

Etude n° 4

Energie décentralisée – Horizons 2020-2050

*Fouzi Benkhelifa
Michel Labrousse*

EXPLICIT

Avant propos

Ce rapport d'étude consacré à l'estimation de la part potentielle de la production d'énergie décentralisée par rapport à l'ensemble de la production a été réalisé à la demande conjointe du Groupe « Energie et Territoire » du Club Energie, prospective et débats et du Service « Energie et Environnement » du Commissariat général du Plan.

L'étude était coordonnée par Mme Nicole Jestin-Fleury, à laquelle les auteurs, Fouzi Benkhelifa et Michel Labrousse, du bureau d'études EXPLICIT, adressent leurs plus vifs remerciements. Ils remercient aussi le coordonnateur du Groupe Energie et Territoire, M. Alain Cabanes, et les membres du groupe de travail pour l'intérêt qu'ils ont porté à l'étude tout au long de sa réalisation.

Ce travail a été réalisé en étroite collaboration avec les membres du groupe de travail « Prospective technologique des filières non nucléaires » issu de la mission en charge de l'Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, coordonnée par MM. J.M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat. Les auteurs expriment leur reconnaissance aux membres de la mission et à ceux du groupe de travail, tout particulièrement à MM. Maurice Claverie, Daniel Clément et Philippe Girard pour leur contribution.

De nombreux spécialistes ont été contactés pour mener à bien ce travail, que tous trouvent ici l'expression de la gratitude des auteurs qui tiennent tout

- Etude n° 4 -

particulièrement à remercier MM. M. Hoëz, S. Fenet et A. Bonduelle pour leur constante disponibilité et leurs précieux conseils.

Les opinions exprimées dans ce rapport sont strictement celles des consultants, elles n'engagent ni le Commissariat Général du Plan ni les membres des groupes de travail associés à l'étude.

1. Objectifs et méthodologie

L'identification des technologies de production d'énergie décentralisée et leur contribution

L'étude avait pