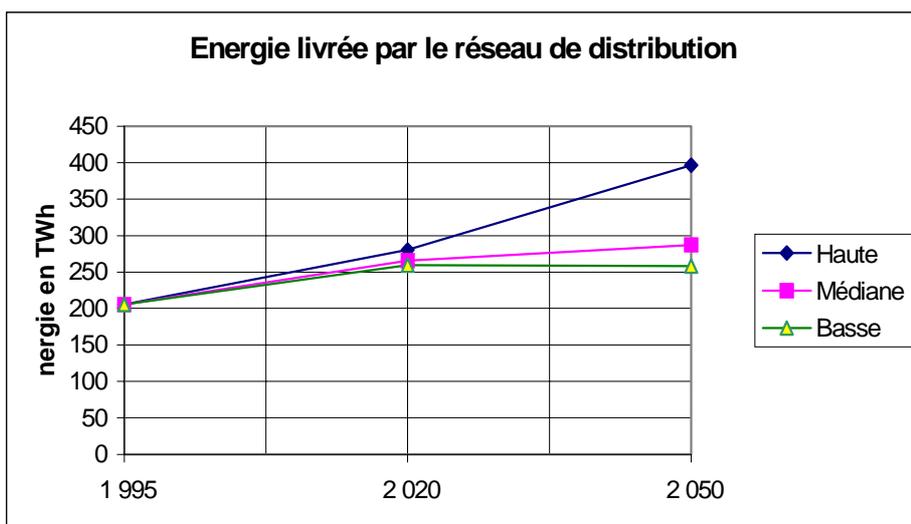
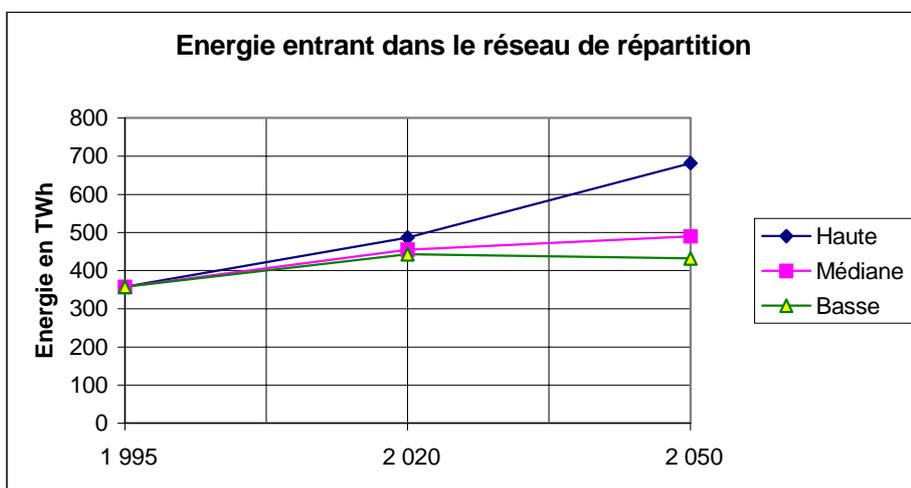
Le tableau et les graphiques figurant à la page suivante, présentent le calcul des transits annuels en 2020 et 2050. On utilise les données présentées précédemment pour évaluer les investissements correspondants à ces scénarios.

Calcul des flux dimensionnant les réseaux de transport et de distribution
Unité : TWh/an

Année	Trajectoire haute			Trajectoire médiane			Trajectoire basse		
	1995	2020	2050	1995	2020	2050	1995	2020	2050
Scénario		S2	H1,H2,H3		S3	B2,B3		S3	B4
Total offre	401	551	795	401	524	595	401	524	590
dont auto-cogen industriel	11	40	100	11	52	100	11	52	100
dont auto-cogen résidentiel								12	55
Pompage	4	8	8	4			4		
Consommation nationale	397	544	787	397	524	595	397	524	590
Energie	29	17	5	29	17	5	29	17	3
Consommation nationale hors énergie	368	527	782	368	507	590	368	507	587
pertes réseau	28	42	62	28	37	46	28	37	46
Consommation nette hors pertes et énergie	340	485	720	340	470	544	340	470	541
Energie transitant dans le réseau de transport	390	511	695	390	472	495	390	460	435
Energie entrant réseau de répartition régionale	357	487	682	357	455	490	357	443	432
Energie sortant du réseau de distribution HTA et BT	205	280	396	205	265	287	205	259	258



- La prospective technologique des filières non nucléaires -



9.4.2. *Renouvellement des réseaux*

Aucun des scénarios n'entraîne une réduction substantielle de l'énergie transitant sur les réseaux.

Il faudra donc au moins maintenir et renouveler le réseau.

La durée de vie des ouvrages de transport est élevée : EDF les amortit en comptabilité en 35 ou 40 ans, mais le comité Champsaur a estimé cette durée

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

trop courte vis-à-vis des réalités techniques. Il faut toutefois escompter une demande publique pour le remplacement des ouvrages les plus disgracieux et l'incidence des progrès de l'urbanisation.

Un compromis raisonnable est d'admettre que l'ensemble des installations sera remplacé entre 2000 et 2050.

A quel coût et à quel rythme ?

Suivant une communication orale d'un responsable d'EDF, le patrimoine du réseau serait de l'ordre de 500 GF dont 100 GF pour le transport à plus de 50 kV.

La chronique d'investissement d'EDF citée précédemment donne 440 GF99 investis entre 1973 et 1997 dont 140 GF pour le transport et la répartition régionale.

Une autre approche est de considérer le compte transport d'EDF de 1997 cité par le rapport Champsaur : l'amortissement du réseau transport et répartition régionale est de 4 434 MF et les frais financiers sont de 1 832 MF. Faute d'informations sur le mode de calcul, on peut supposer un amortissement linéaire sur 35 ans ce qui conduit à un patrimoine de 155 GF (hors distribution)

A partir de ces informations, on propose de retenir un coût de remplacement de 500 GF dont 150 GF pour les réseaux à plus de 50 kV.

9.4.3. Jouvence et développement du réseau de transport

Ce réseau a fait l'objet d'un développement très actif entre 1978 et 1990 avec des investissements annuels supérieurs à 2 GF99. Depuis 1994, les investissements annuels se situent autour de 600 MF, plusieurs projets de lignes étant bloqués par des oppositions locales. Ce réseau étant récent (16 000 km de lignes sur 21 000 km à 400 kV ont moins de 30 ans), le renouvellement devrait principalement se dérouler après 2020.

Le schéma directeur déjà cité prévoit 1000 km de lignes nouvelles d'ici 2015. Sur la base des coûts standards, cet investissement ne devrait pas dépasser 3 GF. On peut considérer qu'il couvre les besoins de transit supplémentaire des trois scénarios jusqu'à 2020.

L'estimation des coûts est faite de la manière suivante :

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

- La longueur de lignes à construire par période de 5 ans est égale à la longueur des lignes dont l'âge dépasse 50 ans augmentée, entre 2005 et 2015, des 1 000 km du schéma directeur. Ce coût croît jusqu'à 2020, il est lissé ensuite à une valeur moyenne jusqu'à 2050.
- Le coût moyen du km de réseau de transport a été pris égal au coût moyen de construction sur la période 1960 – 1990 : environ 2,5 MF /km.
- L'augmentation du flux transitant sur ce réseau est calculée ainsi : On admet que le coût du réseau varie avec le transit avec une élasticité de 0,8 (qui est la valeur constatée sur la période 1970-1995). On estime l'investissement de renforcement sur une période de 5 ans (2010-2015 par exemple) à partir de la formule suivante :

$$\text{Inv} = (\text{coût total du réseau}) \times [(\text{transit 2025/transit 1995})^{0,8} - (\text{transit 2010/transit 1995})^{0,8}]$$

9.4.4. *Jouissance et développement du réseau de répartition régionale*

L'étude rétrospective de ce réseau est plus délicate que celle du précédent. Il utilise trois niveaux de tension d'exploitation standardisée (225, 90 et 63 kV), plus, pendant la période 1950-2000, les niveaux 45 kV et 150 kV.

Son développement en 1950 était déjà substantiel. La longueur des lignes de niveaux 150 et 225 kV était de 13 000 km en 1950, atteignait 29 000 km en 1975 et est restée constante depuis. Le rythme de développement a donc été de 3 000 km par période de 5 ans de 1950 à 1975. Pendant cette dernière période, les investissements ont permis le remplacement du réseau antérieur à 1950 et notamment les lignes du niveau 150 kV, soit 13 000 km¹.

La longueur des lignes de niveaux 90, 63 et 45 kV étaient de 25 000 km en 1950 et s'est développée presque linéairement pour atteindre 56 000 km en 2000. Le rythme de développement a été de 3 000 km par période de 5 ans, auquel il faut ajouter le remplacement de 25 000 km de lignes construites avant 1950, on a considéré que faute d'information on répartira également entre 1950 et 2000. On a considéré que le remplacement de ces lignes se poursuivrait au même rythme entre 2000 et 2050 soit 5600 km par période de 5 ans. Par période de 5ans, cela exige d'investir 10 % de la valeur de remplacement soit 10 GF.

(1) Le remplacement se fait majoritairement après 1980.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Pour le renforcement, la méthode retenue est la même que celle présentée pour le réseau de transport. L'élasticité a été fixée à 0,7. Cette valeur prend en compte l'apprentissage industriel dans la conception et la construction des réseaux et retient l'idée que les coûts de renforcement sont inférieurs au coût moyen des réseaux.

9.4.5. Jouvence et développement du réseau de distribution publique

Ce réseau comprend le réseau HTA (niveau standard 20 KV mais héritier des 10, 15, 30 et 45 kV) et le réseau basse tension.

Le nombre de clients du réseau de distribution publique était de 12,15 millions en 1950 et atteint 30 millions en 2000.

La longueur du réseau HTA (toutes tensions confondues) croît de 325 600 km en 1960 à environ 600 000 km en 2000. On remarque que la longueur des lignes HTA reste comprise entre 20 et 22 km pour 1 000 clients.

La croissance du nombre de clients et du réseau HTA suit une courbe en S avec une montée plus rapide entre 1960 et 1990. Entre 1970 et 1975, le nombre de clients augmente de 2,6 millions alors que dans les périodes 1950-1955 ou 1995-2000, il augmente seulement de 1,3 million.

Par ailleurs on peut admettre que les équipements associés aux 12,15 millions d'abonnés antérieurs à 1950 ont été remplacés d'une manière régulière entre 1950 et 2000.

Pour le renforcement, la méthode retenue est la même que celle présentée pour le réseau de transport. L'élasticité a été également fixée à 0,7.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

9.4.6. Synthèse

La synthèse de ces calculs est présentée sur le tableau ci-dessous.

Investissements dans les réseaux de transport, de répartition régionale et de distribution publique

GF	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total 2000-2050
Investissements réseau grand transport											
Traject. haute	3,16	4,38	8,81	8,54	9,14	9,11	9,08	9,05	9,02	8,99	79,306
Traject. médiane	2,38	3,62	8,06	7,80	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	61,246
Traj. basse	2,38	3,62	8,06	7,80	5,57	5,57	5,57	5,57	5,56	5,56	55,286
Investissements réseau répartition régionale en GF											
Traject. haute	14,07	14,01	13,95	13,9	15,75	15,64	15,54	15,45	15,37	15,29	148,970
Traject. médiane	13,1	13,06	13,03	12,99	11,06	11,06	11,05	11,05	11,05	11,04	118,490
Traj. basse	12,73	12,7	12,67	12,65	9,66	9,66	9,66	9,66	9,66	9,66	108,710
Investissements réseau de distribution publique en GF											
Traject. haute	43,69	47,55	48,04	50,18	65,35	61,46	54,68	54,34	51,8	48,48	525,570
Traject. médiane	40,92	44,85	45,41	47,61	48,57	45,06	38,64	38,62	36,38	33,34	419,400
Traj. basse	39,8	43,75	44,34	46,56	44,33	40,84	34,43	34,43	32,21	29,18	389,870
Total des investissements dans les réseaux de transport, répartition régionale et distribution publique											
Traject. haute	60,92	65,94	70,80	72,62	90,24	86,21	79,30	78,84	76,19	72,76	753,846
Traject. médiane	56,40	61,53	66,50	68,40	66,19	62,68	56,25	56,23	53,99	50,94	599,136
Traj. basse	54,91	60,07	65,07	67,01	59,56	56,07	49,66	49,66	47,43	44,40	553,866

9.5. Remarques et conclusion

C'est avec une grande modestie que nous proposons cette vision des investissements futurs pour le réseau électrique.

La période de 1950 à 2000 a été marquée par un développement très vigoureux des réseaux dans le cadre d'un service public dynamique et d'une politique de l'Etat attachant une forte priorité à l'approvisionnement énergétique et à l'électrification. Ce modèle du passé est donc peu transposable aux prochaines cinquante années qui verront une ouverture du marché de l'électricité à la

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

concurrence européenne et des politiques publiques à diverses échelles tournées vers la sobriété énergétique.

Sur le plan technique, l'utilisation généralisée de techniques révolutionnaires, comme la supraconductivité, se heurte encore à des verrous technologiques et économiques dont nous ne pouvons pas prédire à quel horizon, ils seront dépassés. Par contre, la généralisation de l'électronique de puissance et le développement des télécommunications peuvent permettre une optimisation de l'utilisation des réseaux qui échapperaient à la dictature de la loi de Kirchoff et une gestion dynamique beaucoup plus fine des sources de production décentralisées.

L'approche qui a été proposée reflète la réalité technique suivante : une ligne du réseau est caractérisée par deux paramètres, son étendue géographique et sa capacité de transport. L'étendue géographique du réseau national changera peu dans l'avenir. La prise en compte d'un accroissement de consommation se fera essentiellement par le renforcement des lignes existantes.

Dans les lignes aériennes, les nouvelles technologies de câbles conducteurs devraient permettre dans certaines limites un renforcement à un coût marginal réduit. Cela n'est plus vrai au-delà et ne l'est pas pour les lignes souterraines.

Le coefficient d'élasticité que nous avons choisi, doit prendre en compte cette grande variété de situation ce qui rend son choix arbitraire.

En ce qui concerne les résultats obtenus, on constate que les trois trajectoires sont exigeantes pour les réseaux pendant les vingt cinq prochaines années. Après, le développement de la cogénération et de l'autoproduction va, dans les trajectoires basse et médiane, limiter la croissance des transits. Il y a même pour ces trajectoires, un danger de suréquipement en réseaux électriques, les besoins de transit en répartition régionale et en distribution décroissant entre 2020 et 2050.

10. Le transport, le stockage et la distribution du gaz naturel

10.1. Besoins supplémentaires en gaz naturel

Nous avons tenté de calculer les besoins supplémentaires en gaz naturel suivant les scénarios préparés par *ENERDATA* pour la mission. L'offre d'électricité est tirée de ces mêmes modèles.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Le calcul des besoins en gaz naturel, correspondant à cette offre, est effectué de la manière suivante :

- Cycle combiné au gaz naturel : rendement 60 %, donc besoins en TWh = offre électricité/0,6.
- Turbine à combustion : rendement 40 %, donc besoins en TWh = offre électricité/0,4.
- Cogénération : rendement 35 %, 50 % de la consommation attribuée à l'offre de chaleur, donc besoins en TWh = 0,5 * offre électricité/0,35.

Besoins en TWh de gaz naturel

Scénarios	Caractéristiques	2020	2035	2050
H1	Demande haute, offre libérale	108	866	1112
H2	Demande haute, offre industrielle	108	348	539
H3	Demande haute, offre cavalier seul	108	178	192
B2	Demande basse, offre industrielle	69	222	348
B3	Demande basse, offre cavalier seul	69	142	188
B4	Demande basse, offre environnementale	69	626	707

Analyse des résultats

Il faut rapprocher ces résultats des ventes de gaz de GdF en 1998 s'élevaient 501 TWh et se rappeler que la distribution du gaz exige un stockage d'un volume égal au quart de la consommation annuelle.

Les besoins supplémentaires en 2020 restent de l'ordre de 20 % des fournitures actuelles et augmentent de 7 % par an (dont une part pour la cogénération). Ils semblent faciles à satisfaire en termes d'investissements et de contraintes techniques.

En 2035, trois scénarios (H1, H2 et B4) conduisent à peu près au doublement des fournitures actuelles. En 2050 le scénario H1 conduit au triplement et trois autres scénarios sont autour du doublement.

A ce stade, il faut regarder de plus près l'échéancier des investissements nécessaires pour le transport du gaz et son stockage.

Dans les scénarios les plus demandeurs de gaz, il faut s'assurer de la disponibilité de sites géologiques aptes à devenir des stockages et peser le

risque d'une dégradation de l'acceptation sociale des gazoducs et des sites de stockage.

10.2. Investissements de stockage et de transport de gaz naturel

Les projets de développement de centrales électrogènes fonctionnant au gaz naturel exigent le renforcement du réseau de transport, de stockage et de distribution du gaz naturel.

Le point d'entrée des réseaux que nous allons considérer, est le débouché de la fourniture internationale. Il s'agit soit de l'entrée en France d'un gazoduc de transport international, soit de la sortie d'un terminal méthanier après re-gazéification du méthane liquéfié. A ces points d'entrée, le prix du gaz est supposé être le prix international et les investissements de production et de transport effectués à l'étranger pris en compte dans ce prix international.

Nous avons pris contact avec trois sociétés ayant l'expérience du transport, du stockage et du négoce du gaz naturel : Gaz de France, Elf-Aquitaine et Suez-Lyonnaise (à travers ses filiales belges). Toutes trois sont extrêmement soucieuses de la confidentialité des données permettant le calcul du prix de revient du transport du gaz naturel. Ces coûts sont en effet des justifications dans les négociations avec les producteurs de gaz dans les contrats type net-back, et aussi dans celles avec les autorités de régulation, pour déterminer les prix de transport dans le cas d'accès de tiers aux réseaux résultant de l'ouverture du marché européen.

Gaz de France ayant fourni en mai 1997 à la DIGEC ¹ une grille tarifaire pour les coûts du gaz rendu usine pour certaines installations typiques de production d'énergie, a accepté sur notre demande, de nous fournir la part d'investissements de renforcement du réseau pour ces mêmes installations. Nous avons alors fait la même demande aux deux autres sociétés, qui ont d'ailleurs répondu dans des termes un peu différents.

Nous avons tenté d'interpréter ces réponses pour en tirer des données vraisemblables à introduire dans les scénarios de production électrique. Pour respecter la confidentialité demandée par les sociétés, nous n'aborderons ici que les problèmes de méthodologie et présenterons des résultats de synthèse.

(1) Page 16 des « Coûts de référence de la production électrique ».

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

10.3. Constitution et fonctionnement d'un réseau de gaz naturel

Un réseau de gaz naturel présente des caractéristiques différentes d'un réseau électrique. La possibilité de stockage permet en effet de découpler l'approvisionnement, fait autant que possible à débit constant, et la distribution fortement modulée par les usages saisonniers. Le stockage souterrain assure un stockage intersaisonnier et une légère modulation de pression dans les gazoducs, jouant le rôle de réservoirs, lisse les variations journalières.

Les investissements pour la construction ou le renforcement d'un réseau de gaz concernent donc trois postes :

Le réseau de grand transport travaillant à débit constant

Les investissements complémentaires sont donc fonction des débits de gaz supplémentaires à transporter et relativement indépendants des durées d'appel des équipements.

Le stockage intersaisonnier

Les investissements sont fonction du volume du gaz à stocker qui est étroitement associé à la durée d'appel. Pour une durée d'appel de 4 000 heures centrées sur l'hiver, 54 % du gaz nécessaire devra être stocké durant le reste de l'année et restitué pendant cette durée d'appel. De plus le stockage jouant un rôle dans la sécurité de l'approvisionnement, une certaine part d'investissement de stockage est à prendre en compte, même pour les fournitures continues.

Le réseau de distribution publique

Ses artères, donc les investissements, sont dimensionnées par le débit maximum appelé. Les faibles durées d'appel sont donc fortement pénalisées.

10.4. Calcul des investissements dans les réseaux de gaz naturel

10.4.1. Nature des données brutes fournies par les sociétés.

Gaz de France nous a fourni les montants d'investissements normatifs (transport et stockage) pour plusieurs installations typiques : CCGN 700 MW, TAC 200 MW, Microturbine 0,5 MW, Cogénération de 0,5 à 40 MW. Ces coûts incluent le renforcement du réseau de grand transport et du stockage, le

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

développement du réseau de distribution et une majoration pour les débits de pointe pour les durées d'appel inférieures à 2 500 heures.

Elf Aquitaine a fait les évaluations correspondant aux mêmes équipements en donnant les investissements justifiés par chaque TWh appelé par l'équipement dans une année. Elf Aquitaine fait l'hypothèse que les grandes centrales au gaz seront proches du réseau de transport électrique et prévoit des charges correspondantes de raccordement au réseau gazier.

Elf Aquitaine mentionne le poids dans les investissements, du coût des artères de raccordement entre les stockages et les unités de production. *« Ce coût très faible pour les installations fonctionnant en base, croît en fonction inverse du nombre d'heures de fonctionnement et devient prépondérant pour les installations très mal modulées ».*

Suez Lyonnaise a fourni une estimation du coût du transport du gaz en fonction de la distance et du débit sur le grand transport et sur le transport régional. Sur ce dernier réseau, elle affirme que le coût du transport est inversement proportionnel au nombre d'heures d'utilisation. Enfin Suez Lyonnaise indique les coûts de majoration du gaz résultant du stockage en fonction de la durée d'appel de ce gaz.

10.4.2. *Interprétation des données*

Elle a consisté à comparer les données d'une part suivant leur origine, et d'autre part, suivant les moyens de production d'électricité. Nous les avons aussi rapprochées des tarifs de gaz indiqués dans les « Coûts de référence » de la DIGEC. Le but était d'obtenir une valeur consensuelle de **l'investissement par TWh supplémentaire livrable dans l'année en fonction de la durée d'appel**. Celle-ci dimensionne en effet le débit de gaz donc le diamètre des gazoducs et le volume de stockage nécessaire.

Pour être rigoureux, il faut garder à l'esprit que chaque jeu de données peut s'appuyer sur des hypothèses d'implantation géographique différentes et que chaque société n'a pas forcément la même expérience soit technique soit commerciale. Nous donnons ici un extrait de cette analyse.

On a remarqué que les évaluations sont très proches en ce qui concerne les CCGN de 700 MW (7 000 h) et atteignent entre 51 et 58 MF/TWh.

Ce montant d'investissement comprend essentiellement un transport sur une distance réduite par le réseau de grand transport et un stockage servant à la

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

modulation en courte période et à la sécurité de la fourniture. Le montant moyen de l'investissement pour les CCGN soit 55 MF/TWh (dont 30 MF pour le stockage) représente probablement l'investissement plancher qui peut être envisagé pour le transport et le stockage d'un TWh supplémentaire

Même convergence pour les cogénérations de 40 GW (7 000 h) où l'investissement se situe entre 62 et 75 MF/TWh. Ces équipements implantés sur des sites industriels exigent en plus des raccordements précédents un raccordement local. Ce coût comprend également 30 MF de stockage. Un montant moyen d'investissement de 75 MF/TWh pourrait être retenu pour ce type d'équipement de puissance supérieure à 5 GW.

Le rapprochement des cogénérations de 40 GW (7 000 h) et des cogénérations de 5 GW (4 000 h) met en évidence la contribution du coût du stockage. Ces coûts sont indiqués sous forme de surcoûts résultant du stockage pour chaque TWh associé à une durée d'appel. Comme à chaque durée d'appel correspond une proportion déterminée de gaz transitant dans le stockage, on peut en déduire le coût correspondant du stockage intersaisonnier du gaz par TWh. Le coût moyen déduit des valeurs indiqués par les sociétés est de 44 MF par TWh. Cette valeur peut s'exprimer comme 4,4 cF/kWh ou 48 cF/m³. Une valeur typique citée en 1996 dans un cours d'un responsable de GdF¹ était de 40 cF/m³. Outre l'inflation, les causes de l'augmentation peuvent être techniques, des sites moins favorables devant être mis en service dans l'avenir. En imputant 75 % de ce coût à l'amortissement, on estime le coût de l'investissement pour un stockage intersaisonnier d'un TWh à 327 MF.

Enfin avec la microturbine 0,5 MW (7 000 heures) et la cogénération 0,5 MW (4 000 heures), nous rencontrons des équipements insérés dans des zones résidentielles ou tertiaires. Ces équipements seront alimentés par le réseau de distribution publique qui devra être renforcé en conséquence. Le rapprochement de la cogénération 40 MWe et de la microturbine, toutes deux pour 7 000 heures, fait apparaître un surcoût d'investissement de 70 MF/TWh pour les zones résidentielles.

L'évaluation calculée à partir du tarif DIGEC présente la particularité suivante : elle est, en gros, de 30 MF plus élevée que les autres évaluations pour les unités avec une durée d'appel de 7 000 heures, mais rejoint les autres évaluations pour les cogénérations 4 000 heures (5 MW et 0,5 MW). En particulier elle confirme

(1) *Transport et stockage du gaz naturel Claude Detourne Directeur de la production et du transport de GdF. DESS Economie et politique de l'énergie Université de Paris X Nanterre.*

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

les surcoûts de desserte en zone industrielle : plus 20 MF/TWh pour les zones industrielles et plus 70 MF/TWh pour le réseau de distribution publique.

10.4.3. *Résultat de la synthèse des propositions*

Pour les besoins des scénarios, les équipements de production peuvent être répartis en plusieurs classes représentées d'une manière typique par les équipements qui avaient été suggérés aux trois sociétés.

On peut tenter de décrire le montant de l'investissement de transport et de stockage correspondant à l'alimentation d'un équipement de production en faisant la somme de deux termes :

**Investissement marginal pour la fourniture supplémentaire d'un TWh de gaz
par an sur un site et à des conditions d'appel spécifiées**

Un terme de sites

Sites spéciaux de production pour équipements de grande puissance: 25 MF/TWh
Sites industriels pour équipements de moyenne puissance (5 à 100 MW) : 45 MF/TWh
Sites résidentiels pour équipements de moins de 5 MW : 115 MF/TWh

Un terme de stockage et de renforcement de réseau

Durée d'appel de 7 000 à 8 000 heures (sécurité de la fourniture) : 30 MF/TWh
Durée d'appel de 4 000 heures centrée sur l'hiver : 150 MF/TWh
Durée d'appel de 2 500 heures centrée sur l'hiver : 225 MF/TWh
Durée d'appel de 1 000 heures centrée sur l'hiver : 310 MF/TWh
(ces deux derniers réservés aux TAC sur sites spéciaux)

Exemple : cogénération 5 MW, site industriel : 45 MF et appel 4 000 h, 150 MF, investissement total : 195 MF/TWh

La livraison du gaz est aussi assorti d'un coût d'exploitation qui représente 25 % du prix actualisé du gaz. Compte tenu du mode de calcul, il est dans un rapport fixe avec l'investissement initial. Avec les valeurs type (25 % de coût de fonctionnement, 8 % d'actualisation et 20 ans de durée d'exploitation), *le coût proportionnel par TWh est de 3,4 % du montant de l'investissement.*

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

10.5. Commentaires

Les réponses des trois sociétés reflètent probablement des expériences industrielles et des politiques commerciales variées. La création d'un marché européen du gaz et l'obligation d'ouverture des réseaux aux tiers ne les encourageaient pas à la confiance. Au final, les données de Gaz de France apparaissent comme les plus complètes et les plus cohérentes. Mais la contribution des deux autres sociétés a précisément permis de les recouper par parties et d'arriver à ce jugement positif.

Sur le plan technique, cette étude confirme l'énorme importance technique et économique du stockage du gaz pour son transport et sa distribution. Le stockage du gaz est le pendant du parc de centrales de pointe pour les réseaux électriques. Dans les scénarios avec une très forte consommation de gaz, résultant de l'abandon de l'option nucléaire, la disponibilité des sites favorables à l'installation de stockage, n'est pas assurée dans l'état des prospections géologiques. On peut toutefois espérer que le développement des liens entre pays européens pourrait aider à résoudre ce problème. Nous avons déjà remarqué par exemple que la pointe de consommation d'électricité en Espagne se trouve en été, la mutualisation de la demande de gaz de la France et de l'Espagne pourrait lisser la demande commune.

11. Bibliographie

ADEME, Programme de recherche 2000-2003, à paraître.

Benkhelifa, F., 1998, « French market potential for mobile small CHP systems », EXPLICIT - SINAE, Thermie B project, Commission Européenne.

Bernow, S., Duckworth, M., 1997, « Energy Innovations: A Prosperous Path to a Clean Environment (2 scénarios) », Groupe de travail US - Innovation énergétique : Alliance to Save Energy, American Council for an Energy-Efficient Economy, Natural Resources Defense Council, Tellus Institute, & Union of Concerned Scientists, Energy Perspectives - Tellus Institute, Vol. 5, n° 2.

Bonnaure, P., avril 1999, « Une politique énergétique pour la France - A propos du rapport Energie 2010-2020 », Futuribles n° 241.

CEREN, Enquête annuelle, Documents confidentiels non publiés

Champsaur, P, août 1999, Rapport du groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité

Commission Européenne, 1999, « La capacité d'interconnexion disponible en Europe », Enerpresse, 29 juin 1999, n° 7382.

Defaye, S., Oremus, Y., décembre 1997, « Cogénération à partir de la biomasse : Quel stade de développement ? », Biomasse Normandie, Environnement & Technique, Info - Déchets, n° 172.

Framatome, 1999, « Le projet GT-MHR (gas turbine modular helium reactor) », Enerpresse, 16 - 17 août 1999, n°7387 - 7388.

Gaz de France, 1999, « Tout sur la cogénération (y. c. trigénération) », 8 octobre 1999, n°7246-7247

IDAE, 1996, « Renewable Energy : Best Practice Projects Yearbook, 1994-1996 », Thermie, Commission Européenne.

London, M. J., 1997, « Fuel cell sets world record ; run 9,500 hours non stop », ONSI Corporation Newsletter.

London, M. J., 1997, « World's First Hydrogen Fueled Cell Begins Operation », ONSI Corporation Newsletter.

London, M. J., 1998, « 160 PC25 Fuel Cell Cower Plants Now Operating Worldwide », ONSI Corporation Newsletter.

Maisonnier, G., février 1999, « Natural Gas in Power Generation », CEDIGAZ, Institut français du pétrole.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Mäkelä, J., 1998, « Economic evaluation of centralized and decentralized power systems », Wärtsilä NSD, Energy News n°5.

Mullaly, C., 1998, « Home energy use behaviour : a necessary component of successful local government home energy conservation programs », Monash University - Australia, Revue Energy Policy, n°14.

Nadel, S., 1996, « The Future of Appliance Efficiency Standards », Tellus Institute, A962.

Nadel, S., Goldstein D., 1996, « Appliance and Equipment Efficiency Standards: History, Impacts, Current Status, and Future Directions », Tellus Institute, A963.

Nguyen, D-L., 1997, « Expériences d'exploitation industrielle d'une pile à acide phosphorique et perspectives d'avenir », Services industriels de Genève, 114^e Congrès du Gaz, Toulouse - septembre 1997.

Nguyen, D-L., 1997, « Fiche technique pile à combustible au gaz naturel - 200 kWe », Projet GAZEL - SIG, Energies de Genève

Raniello, B.V, 1996, « Converting landfill gas into electricity is an environmental plus », Northeast Utilities System News Release.

Revue Energy & Environmental Management, septembre 1998, « CHP in bid to address social exclusion and climate change (70 small scale CHP for 20 000 households) ».

Revue de l'Énergie, juin 1998, G. Notton et M. Muselli.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « Allemagne - Faire du méthane sans casser les œufs - La voie biologique anaérobie », n° 114.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « Biogaz en France : Combien ? - Potentiel de méthane », n°114.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « Chine - Du biogaz rustique au biogaz industriel », n° 114.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « France - Boues urbaines - STEP - Une autonomie énergétique due au biogaz », n° 114.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « La codigestion collective - Le modèle danois », n° 114.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « La codigestion collective - Le modèle danois », n° 114.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Revue Systèmes Solaires, 1996, « Méthanisation - La codigestion à la française », n° 114.

Revue Systèmes Solaires, 1996, « Valorisation Méthane CET - Turbo-alternateur contre groupe électrogènes », n° 114.

Revue Systèmes Solaires, 1997, « Panorama de la petite hydraulique en France », n° 119.

Revue Systèmes Solaires, 1997, « Peut-on encore construire des PCH en France », n° 119.

Revue Systèmes Solaires, 1997, « Quand STEP rime avec PCH », n° 119.

Revue Systèmes Solaires, 1998, « Chaufferies bois énergie de réseau », n° 127.

Svensson, B., 1997, « Centrales à cycles combiné compactes de grandeur moyenne pour le couplage chaleur – électricité », ABB Stal AB, Revue ABB, 4/1997.

Université de Liège, 1999, « La pile à combustible », Enerpresse, 22-23 juin 1999, n° 7349-7350

Whitwham, M., septembre 1999, « Biomasse et électricité », Les cahiers du CLIP n° 10, ECODEV, CNRS.

Thermie B project, Commission Européenne.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

12. Annexes

12.1. Vraisemblance des scénarios d'offre

*Dans la production d'électricité,
la monotonie n'engendre pas
l'ennui mai la perplexité.*

Les scénarios préparés par *ENERDATA* pour la mission s'appuient sur la répartition volontariste de la production d'énergie entre différentes sources, la somme de ces productions devant satisfaire la demande résultant d'un scénario de demande établi par ailleurs. Le groupe ENN a pensé qu'il fallait vérifier globalement la vraisemblance économique de ces scénarios d'offre dans les différentes hypothèses de prix des énergies primaires, compte tenu de la monotone des puissances appelées et des contraintes de disponibilité techniques.

La monotone des puissances appelées

Faute de plus de détails venant d'EDF, nous avons utilisé deux sources :

- la monotone de 1994 publiée par EDF Observatoire statistique de système électrique ;
- une prévision des monotones retenues pour 2020 (S2, S3) dans le rapport de l'atelier « Trois scénarios énergétiques pour la France » Energie 2010-2020 septembre 1998.

Nous avons relevé ces courbes sur les publications et constaté qu'elle pouvait se styliser de manière simple, par deux droites : l'une entre 1 000 et 8 760 heures très représentative, l'autre entre 0 et 1 000 h, majorante en énergie. En outre les deux figures se déduisent par homothétie dans le rapport des énergies appelées dans l'année. On fait aussi l'hypothèse que la production relative aux pertes, au pompage et à l'exportation se répartit au prorata, ce qui permet de donner la même forme à la monotone des puissances appelées par la consommation nationale et la monotone des puissances appelées au niveau du parc de production.

Le graphe 1 montre la monotone stylisée pour le scénario S2 de 2020. L'énergie appelée s'élève à 555 TWh. La puissance de base stricte est de 40 GW.

Il est intéressant de regarder la signification de la monotone sur le plan de l'énergie appelée. Le graphe 2 montre l'énergie appelée pour une durée supérieure à la durée d'appel figurant en abscisse. Le graphe 3 présente la même information en pourcentage de l'énergie totale. Elle montre notamment :

Energie appelée	Pourcentage de la production totale
Durant 8 760 heures	63,1 %
Plus de 7 000 heures	75,9 %
Plus de 6 000 heures	82 %
Plus de 4 000 heures	91 %
Plus de 2 000 heures	97 %
Plus de 1 000 heures	98,2 %

Cette courbe présente beaucoup d'intérêt, notamment à ses deux extrémités.

Côté faible durée : la pointe en dessous de 1 000 heures correspond à une énergie supplémentaire très faible : moins de 2 % de l'énergie annuelle, mais à une puissance de près de 20 % de celle du parc

Le contraste réel est probablement encore plus fort, la courbe stylisée étant majorante pour l'énergie et minorante pour la puissance. Cette puissance de pointe est dimensionnante pour certains moyens de production et surtout pour le réseau. Elle montre tout l'intérêt d'un écrêtement au niveau de l'utilisation, soit tarifaire : effacement jours de pointe et tarifs heures creuses, soit technique : auto-production en pointe, système de chauffage et ECS à accumulation, stockage éventuel. La mission étant surtout concernée par les centrales nucléaires, nous ignorerons par la suite la production pour la pointe inférieure à 1000 heures.

Le coté longue durée correspond à la plus grande part de l'énergie et aux moyens les plus lourds de production. C'est le point focal de la mission.

Les caractéristiques de la production de base

Côté longue durée : la base stricte appelle 63,1 % de l'énergie, plus de la moitié. Le supplément d'énergie entre moins de 8 760 et 2 000 heures est seulement de 34 %.

Les moyens lourds de production sont en général appelés pour satisfaire non seulement l'énergie nécessaire à la base stricte, mais une base élargie

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

correspondant à l'énergie appelée pendant 5 000 à 8 760 heures. Une base élargie à 6 500 heures correspond à 79 % de l'énergie annuelle.

La base élargie avec une disponibilité technique de 100 %.

Précisons la signification de « base élargie » en prenant l'exemple du graphe 1 avec une base élargie de 6 500 heures et l'hypothèse simplificatrice « académique » d'une disponibilité technique de 100 %.

Dans ce cas, le parc de base élargi a une puissance de 51,6 GW comparée à une puissance de base stricte de 40 GW. Il produit 79 % de l'énergie annuelle. Ce parc fonctionnera à pleine puissance durant 6 500 heures et à une puissance intermédiaire comprise entre 40 et 51,6 GW le reste de l'année. Cela peut être obtenu en arrêtant certaines unités, ou en faisant fonctionner toutes les unités à charge partielle. Ces deux modes sont équivalents du point de vue économique si les frais d'exploitation liés au temps ont été séparés de ceux liés à la production. Mais quelle va être le taux moyen d'exploitation du parc ? Le graphe 4 montre ce taux en fonction de la durée d'appel utilisée pour le dimensionnement du parc de base. D'une manière surprenante, il est de 97 %, très proche de 100 %. L'élargissement de la base est beaucoup moins pénalisant que ne le prédit le bon sens.

La base élargie avec une disponibilité technique réaliste

Dans la pratique, l'énergie qu'une centrale est susceptible de produire dans l'année « le productible » est inférieure à 8 760 kWh par kW pour deux raisons :

- une partie du temps est consacré à l'entretien : il faut déduire un taux d'entretien ;
- la centrale est victime d'arrêts inopinés : il faut déduire un taux d'indisponibilité fortuite.

La part du temps de fonctionnement après déduction de ces périodes d'arrêt est le taux de disponibilité. Il est compris entre 70 et 90 % en base suivant les technologies, leur maturité et l'expérience de l'exploitant.

Lorsque la centrale est utilisée en temps partiel, une partie des travaux d'entretien est effectuée en temps masqué. Le taux d'indisponibilité fortuite (2 à 3 %) s'applique quelque soit la durée d'appel.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Le rapport DIGEC sur les coûts de référence donne les valeurs de taux de disponibilité pour les principales technologies de centrales.

Durée d'appel	8 760	7 000	6 000	5 000	4 000	3 000	2 000
N4 2 ^{ème} train	84,0 %	87,3 %	89,2 %	91,2 %	93,1 %	94,1 %	95,1 %
N4 amélioré	85,5 %	88,2 %	90,2 %	92,1 %	94,1 %	95,1 %	96,0 %
CCGN	90,2%	92,2 %	93,1 %	94,1 %	95,1 %	96,0 %	97,0 %
TCGN simple							97,0 %
Charbon	90,2 %	92,2 %	93,1 %	94,1 %	95,1 %	96,0 %	97,0 %

Le graphe 5 montre la variation de ces valeurs en fonction de la durée d'appel.

GDF qui a visité les centrales CCGN britanniques confirme les performances de cette filière. En 1998, le taux de disponibilité du parc nucléaire de EDF a été de 81 % sans compter les difficultés de mise en route du palier N4.

Les conséquences de l'indisponibilité technique

Pour une centrale isolée, l'indisponibilité se traduit par l'arrêt de la production et un productible réduit dans la proportion du taux de disponibilité. Pour un parc de centrales suffisamment grand, on peut assurer la continuité de la production en augmentant le nombre d'unités de production ou la puissance totale dans un rapport inverse du taux de disponibilité.

Ceci est encore une approximation car le nombre d'unités n'est jamais un très grand nombre et que les arrêts même programmés sont soumis à des contraintes techniques.

Pour un parc de production en base stricte, le parc de production est soumis au taux d'indisponibilité nominal correspondant à 8 760 heures. Pour fournir l'énergie appelée, sa puissance totale doit donc être majorée dans le rapport inverse du taux de disponibilité. Dans le prix de l'énergie, la part des frais fixes, dont l'amortissement, sera majorée dans le même rapport.

Sur un parc de base élargie, deux effets sont en compétition : la durée d'appel réduite tend à diminuer le taux d'utilisation moyen, mais parallèlement la disponibilité technique augmente. L'évaluation du taux effectif résultant de cette compétition exigerait une connaissance fine du mode d'exploitation du parc.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Une approximation est de retenir le cas d'école cité précédemment : toutes les centrales de base sont exploitées au taux moyen donc à la durée d'appel correspondante, et leur disponibilité est celle relative à ce taux.

Le graphe 6 montre la variation de ce taux avec la durée d'appel choisie pour dimensionner le parc de base. La puissance d'un parc de base sera calculée sur la base de la puissance appelée pour la durée d'appel de dimensionnement, multipliée par l'inverse du taux moyen correspondant à la durée d'appel choisie.

L'application de cette méthode à l'exemple qui est l'objet du graphe 1, conduit à choisir une puissance du parc de base (supposé être composé de CCGN), de 56,9 GW, produit de 51,6 GW (appelée pour 6 500 heures) multiplié par l'inverse de 90,68 % valeur du taux moyen pour 6 500 heures lu sur le graphe 5. L'application directe du taux de disponibilité de base stricte aurait conduit à une puissance de 57,2 GW. Au degré de précision de l'exercice de prospective, on peut éventuellement négliger cette différence et retenir pour le dimensionnement le taux de disponibilité de base stricte.

Les caractéristiques de la production de semi-base

Nous appelons ainsi la portion du parc fonctionnant au moins 2 000 heures et moins que la limite de la base élargie (6 000 à 8 000 heures).

Alors que le parc de base est contraint d'une manière équilibrée par la demande d'énergie et de puissance ce qui conduit à une bonne utilisation des équipements de production, le parc de semi-base est dimensionné par la puissance pour 2 000 heures et son productible ne sera utilisé que partiellement.

La semi-base avec une disponibilité technique de 100 %

Reprenons l'exemple du graphe 1 avec une base élargie à 6 500 heures.

La consultation des graphes 1 et 2 donne les indications suivantes.

Le parc a une puissance de 23,2 GW, fournissant une énergie de 98,5 TWh soit 21 % de l'énergie appelée. Son taux d'utilisation est de 48 %, soit une durée d'appel moyenne de 4 250 heures.

La semi-base avec une disponibilité technique réaliste

Les taux d'utilisation étant plus faibles en semi-base que en exploitation de base, la possibilité d'assurer la maintenance en temps masqué devrait conduire à des gains plus marqués.

La puissance du parc à installer est l'intégrale des puissances des centrales dont le taux de disponibilité augmente quand la durée d'appel décroît. Dans l'exemple ci-dessus, pour garantir la production des 23,2 GW appelés, il faudra mettre en œuvre un parc de centrales CCGN dont le taux de disponibilité variera de 97 % pour les unités appelées 2 000 heures à 92,45 % pour les unités appelées 6 500 heures. Le calcul exact de l'intégrale conduit à un parc de 24,5 GW. Cela correspond à un taux moyen de disponibilité de 94,69 %. La moyenne arithmétique des taux extrêmes étant de 94,72 %, on peut renoncer aux intégrales et se contenter de prendre un taux moyen de disponibilité technique égal à la moyenne arithmétique des taux aux valeurs extrêmes de la tranche horaire d'appel.

Comparaison économique des filières de production

Pour comparer deux centrales de technologies différentes, on compare le coût de l'énergie par kWh fournie en fonction de la durée d'appel. Par souci de commodité, on compare le coût de production annuelle lié à un kW de puissance garanti. Ce coût comprend deux termes : une partie fixe, charges de personnel, amortissement, frais financier, maintenance périodique et une partie variable (combustible, consommables, etc.) proportionnel au nombre d'heures d'appel. Le graphe de ce coût de production en fonction de la durée d'appel est une droite.

Comparaison avec une disponibilité technique de 100 %

Le graphe 7 montre le tracé de ces droites relatives à 5 technologies pour l'année 2040, scénario de stabilité du prix du gaz, taux d'actualisation 8 %, scénario nucléaire bas.

On lit sur ce graphe que le nucléaire est la meilleure solution en base élargie au dessus de 7 500 heures, que le cycle combiné gaz naturel est la meilleure solution entre 1 500 et 7 500 heures et que la turbine simple au gaz naturel s'impose en dessous de 1 500 heures. Cette base élargie correspond à une production nucléaire de 72 % de l'énergie offerte par le système de production, les centrales à cycle combiné produisent 24 % et les turbines simples 4 %. La

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

réalité est plus complexe puisque sont ignorés l'hydraulique et divers équipements de pointe

Comparaison avec une disponibilité technique réaliste

Lorsque la disponibilité n'est plus de 100 %, les puissances installées doivent être majorées pour garantir la fourniture. Le mode de calcul exposé au paragraphe précédent reste valable, en majorant pour chaque durée d'appel les frais fixes en raison inverse du taux de disponibilité technique correspondant à la durée d'appel. Le graphe du coût de production en fonction de la durée d'appel n'est plus une droite, même si cela ne se voit pas beaucoup sur le graphe.

Le graphe 8 reprend l'exemple du graphe 7 avec la prise en compte des taux de disponibilité. Il montre le tracé de ces courbes relatives à 5 technologies pour l'année 2040, scénario de stabilité du prix du gaz, taux d'actualisation 8 %, scénario nucléaire bas.

La prise en compte de la disponibilité technique pénalise le nucléaire, plus lourd en frais fixes et présentant une disponibilité moins bonne que les CCGN. Les deux filières se rejoignent sur 8 760 heures. Le choix est indifférent du point de vue économique pour la base stricte. L'avantage est aux CCGN pour les durées inférieures et plus grande que 1 500 heures, les turbines simples s'imposant en dessous de 1 500 heures.

Conclusions pratiques

Le but de ce travail est d'apporter une contribution constructive à la réalisation des scénarios par ENERDATA.

Notre première remarque est que les caractéristiques de la monotone des puissances appelées devraient être prise en compte. En effet elle pénalise très peu l'utilisation d'une base élargie.

Calcul de la base élargie

Une base élargie à 70 % de la demande totale d'énergie correspond à un parc de base élargie à 8 000 heures. Il utilise le productible des centrales de pointe à 99,5 % de leur maximum.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Une base élargie à 80 % de la demande totale d'énergie correspond à un parc de base élargie à 6 350 heures. Il utilise le productible des centrales de pointe à 97,8 % de leur maximum.

L'impact de la disponibilité technique est évidemment beaucoup plus important et la possibilité de masquer en partie l'indisponibilité pour l'entretien a un impact négligeable sur le dimensionnement du parc de base élargie.

Une formule simple de calcul du parc de base élargi serait de prendre comme production annuelle d'un KW installé :

$$P = 8760 * (\text{taux de disponibilité technique}) * (\text{taux d'utilisation moyen du parc})$$

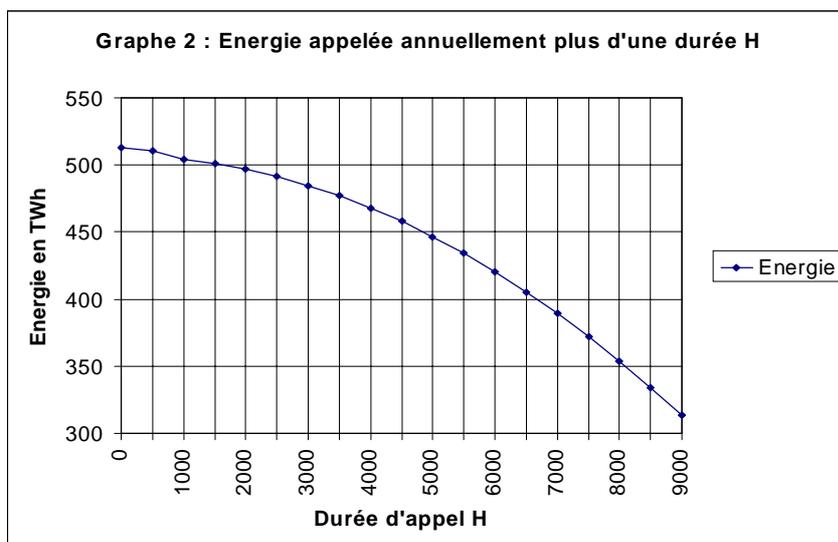
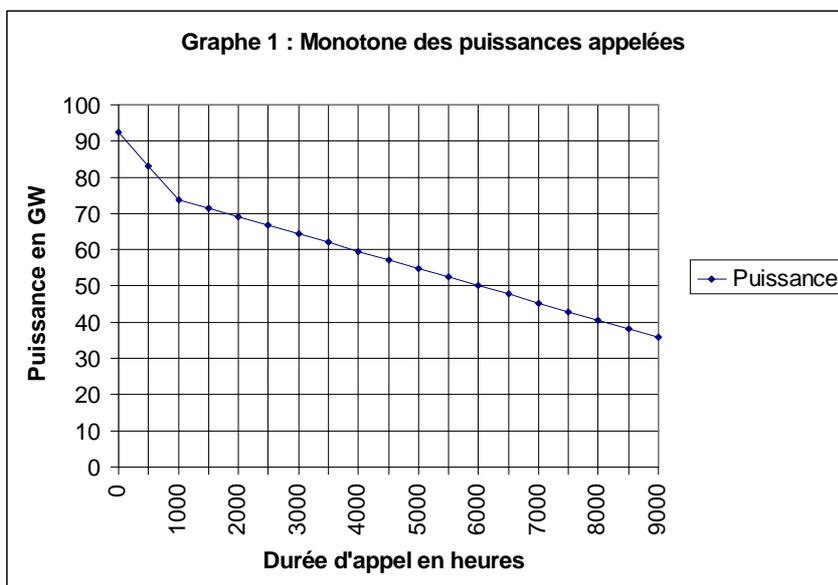
Le taux d'utilisation moyen étant de 1 pour la base (jusqu'à 63 % de l'énergie), 0,995 pour 70 % et 0,978 pour 80 % et les autres valeurs devant être calculées d'après la monotone.

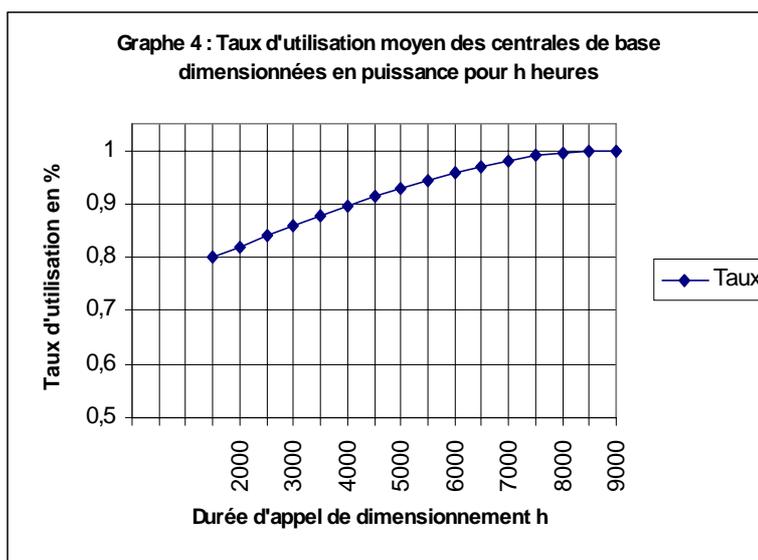
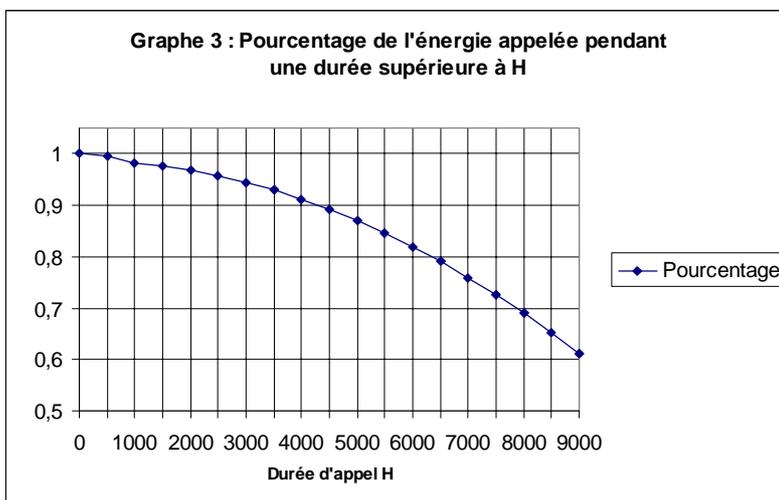
Calcul du parc de semi-base

Entre 2 000 et 7 000 heures, le dimensionnement du parc commence à être dominé par la puissance à fournir. Il est essentiel d'utiliser la monotone pour déterminer la puissance à donner à ce parc car il faut remarquer que le taux d'utilisation du productible sera de l'ordre de 50 % et que l'accroissement de la disponibilité technique quand la durée d'appel diminue, joue un rôle sensible. Il est évidemment exclu de retenir un disponible de 100 %, après déduction des indisponibilités.

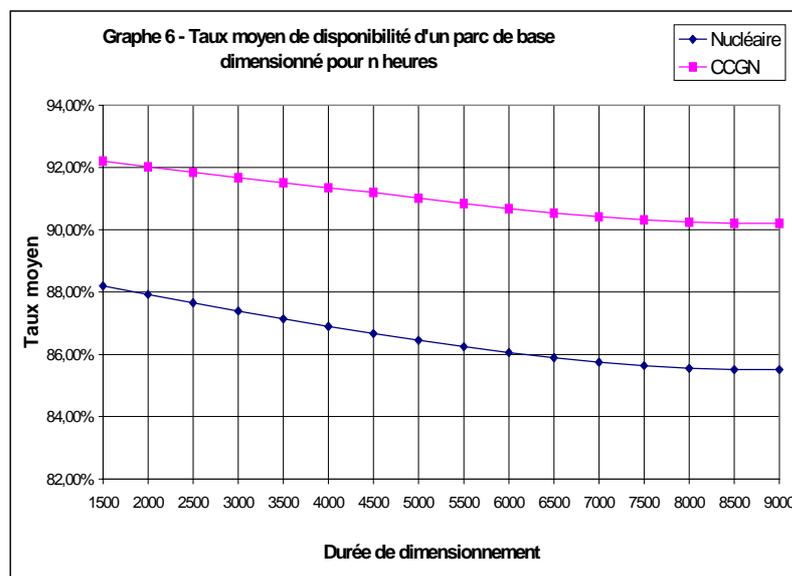
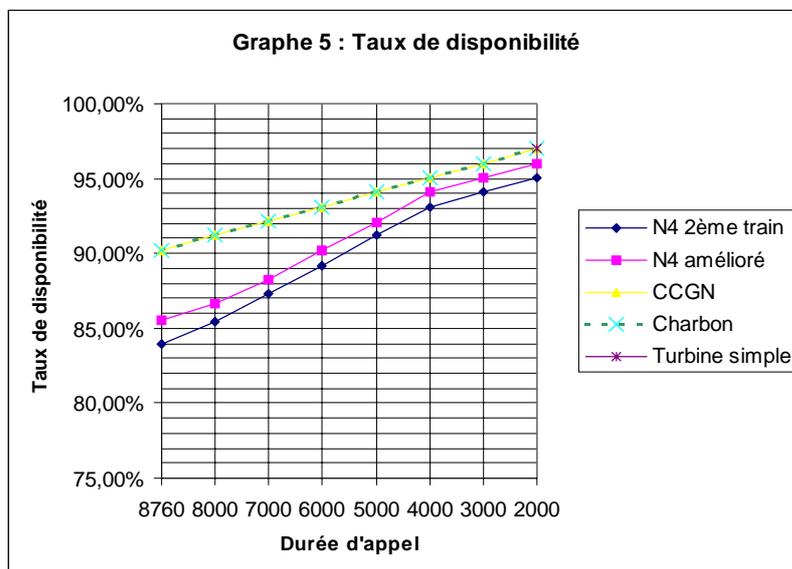
Il est difficile de donner des règles générales parce que cette tranche du parc utilise des moyens de production très variés, y compris des matériels à la limite du déclassement, pour contribuer à la fourniture de puissance.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

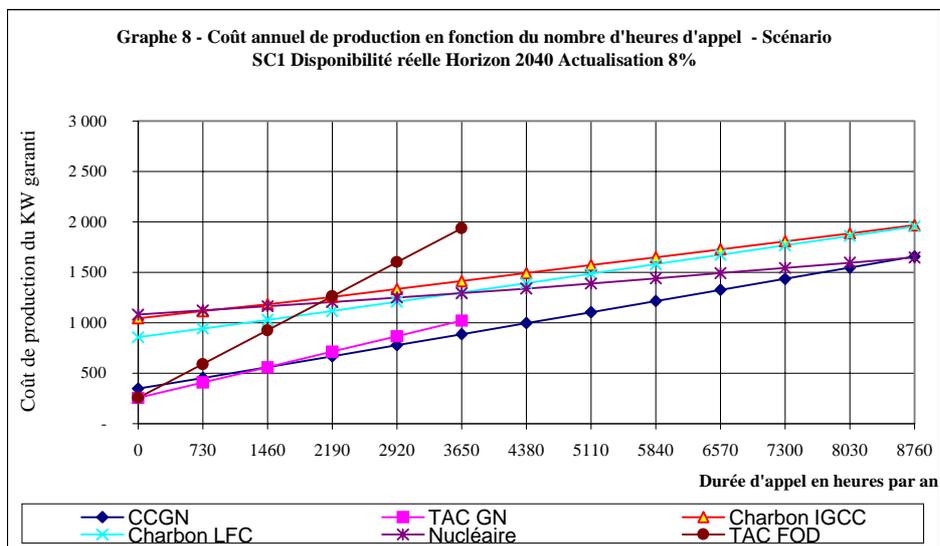
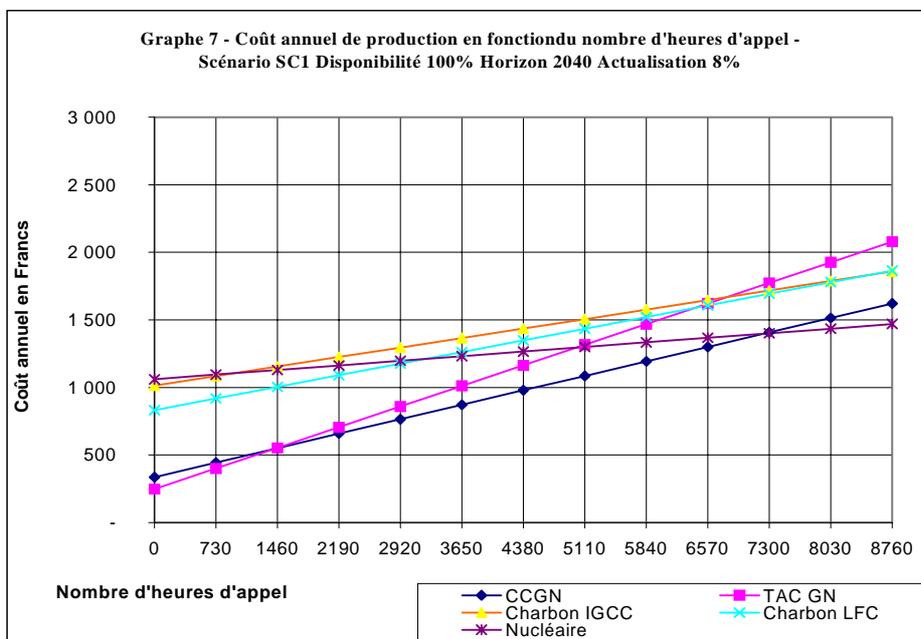




- La prospective technologique des filières non nucléaires -



- La prospective technologique des filières non nucléaires -



- La prospective technologique des filières non nucléaires -

12.2. Technologies sur ressources locales

La France décentralisée

Dès aujourd'hui la notion d'usager a vécu : le fournisseur unique, le tarif - quasiment unique et péréqué - imposé, par un seul opérateur public, ne sont plus que des souvenirs dans la plupart des pays. Même en France, le client est au centre des attentions du seul, et bientôt des, opérateur(s). Mais le chemin à parcourir reste encore long pour que le consommateur d'énergie devienne un véritable partenaire, en interaction constante avec les opérateurs, producteurs, transporteurs et distributeurs ; c'est cependant ce qui se dessine, avec la clientèle industrielle notamment et ce qui était sous-jacent au contrat de cogénération. L'avenir est à l'intégration : le consommateur devient **acteur** du système, il vend et achète librement sur les réseaux (distribution et transport) placés non plus sous la tutelle mais sous l'autorité régulatrice indépendante.

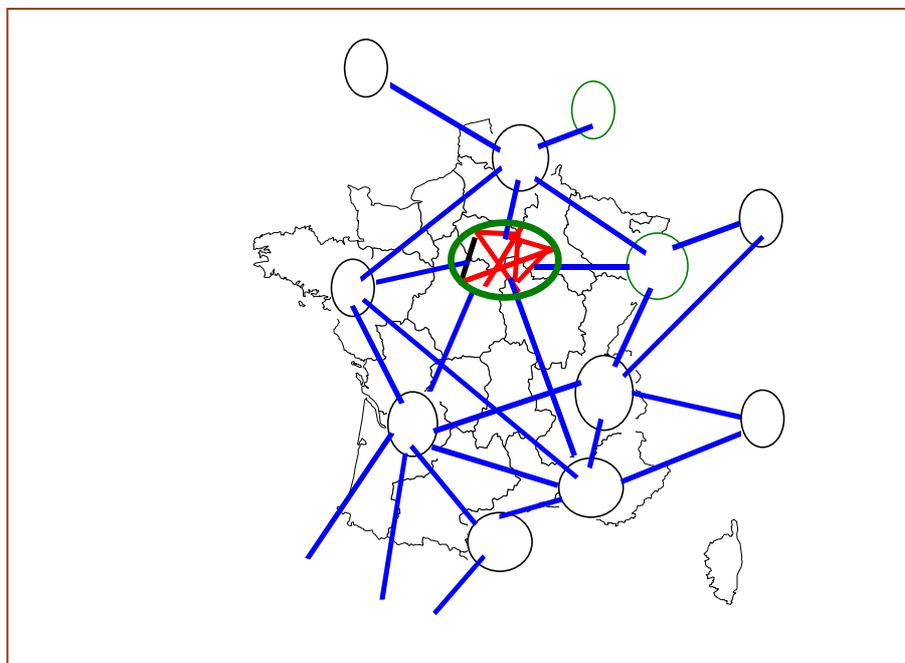
Cette évolution, caractéristique du système électrique, est en cours, elle procède de la « déconstruction » du système énergétique, dans lequel la production décentralisée, mais aussi la MDE (maîtrise de la demande d'énergie) ont une place de choix.

Elle est aussi conforme aux changements qui se dessinent dans tous les autres domaines : à moyen et long terme le système électrique s'intégrera dans une nouvelle logique administrative, économique et sociale, si la production électrique se décentralise et s'intègre c'est parce que la France, dans toutes ses composantes, aura évolué vers une autre forme d'organisation.

Cette logique, c'est celle de la « France maillée », schéma de développement cher à la DATAR¹, envisagé pour 2020. Dans ce schéma, de grands systèmes urbains polycentriques s'appuyant sur une recombinaison en grandes régions (peut-être six) structurent l'espace économique et social. Pourquoi ne pas imaginer des réseaux électriques locaux à l'échelle de ces régions, à l'horizon 2020 et au-delà ?

(1) Il faudrait en fait parler « d'Europe maillée », notion à laquelle ne manquera pas de faire référence le débat sur l'Europe fédérale.

La France maillée, équilibrée par grandes aires urbaines polycentriques



Dans cette perspective, les réseaux de distribution électrique sont gérés par des entités locales, émanations des collectivités, ils sont raccordés au **réseau de transport** qui assure l’approvisionnement et l’enlèvement de l’énergie à la demande des réseaux locaux de distribution. Les producteurs d’électricité spécialisés (forte puissance) approvisionnent leurs clients par l’intermédiaire du réseau de transport puis du réseau de distribution géré par les compagnies locales qui assurent une grande partie des échanges entre producteurs dédiés, consommateurs purs et consommateurs-producteurs. Le GRT planifie les besoins et adapte ses capacités de transport en fonction des demandes qui lui sont adressées et des échanges qu’il anticipe.

Dans ce schéma, l’optimisation se fait d’abord au niveau local, les producteurs et distributeurs locaux servent d’abord les clients les plus proches et le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) exploite au mieux les capacités locales pour répondre à la demande que lui adressent les consommateurs et les compagnies locales de fourniture, en se démarquant le plus possible du réseau de transport et de producteurs éloignés. Le distributeur assure la sécurité des approvisionnements selon des règles qui peuvent être variables selon les types de clients et symétriquement elle peut aussi enlever l’énergie de producteurs qui

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

s'engagent par exemple à pallier les défaillances du réseau. Les compagnies locales, encouragées en cela par les collectivités territoriales qui leur ont délégué leurs prérogatives, soutiennent la production contribuant à la dépollution (locale et globale) et valorisant les ressources locales, elles sont aussi incitées à faire de la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) car leurs ressources proviennent plus de la prestation de **services énergétiques** que de la vente de kWh physiques. Le gestionnaire de réseau de distribution a la charge du renforcement et de l'extension du réseau (comme aujourd'hui les syndicats d'électrification rurale) et a tout intérêt à limiter les investissements qu'induisent les fortes augmentations de consommation. Le GRD et les compagnies locales de fourniture électrique ont par contre la possibilité d'intervenir en aval du compteur, moyennant une procédure de concertation à définir.

Ces mécanismes s'intègrent dans une **logique de territoire** plus que de réseau, les notions de péréquation, d'égalité de service et de prise en compte de la défaillance ont alors passablement évolué. Dans ce cadre la production décentralisée prend une place importante dans la mesure où sa compétitivité est assurée vis à vis de la fourniture réseau. Le calcul économique tient compte de la dimension environnementale, qui n'est plus seulement passive, elle est dynamique et se matérialise en quatre dimensions :

- valorisation des potentiels de déchets, fonction d'élimination et de neutralisation de ces déchets ;
- diminution des émissions de polluants atmosphériques à impact local ;
- diminution ou substitution d'émissions de gaz à effet de serre ;
- substitution à la création ou au renforcement de lignes de transport (THT) ou de distribution.

Tout cela ne procède pas d'une vision utopique de l'avenir, pour une large part ces mécanismes s'illustrent dans les expériences américaines et européennes qui bénéficient d'une large expérience : l'IRP (Integrated Resources Planning) et la MDE (DSM en anglais), mais aussi le Distributed Utility Planning (DUP) et le netmetering.

Ces deux derniers concepts sont particulièrement intéressants dans la mise en œuvre de la production décentralisée. Le DPU combine l'appel à la production décentralisée et la MDE pour épauler le système centralisé (production et réseaux de transport et de distribution) pour optimiser la fourniture de services électriques au bénéfice des consommateurs. Le netmetering fait référence à

l'intégration consommateur-producteur : le comptage des kWh se fait dans un sens et dans l'autre, le résultat net exprime la fourniture ou l'appel au réseau. Le système est en usage aux Etats-Unis depuis une vingtaine d'années : sous l'égide de l'autorité de régulation, les compagnies de distribution signent des contrats avec des consommateurs potentiellement producteurs sur la base d'engagements mutuels de fourniture et de reprise.

Identification des gisements locaux actuels et futurs de valorisation énergétique

Cette partie présente la contribution potentielle des énergies renouvelables et des techniques de récupération et de valorisation énergétique des déchets à la production totale non centralisée. A la différence de l'évaluation du potentiel, fondée sur la compétitivité comparée des équipements décentralisés par rapport à l'alimentation par le réseau, l'estimation présentée ici doit être considérée comme une contribution maximale de tel ou tel couple énergie – technologie. La limite du potentiel est fixée par la disponibilité de la ressource et un coût de production globalement acceptable, ce coût pouvant être sensiblement diminué par la prise en compte d'externalités positives.

Ces potentiels locaux sont susceptibles de concurrencer la production centralisée mais ils peuvent aussi participer à la production décentralisée en fournissant le combustible (biogaz, biomasse, etc.) aux technologies innovantes étudiées.

Les modes d'évaluation des potentiels locaux sont très différents selon qu'il s'agit de potentiels liés aux activités humaines (récupération de déchets et exploitation de la biomasse) ou de potentiels naturels (géothermie, solaire, éolien).

Dans le premier cas le potentiel est bien « réel », il s'agit de valoriser tout en contribuant à la dépollution des ressources disponibles aujourd'hui mais qui ne le sont pas pour différentes raisons, notamment d'ordre économique. Evaluer les ressources à long et très long terme pour ces énergies fatales est très difficile car elles dépendront de l'évolution des activités socio-économiques qui les auraient engendrées (par exemple, bien avant 2050 il n'y aura plus de décharge comme celles dont on exploite le biogaz aujourd'hui). Le potentiel des ces énergies locales n'est donc pas évalué sur le long terme.

Dans le second cas, les ressources physiques sont intangibles, à l'échelle de l'étude, et par conséquent on peut évaluer des potentiels à long terme

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

moyennant un certain nombre d'hypothèses sur l'évolution des technologies et de leurs coûts.

On identifie les gisements énergétiques liés à la gestion des déchets. En premier lieu on s'intéresse à la valorisation des déchets de l'industrie pétrolière, puis à celle des déchets ménagers et agricoles par la voie de la méthanisation. Les gisements associés à la géothermie, l'énergie solaire (directe et thermique) et l'énergie éolienne sont ensuite présentés dans cette section.

Potentiel des déchets industriels d'origine pétrolière

La technologie retenue est celle de la gazéification intégrée à un cycle combiné (IGCC : Integrated Gasefied Combined Cycle). En fait seul le gisement à moyen terme est susceptible d'être apprécié, il correspond à des installations envisageables sur des sites industriels existants.

Résidus pétroliers IGCC	Capacité traitement (M tonnes/an)	Prod élec. TWh 2005 - 2010	Parc MWe 2005 - 2010
Raffinerie de Gonfreville	16,1	2,9 - 4	365 - 500
Raff. Lavera - Lamede -Berre	21,6	0 - 4	0 - 500
Total	4 093	2,9 - 8	365 - 1 000

Le potentiel maximal est considérable, il s'élève à 1 000 MWe et 8 TWh en 2010 et il y a tout lieu de penser que ce gisement sera utilisé puisque la technologie retenue contribue à l'élimination des déchets pétroliers. L'économie de cette technologie sera favorable compte tenu de sa contribution à la sauvegarde de l'environnement.

Potentiel des déchets agricoles et urbains

Différentes publications ont permis d'évaluer les potentiels de production électrique à partir de la valorisation des déchets par la méthanisation.

Potentiel de méthanisation des déchets d'élevage

Méthanisation	Potentiel ktep 2005 - 2015	Prod élec. TWh 2005 - 2015	Parc MWe 2005 - 2015
Déchets d'élevage	4 093	4,583	756

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

D'autres sources de production de méthane sont importantes : les stations d'épuration d'eau (et les boues qui en résultent) et les décharges publiques.

Potentiels de méthanisation des stations d'épuration, effluents d'élevage et décharges

Biogaz	Production actuelle		Potentiel 2005-2015			
	Nb sites	tep/an	Nb sites	Tep/an	TWh	MWe
STEP urbaines	>150	65 000	200	150 000	0,168	27
STEP Ind-IAA	64	64 000	400	800 000	0,895	146
Décharges	5	19 000	140	300 000	0,336	55
Méthan. Déchets	1	1 900	270	1 000 000	1,120	183
Digesteurs agric.	10	100	1 000	100 000	0,112	18
Total					2,63	429

Là aussi le potentiel s'estime à moyen terme (autour de 2010), les gisements à très long terme étant trop aléatoires. La récupération du biogaz, dont la contribution à l'effet de serre est très importante (le méthane a un pouvoir de réchauffement global 25 fois supérieur à celui du gaz CO₂) deviendra certainement obligatoire dans un avenir proche et le potentiel annoncé a donc toute chance d'être réalisé à l'horizon considéré.

On peut compter sur une production de l'ordre de 7 TWh pour une puissance de 1 200 MWe.

Le potentiel biomasse : pailles et céréales

Les évaluations ont été réalisées par le programme Ecodev et sont présentées dans les cahiers du CLIP (septembre 99). La production de paille et d'orge s'élève à plus de 22 millions de tonnes et celle des pailles récoltées à des fins d'autoconsommation ou d'exportation ne représentent que 14,5 millions de tonnes. 7,5 millions de tonnes sont enfouies ou brûlées. Trois régions sont touchées par les problèmes d'érosion (Picardie, Ile-de-France et Midi-Pyrénées), les prélèvements y sont donc limités à 35 % du potentiel disponible alors que dans les autres régions on suppose que 60 % peuvent être prélevés.

Le potentiel énergétique total des pailles de céréales est alors de 1,5 Mtep.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

On estime que le potentiel énergétique total des effluents d'élevage et des pailles est de l'ordre de 1,8 à 2,6 Mtep en énergie primaire. Ajouté aux autres sources d'énergie issues de la biomasse et des déchets (bois-énergie, déchets industriels banals (DIB), déchets d'industries agricoles et alimentaires (IAA), etc.) un potentiel de 9 Mtep pourrait être mobilisé.

Le potentiel de la géothermie

Dans les deux grands bassins sédimentaires français (bassin Parisien et Aquitaine) il existe un assez fort potentiel de géothermie¹. Une capacité de 290 MWth est prévue d'ici 2010 en associant géothermie et pompes à chaleur. La géothermie haute température intéresse surtout les DOM où une puissance globale installée de 50 MW est envisageable.

En absence d'eau on applique une solution qualifiée de « géothermie universelle » qui consiste à poser des échangeurs de chaleur en sous-sol. Il y a extraction de chaleur par circulation d'un fluide caloporteur dans les tubes et extraction des calories par pompe à chaleur (système réversible). Les pompes à chaleur géothermales sont bien adaptées à l'habitat (individuel et collectif) et au tertiaire. On compte en France 15 000 pompes à chaleur de ce type mais le potentiel est très important.

Les dispositifs de type « roche chaude sèche » permettraient de mettre en œuvre des centrales de 20 à 100 MW, les travaux de R & D sont en cours².

Potentiels du solaire photovoltaïque

Les toitures solaires se développent actuellement dans plusieurs pays (Allemagne, Japon). L'initiative américaine du « million de toits solaires » annoncée lors du sommet de Kyoto correspond à une puissance installée comprise entre 1 et 2 GW, qui s'ajoute à une puissance maximale en scénario laisser-faire de 1,3 GW³.

Les négociations entre le Secrétariat à l'Industrie, EDF et l'association Phébus montre qu'un rachat de fait au prix de vente est d'ores et déjà admis. La

(1) *Communication de la Compagnie française pour le développement de la géothermie et des énergies nouvelles, mars 2000.*

(2) *Projet de Soultz-sous-Forêts, en Alsace. Voir cahier du CLIP n° 10, septembre 1999.*

(3) « *Electricity Supply Technologies* » in « *Scenarios of US Carbon Reductions* », *Interlaboratory Working Group, US DOE 1998.*

connexion sur le réseau BT est elle aussi admise moyennant un disjoncteur spécial identique au modèle allemand ou néerlandais.

Du point de vue technologique, il est trop tôt pour désigner les technologies qui aboutiront au meilleur rapport production-prix pour les produits en concurrence. On peut cependant noter que les produits déjà sur le marché ont déjà un rendement dépassant désormais souvent les 10 %, cette grandeur étant un facteur majeur pour la baisse des coûts. Par exemple, Siemens commercialise des capteurs en couche mince « PowerMax » de rendement 12,3 % utilisables pour l'architecture, qui fonctionnent même en lumière voilée ou par temps couvert.

Selon un rapport du consultant KPMG¹ commandité par Greenpeace International, la baisse des coûts des modules permet d'envisager une neutralité économique pour le consommateur néerlandais (environ 0,9 F TTC/kWh) avec les technologies actuelles. La baisse de coût provient alors exclusivement de l'effet d'échelle (taille de la construction). En se fondant sur des technologies existantes décrites par le projet européen MUSIC-FM², l'étude a montré qu'il n'y a pas de barrière à la multiplication rapide de la production. Un investissement de l'ordre de 600 millions de dollars pour construire une usine de 500 MWc/an permet des baisses de coût significatives, suffisantes pour justifier économiquement l'autoproduction individuelle aux Pays-Bas et en Allemagne. Le projet prend en compte la production spécifique de lingots de matériaux semi-conducteurs nécessaires à la production des modules, un paramètre important pour le dimensionnement d'une telle unité. Les recherches ultérieures conduites par l'agence néerlandaise ECN³ abaissent la taille critique à environ 100 MW, ordre de grandeur proche des usines construites actuellement et des marchés déjà existants.

Il existe donc de fortes probabilités pour que le solaire photovoltaïque devienne abordable sous forme d'autoconsommation dans un avenir proche. Le rapport KPMG souligne nettement que pour assurer un débouché aux usines de taille importante il faudra faire de gros efforts en matière de marketing. La connexion

(1) KPMG Bureau voor Economische Argumentatie, Hoofddorp, Pays-Bas, projet n° 2562, août 1999.

(2) Multi-Megawatt Upscaling of Silicon and Thin Film solar cell and module Manufacturing « MUSIC FM », APAS RENA CT94 0008. Ce projet a impliqué BP Solar et Crystalox (Royaume-Uni), FhG-ISE Freiburg, Phototronics Solartechnik, ZSW (Allemagne), Instituto Energía Solar (Espagne), les Universités d'Utrecht et de Lisbonne.

(3) www.ecn.nl.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

de l'onduleur (convertisseur continu-alternatif électronique) vendu sur étagère sans étude préalable limite le coût de transaction, tandis que la grande diffusion abaisse les coûts de production. Certains modules intègrent même désormais un onduleur individuel. Le poids du système hors modules photovoltaïques est alors limité à moins de 20 %.

Plusieurs modèles économiques peuvent être proposés pour le développement des toitures solaires. L'aide peut être proposée sous forme d'un rachat garanti ou même d'une pose par les compagnies électriques (c'est le cas actuellement de la compagnie californienne SMUD)¹, mais c'est surtout l'autoconsommation électrique qui justifie ce développement. Le modèle d'aide au développement le plus adapté est alors celui d'un système de prêts aidés à long terme, sur le modèle allemand.

Du point de vue des opérateurs du réseau, les toits solaires peuvent correspondre à un complément de la micro-cogénération, en particulier si le nouvel entrant utilise l'argument des énergies renouvelables. Ceci peut en particulier limiter le recours aux achats extérieurs d'électricité en été et en demi-saison dans le cas d'une vente de service intégré.

Un scénario très défavorable consisterait à ne considérer que l'autoconsommation d'heure à heure, à l'exclusion de toute compensation sur le réseau. Ce cas limite est d'ores et déjà rendu caduc par les discussions entre les autorités françaises de régulation et les utilisateurs, qui tablent sur une tolérance d'échange au réseau de l'ordre de 10 kW de puissance par ménage.

Une autre possibilité est de limiter l'échange sur la base des consommations instantanées des transformateurs BT. Il pourrait alors exister des zones limitées où la production solaire dépasse les consommations au niveau d'un transformateur BT. Cependant, ces zones peu denses sont peu nombreuses et peuvent correspondre à des économies de transport, voire de renforcement de réseau. Un tel compromis s'apparente aux évaluations de rentabilité de la maîtrise de l'énergie en zone rurale².

De façon plus probable, sur le long terme, l'autoproduction avec compensation par le réseau devrait être limitée quantitativement à l'équivalent de la consommation d'un ménage. D'un point de vue géographique par contre, il n'y

(1) Voir le § 2.7 ci-dessus et la référence au netmetering.

(2) En particulier, voir « L'analyse des facteurs de développement de la maîtrise de la demande d'électricité en zones rurales », rapport à EDF et à l'ADEME, Christophe de Gouvello et Franck Nadaud, CIRED/CNRS.

a aucune raison pour que ce droit déjà reconnu ne soit appliqué que sur un toit de maison. Il peut être plus rationnel de regrouper les équipements ou de tirer parti au mieux des configurations urbaines. A cette échelle, il n'existe alors plus aucune limitation de surface. Le transport local et le soutien de tension au réseau sont assurés d'une façon forfaitaire par le distributeur local. Pour les besoins du calcul, on supposera par exemple que ces coûts représentent soit 20 % de la facture soit le montant de la prime fixe d'abonnement. De même, l'investissement en onduleurs et en supports mécaniques est fixé à 20 % de l'investissement.

Par contre, la production à plus grande échelle de courant dans une région de France est exclue du présent calcul. Le système de transport « timbre poste » actuellement préconisé en France ne rend en effet pas compte des coûts à long terme de réseau imposés par une production très centralisée du solaire photovoltaïque. Un tel système devrait alors être basé sur une concurrence avec les coûts de production et du transport. Sur le très long terme cependant, le coût de secours devient lui plutôt faible dans le cadre d'un système basé largement sur le gaz en turbines simples et combinées. Par ailleurs, une stratégie de transition sur le solaire photovoltaïque consisterait à inciter en priorité l'investissement dans des régions à forte croissance de consommation d'été (Méditerranée, Corse, Pays Basque).

Une autre condition de la montée en puissance des productions est la répartition¹ des productions des modules entre pays industrialisés d'abord, puis pays en développement. On peut ainsi envisager la construction d'unités d'abord en Europe puis dans des pays du Sud avec le soutien d'institutions internationales et des mécanismes de financement destinés à financer les avancées de technologies limitant les émissions de gaz à effet de serre.

Si l'on considère le seuil de la taille préconisée par l'agence néerlandaise ECN, soit 100 MWc² annuels, ceci correspond à une surface de 10 000 m² par an et à l'équivalent de 100 000 logements équipés (pour une surface unitaire de capteurs d'environ 8 mètres carrés). Ce rythme correspond à celui des programmes japonais et allemands d'équipement. Il y a donc coïncidence entre les technologies disponibles et les besoins exprimés au niveau mondial, dans un contexte d'amélioration régulière des productivités du secteur de l'électronique. Il est vraisemblable que les objectifs de baisse des coûts de l'énergie

(1) *Un pays acceptera difficilement de dépendre d'un pays qui aurait le monopole d'une technologie.*

(2) « *Mega Watt crête* » : *puissance maximum que peut fournir la photopile exposée au soleil.*

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

photovoltaïque vont rejoindre les niveaux du prix de l'électricité commerciale durant les premières décennies de la période étudiée. Ceci pourra avoir lieu avec ou sans l'initiative de la France, qui possède l'un des premiers constructeurs, Photowatt.

La question de savoir si cette échéance sera tenue dépend plutôt du contexte institutionnel et des efforts de marketing qui permettront le développement de cette énergie sur le long terme : limites physiques, concurrence d'autres sources d'énergie, incitations publiques, etc.

Les questions à plus long terme sont posées par la coïncidence entre les minima de consommation et les productions solaires. Actuellement, la puissance appelée à midi est de 32 GW environ en août et de 50 GW à cette même heure le reste de l'année. En été, l'hydraulique fournit la plupart du temps environ 10 GW. Si l'on ajoute la production fatale de l'éolien et des incinérations d'ordures (le biogaz est considéré comme ayant une marge de stockage tampon d'énergie de quelques heures), le plafond physique de l'énergie photovoltaïque est de l'ordre de 30 GWc en production estivale en conservant à la marge une puissance de réglage par turbines ou centrales à vapeur.

Cependant, ce chiffre ne tient pas compte de la croissance importante de la demande de climatisation des particuliers et du tertiaire et d'usage des secteurs touristiques et hôtelier (cuisines, éclairage, ventilation...) projeté sur le long terme. Ces usages forment actuellement une importante marge de croissance de la demande électrique. On peut donc supposer que la forte croissance suggérée par le cadre de l'étude se concentrera sur ce secteur. Ceci est déjà observé dans la région de Nice où la pointe estivale tend à rattraper la demande hivernale. On peut alors considérer que le maximum physique décrit dans le paragraphe précédent reste conservateur. L'usage climatisation est en effet largement corrélé avec la production électrique solaire.

On peut aussi considérer que l'occurrence simultanée d'une pointe solaire avec une demande atone est peu probable et qu'une marge de tolérance est acceptable économiquement. Ceci sera d'autant plus le cas si le réseau accroît son instabilité en cas de forte chaleur. De plus, l'utilisation des capacités de pompage est précisément adaptée à une telle situation, pour une puissance totale de plusieurs Gigawatts dans le cas du réseau français.

Une croissance de ce potentiel proportionnelle à la croissance de la demande prévue dans le scénario est donc nettement conservatrice. On peut considérer une production de l'ordre de 40 TWh à l'horizon 2050 sans difficultés du point de vue du réseau et sans faire appel aux échanges extérieurs. Cette production

est très complémentaire de la production réalisée en cogénération décentralisée au même horizon.

Ceci correspond à une croissance annuelle de l'ordre de 15 % en moyenne (40 % actuellement). La surface cumulée des capteurs est de 291 millions de mètres carrés, soit une surface déployée en plein champ (pour un taux d'usage de ½ de la surface) de l'ordre de 60 000 hectares (20 km x 29 km) sur l'ensemble du territoire. Si l'on considère un prix de l'électricité de 1,2 Euros par Wc en 2020¹, l'investissement dans le solaire capte alors une partie importante du chiffre d'affaire du secteur, avec une somme annuelle en fin de période de l'ordre de 40 milliards de francs soit le tiers du chiffre d'affaire actuel (HT) de l'électricité domestique et tertiaire. La production du solaire atteindrait alors 40 TWh par an soit également le tiers de la consommation domestique et tertiaire.

Potentiel de substitution du solaire thermique en ECS et en économiseur de chauffage

La pénétration significative du solaire thermique s'apprécie, sur le long terme, dans un contexte sensiblement différent à celui que l'on connaît aujourd'hui : la différenciation entre nuit et jour et surtout entre l'été et l'hiver est moins marquée, la production thermoélectrique gaz est majoritaire, à l'image de ce qui se dessine dans l'ensemble de l'Europe. La production d'eau chaude sanitaire par les chauffe eau électriques est alors plus onéreuse et la production solaire gagne en rentabilité. La rentabilité du solaire par rapport à l'ECS gaz est encore meilleure puisque le solaire échappe à toute taxation carbone.

Dans un scénario de grande diffusion du solaire, la maison « autonome » n'est certainement pas la meilleure solution, on lui préfère l'approche « économiseurs ». Chaque mètre carré de capteur thermique a en effet une valeur marginale décroissante à la fois en rendement et en charge sur l'année, la stratégie consiste alors à diffuser en grande série des capteurs thermiques intégrés utilisés « en économiseur » sur les chauffe-eau et/ou sur les chauffages à eau (environ deux à trois mètres carrés par logement). Ces capteurs sont régulés par des systèmes simples anti-retour et par une limitation de

(1) Ce prix correspond à une stabilisation en 2020 de l'apprentissage observé sur les dernières périodes, et pour un taux de croissance mondial de 15 %. Actuellement, pour une usine de 25 MW de capacité, le prix de revient du module annoncé est de l'ordre de 2 \$/Wc, en considérant une stabilisation à ce niveau alors que des marges technologiques de rendement existent et que le coût intrinsèque des matériaux électroniques nécessaires (dans le cas de couches minces) est très inférieur.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

température. On améliore la rentabilité en préchauffant l'eau chaude sanitaire lors des puisages lorsque l'écart de température le justifie, et surtout en alimentant la machine à laver le linge (dont près de 80 % de la consommation d'électricité est utilisée par les résistances électriques).

Une approche du gisement

Physiquement, les bornes du gisement exploitable sont les surfaces des toitures, en particulier pour l'habitat collectif. Le choix de l'option « économiseur » réduit les surfaces de capteurs et limite ce problème.

Si la France rattrapait Chypre en surface de capteurs par habitants¹ ou encore si une habitation sur trois était équipée, cela représenterait une production annuelle de l'ordre de **30 TWh thermiques**. Il convient de noter qu'il y a plus de complémentarité que concurrence avec la micro-cogénération, essentiellement utilisée pour le chauffage d'hiver.

Un tel scénario ne se justifie pas directement par une rentabilité directe pour le distributeur d'énergie. Le système complet installé est nettement plus cher à l'investissement qu'un système concurrent équivalent, et nécessite un appoint dans tous les cas². La condition au développement du solaire est donc dans les incitations publiques, et dans une substitution d'usages plus chers. Ceci est justement le cas pour un scénario où le gaz est taxé pour ses émissions de carbone et où l'électricité reste à son prix actuel.

Si l'on prend une base optimiste de construction collective et un taux d'emprunt faible, le prix de revient du kWh sur la base des équipements actuels reste encore important, de l'ordre de 50 centimes par kWh du point de vue d'un consommateur. Même s'il existe des sites nettement plus favorables que la

(1) Soit près de 1 m² par habitant à Chypre au lieu de moins de 0,01 m² en France. Ceci correspond à l'équipement d'un foyer sur trois en moyenne, soit moins que les pays européens les plus équipés (40 % en Autriche). Sur la base de 400 à 600 kWh annuels collectés par mètre carré, cela représente 30 TWh de chaleur utile. La part d'électricité substituée peut être considérée sur la base des parts de marché actuelles, soit 37 % pour l'électricité (dans les DOM ce taux est de 100 % électrique avec des gains carbone d'ores et déjà très intéressants). A ce taux s'ajoute l'utilisation directe de la chaleur pour le lavage.

(2) Pour des systèmes complets, le rapport ESIF « Sun in Action », 1996, annonce les valeurs suivantes hors subvention pour des systèmes complets montés (incluant un stockage) : Danemark : 720 Euros/m² ; France : 780 Euros HT/m² ; Allemagne : 1 000 Euros/m² ; Pays-Bas (individuel) : 1 200 Euros/m² ; Pays-Bas (lotissement intégré) : 480 Euros/m².

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

moyenne, un niveau d'industrialisation nettement plus important est nécessaire. A noter que l'économie du solaire sera d'autant plus intéressante pour les consommateurs que les installations seront proposées avec les options d'utilisation de l'eau chaude solaire dans les machines à laver le linge et la vaisselle, comme c'est le cas sur les marchés anglo-saxons. Dans ce cas, même pour un système à base gaz, le solaire économise des quantités non négligeables d'électricité.

Pour un logement équipé ECS gaz, l'économie unitaire d'électricité est alors de 530 kWh/an, et pour un logement équipé ECS électrique, l'économie est de 3 500 kWh annuels si l'on intègre l'électroménager. La consommation d'eau chaude électrique substituable est de 26 TWh (en 1995) correspondant à 8,6 millions de logements, soit 37 % des logements ¹.

Pour un appoint solaire à 50 % sur l'année dans un logement donné, l'énergie substituable est alors de 6,6 TWh dans le cas de l'équipement de la moitié du parc concerné sur 50 ans ou de l'équipement d'une part des logements équipés d'ECS gaz.

Substitutions possibles d'électricité par le solaire thermique

	Consommations actuelles		Economies de consommation (appoint solaire à 50 %) (GWh)			
	Parc actuel (M logts)	Consommation unitaire annuelle en kWh/an	Consommation totale en GWh	10 % du parc passé au solaire	25 % du parc passé au solaire	50 % du parc passé au solaire
Eau chaude sanitaire électrique	8,60	2 400	20 640	1 032	2 580	5 160
lave-linge (logts ecs élec)	7,74	280	2 167	108	271	542
lave-vaisselle (logts ecs élec)	3,01	254	765	38	96	191
Total			23 572	1 178	2 947	5 893

Source MURELEC/INESTENE

(1) Source MURELEC/INESTENE d'après l'INSEE, 1998.

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Un développement important et industriel du solaire thermique suppose une forte incitation ou une obligation pour des logements anciens simultanément à des baisses de prix. Un facteur important de baisse du coût des équipements est la diffusion massive de matériels dans les régions où la planification rend obligatoire l'équipement. Ainsi, la région de Barcelone a rendu obligatoire l'ensemble des bâtiments, ce qui assure une production massive de matériels.

Potentiel éolien

La faible densité spatiale de l'énergie éolienne, liée à l'impossibilité de garantir une puissance donnée à chaque instant ne milite pas en sa faveur. Cependant l'énergie éolienne est répartie sur l'ensemble du territoire, elle est proche des consommateurs, elle bénéficie d'un écobilan et d'un contenu en emploi local très favorables. A l'échelle du pays la part de l'énergie éolienne est donc limitée mais elle peut être significative en raison du potentiel technico-économique qui a été évalué par différentes approches depuis une vingtaine d'années. On se limite ici à rappeler le niveau et les conditions d'évaluation du potentiel éolien évalué par Espace Eolien Développement (BET français spécialisé dans l'éolien).

L'évaluation prend pour base deux types de machines : une éolienne terrestre de 1,5 MW (70 m de diamètre, 60 m de hauteur) disponible sur le marché, et une éolienne de 5 MW (110 m de diamètre, 90 m de hauteur), en cours de développement, prévue pour être installée en mer.

Trois zones géographiques sont retenues : le Grand Nord-Ouest (du Nord à la Charente-Maritime), le Grand Sud (littoral méditerranéen) et le Grand Centre (sans la zone littorale). Ces zones géographiques bénéficient de gisements éoliens allant de 2 000 à 3 000 kWh/m².

Sur les sites terrestres, les éoliennes sont implantées sur 3 à 5 % du territoire agricole en limitant cette implantation à la bande de largeur 10 km par rapport à la côte sur la côte Atlantique/Manche/Mer du Nord (en Bretagne, utilisation de sites collinaires intérieurs). En mer, 1 à 3,5 % de la surface de la mer est occupée suivant les régions mais seulement 0,2 % pour les régions de la Méditerranée du Sud-Est, l'implantation est limitée à la bande comprise entre 10 et 20 km de la côte.

Le tableau suivant indique les principales caractéristiques du potentiel éolien qui résulte de ces hypothèses.

Potentiel technico-économique éolien en France

	Puissance (GW)	Energie (TWh/an)	Nombre	Surface sol (km ²)
Sites terrestre	11,2	29,5	7 500	1 400
Sites en mer	6,5	21,6	1 300	800
Total potentiel éolien	17,7	51,1	8 800	2 200

Le potentiel éolien est donc d'environ 50 TWh, soit 13 % de l'énergie électrique appelée en 1997. La production d'un TWh exige 54 km² à terre et 38 km² en mer mais la surface réellement inutilisable à terre n'est que de 1 km² par TWh. Les 7 500 éoliennes terrestres représenteraient moins de 17 % du nombre de pylônes du réseau 400 kV français. L'investissement total est évalué à 120 milliards de francs (7 000 F par kW installé), le coût du kWh produit serait alors de 0,26 F (taux d'actualisation de 6 %, coût d'exploitation annuel égal à 2,2 % de l'investissement initial).

12.3. Calcul du coût global actualisé du kWh

Il est important d'explicitier au mieux le calcul du coût global actualisé du kWh produit par la solution non-centralisée. La sensibilité du temps de retour au mode de calcul ne permet pas dans un exercice de prospective de s'exonérer d'un tel exposé.

Données d'entrée pour le calcul du Coût Global Actualisé de la solution technique	
T _{da} = taux d'actualisation (5%)	D _{co} = durée de construction
M _{tn} = frais de maintenance en % du C _{cn}	E _{xp} = frais proportionnel d'exploitation par kWh en % du C _{cn}
M _{do} = frais maîtrise d'œuvre en % du C _{cn}	F _g = frais généraux liés à l'équipement
R _{de} = rendement électrique net	D _{isp} = durée annuelle de disponibilité en heures
C _{cn} = coût constructeur par kWh	D _{dv} = durée de vie (années)
C _{comb} = coût combustible par kWh PCI	C _{pl} = surcoût de couplage proportionnel au C _{cn}

Par ailleurs, on définit les termes issus du mode de calcul.

Investissement en F₉₉ par kWh dont intérêts intercalaires :

$$\rightarrow I_{nv} = (C_{cn} * (1 + C_{pl})) * (1 + M_{do}) * (1 + D_{co} * T_{da} / 2)$$

$$\text{Coût variable en F}_{99}/\text{kWh} \rightarrow C_{va} = C_{cn} * E_{xp} * (1 + F_g)$$

- La prospective technologique des filières non nucléaires -

Coût en combustible en F_{99} par kWh $\rightarrow C_{cbk} = (1/R_{de}) * C_{comb} * (1+F_g)$

Coût fixe en F_{99} par an $\rightarrow C_{fa} = [C_{cn} * M_{tn} * (1+F_g) + I_{nv} * T_{da} * ((1+T_{da})^{D_{dv}})] / [((1+T_{da})^{D_{dv}}) - 1]$

Coût proportionnel en F_{99} par kWh $\rightarrow C_{pr} = C_{va} + C_{cbk}$

Coût global actualisé en F_{99} par kWh $\rightarrow C_{ga} = C_{pr} + C_{fa} / D_{isp}$

Le coût global actualisé du kWh sur la durée de vie de l'équipement permet une comparaison simple avec le coût d'approvisionnement par le réseau du même kWh. Cependant la totalité des systèmes de production étudiés ici sont en cogénération chaleur et électricité. Il est donc nécessaire de s'intéresser à la valorisation économique de cette chaleur ou vapeur co-produite. La méthode retenue est celle du calcul dit 'à chaudière équivalente'.

Caractéristiques de la 'chaudière équivalente' :

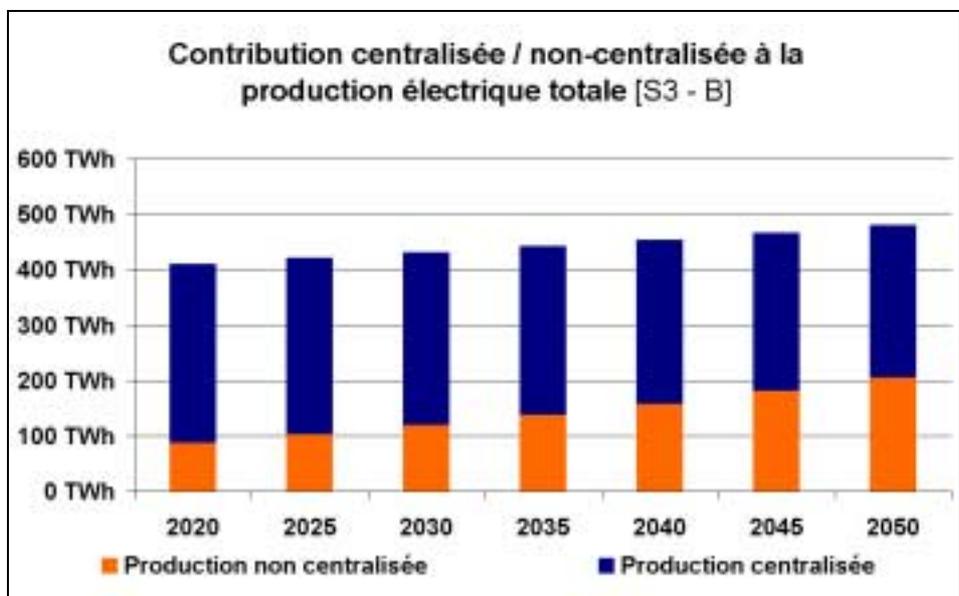
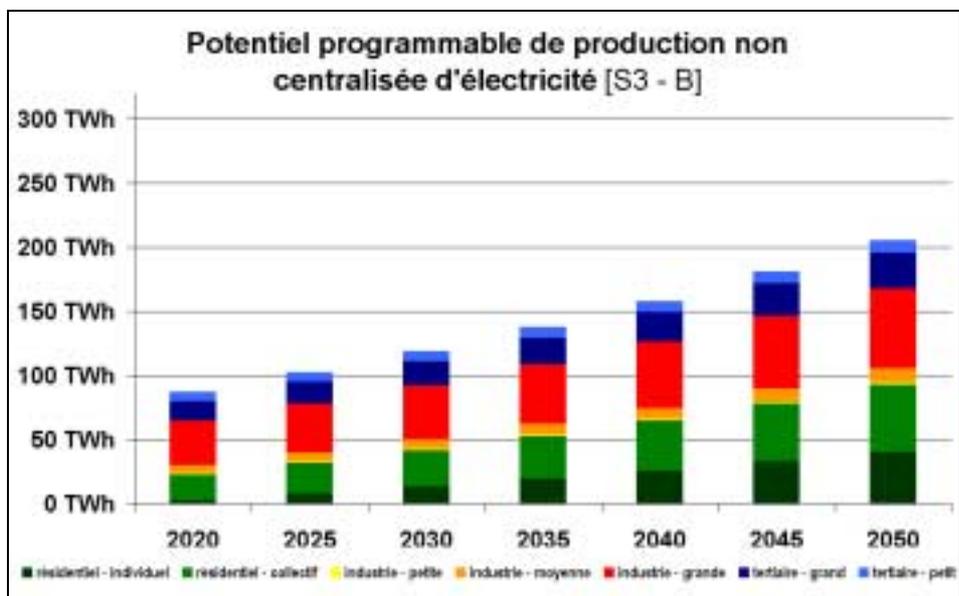
- Rendement de récupération de la chaleur : $R_{cup} = 80 \%$
- Production thermique par kWh : $P_{thk} = (R_{cup} * (1 - R_{de})) / R_{de}$
- Coût d'investissement de la chaudière : $I_{chd} = 500 F_{99} / kWth$
- Durée de vie de la chaudière : $D_{vch} = 25$ ans
- Frais fixe de maintenance (% du capital) = 3%
- Durée de chauffe spécifique à chaque secteur de consommation (heures par an) : D_{sch}
- Annuité : $A_{nn} = (I_{chd} * T_{da} * (T_{da} + 1)^{D_{vch}}) / ((1 + T_{da})^{D_{vch}} - 1)$
- Coût de production du kWh_{th} : $C_{pth} = C_{comb} / R_{cup} + (A_{nn} + F_{mch} * I_{chd}) / D_{isp}$

Coût global actualisé en F_{99} par kWh corrigé en cogénération au prorata temporis de la saison de chauffe : $C_{GAC} = C_{ga} - (P_{thk} * C_{pth}) * (D_{sch} / D_{isp})$

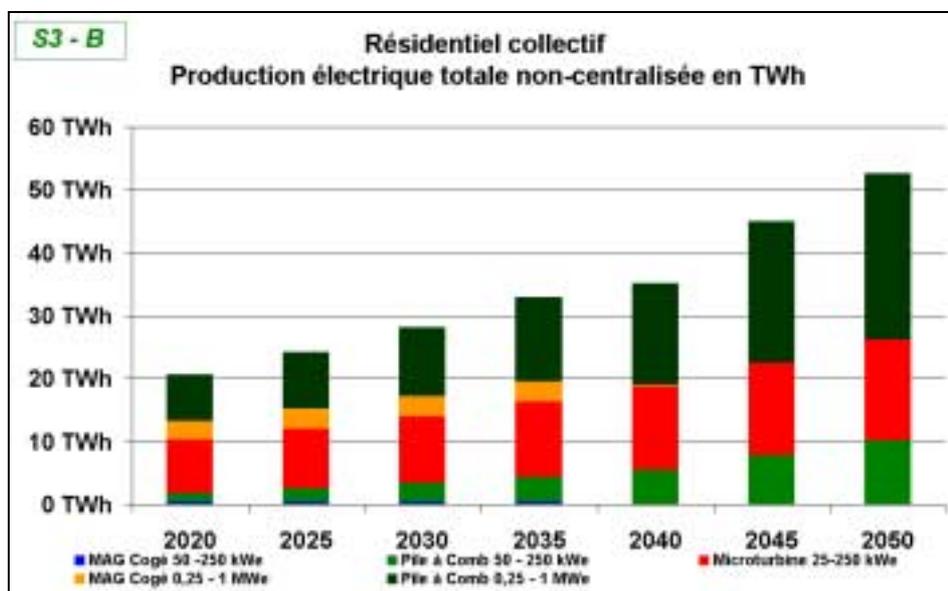
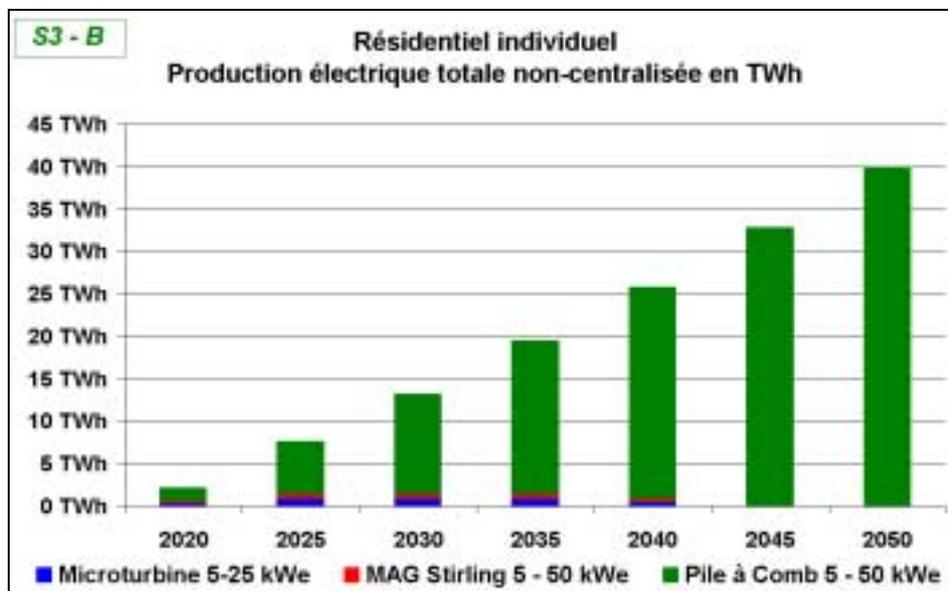
Mis à part la grande industrie, tous les autres secteurs ont été considérés comme des systèmes de cogénération climatique donc en fonctionnement uniquement entre octobre et avril. Toutefois, la trigénération par des équipements de production de froid par absorption permettrait de valoriser au mieux cette coproduction thermique (idone pour le grand tertiaire).

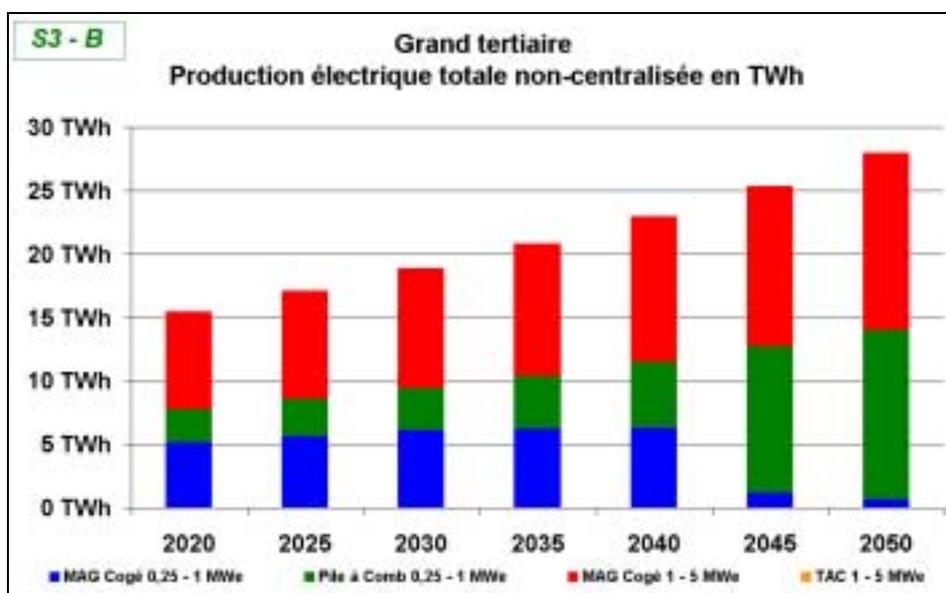
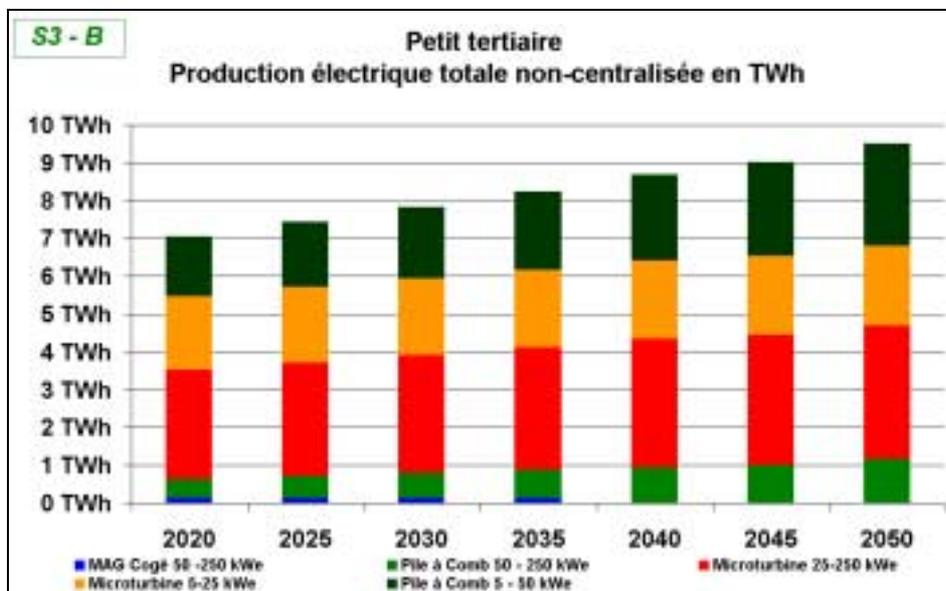
Les résultats détaillés des estimations des parts de marché des moyens de production décentralisée sont présentés dans les figures des pages suivantes :

Scénario S3 B

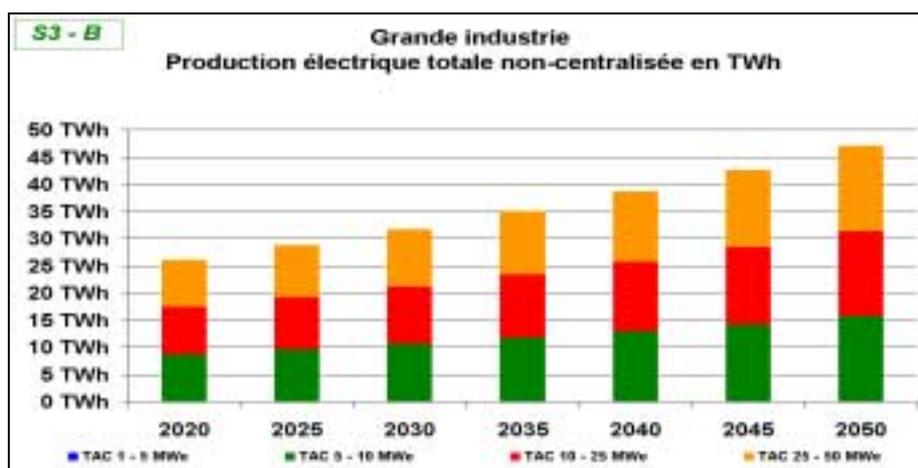
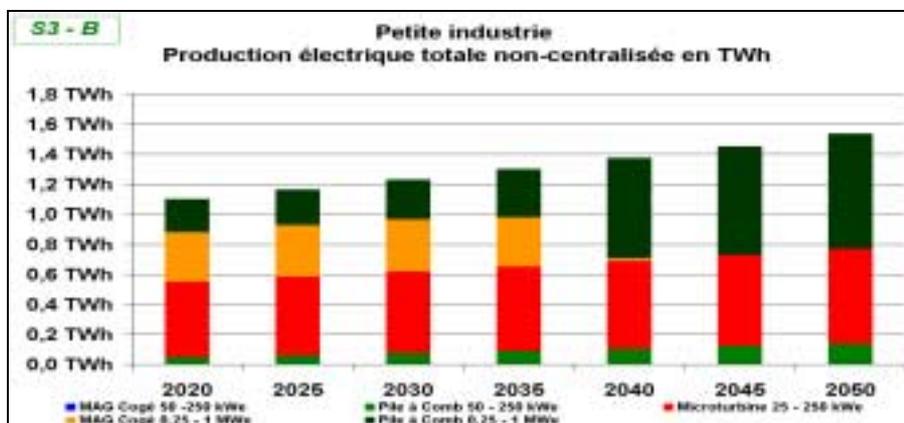


- La prospective technologique des filières non nucléaires -

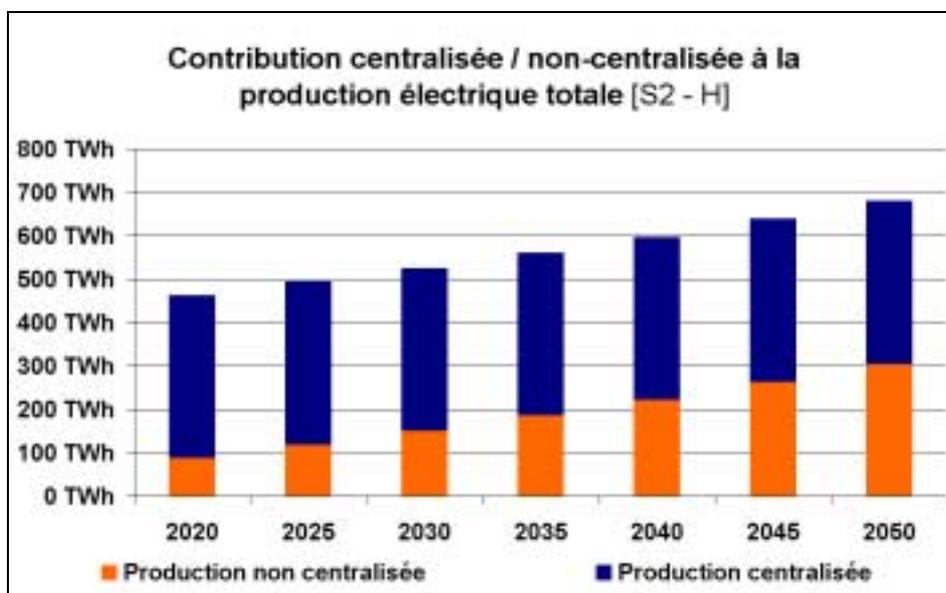
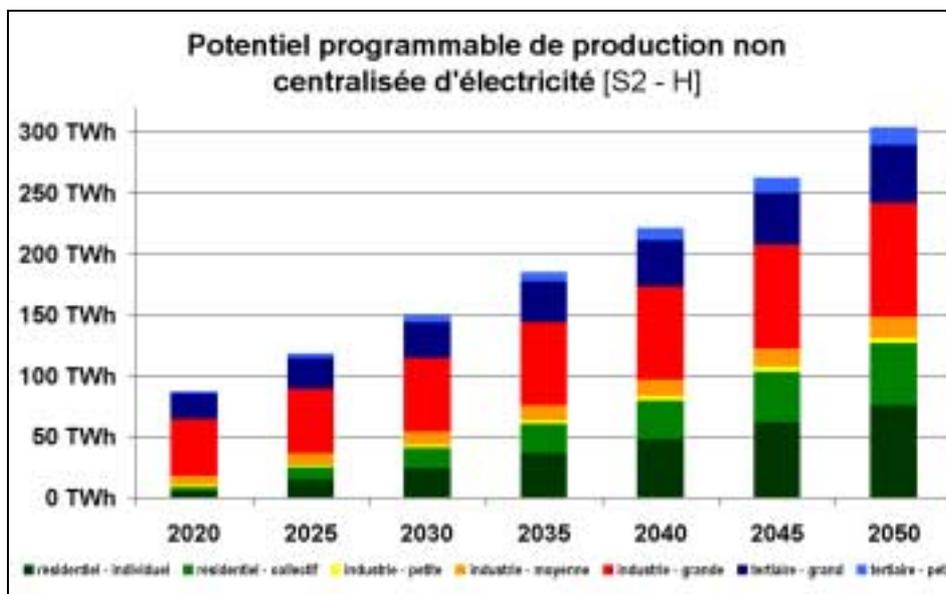




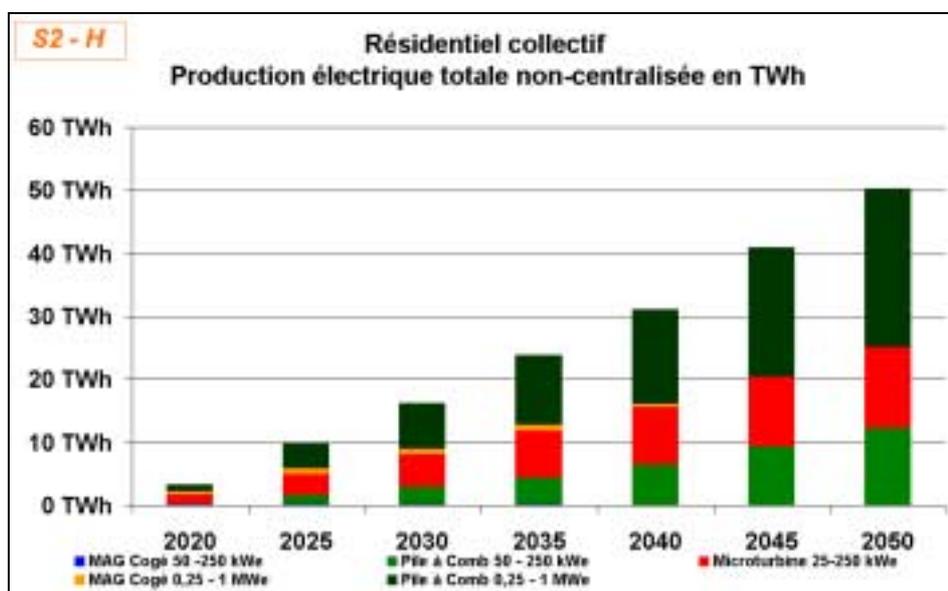
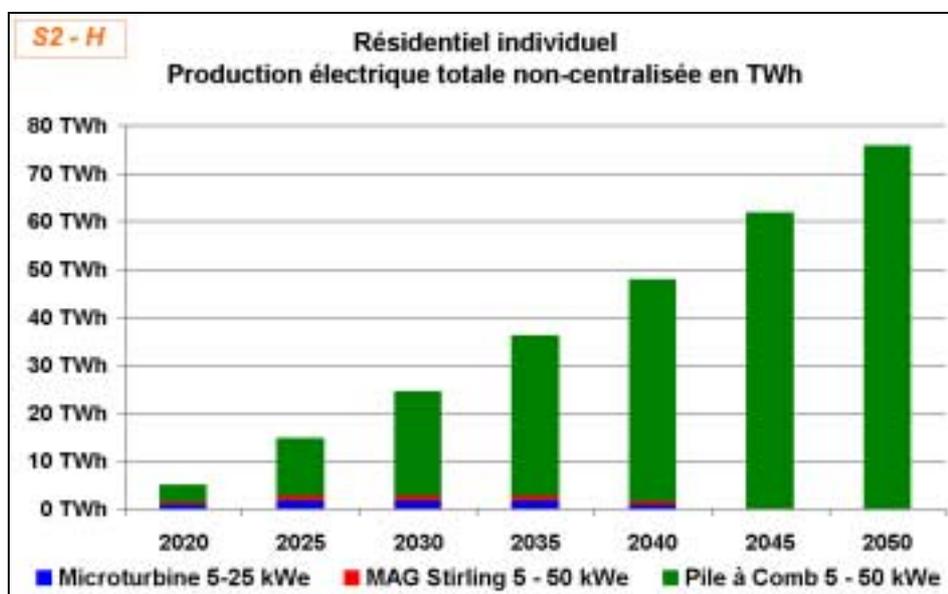
- La prospective technologique des filières non nucléaires -



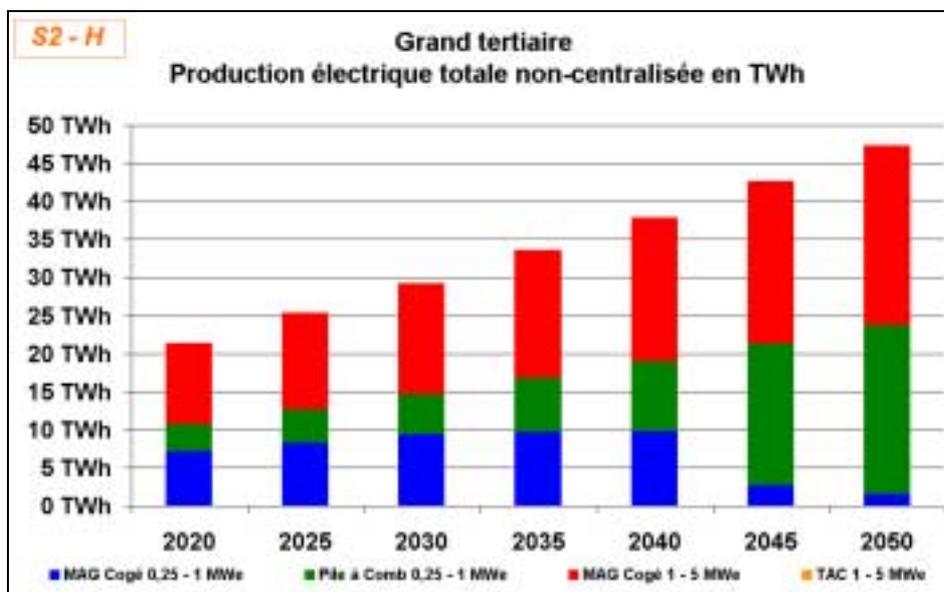
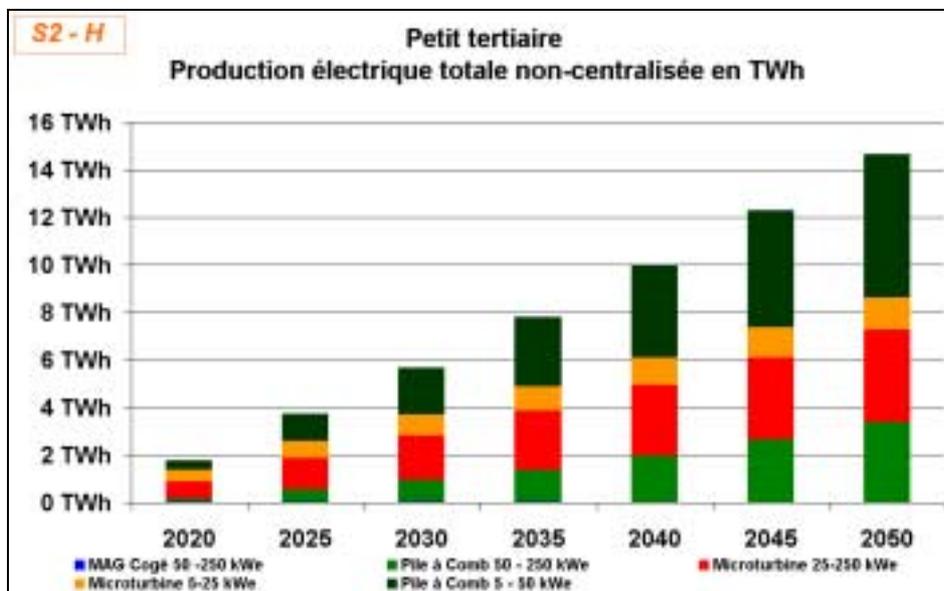
Scénario S2 H



- La prospective technologique des filières non nucléaires -



- La prospective technologique des filières non nucléaires -



- La prospective technologique des filières non nucléaires -

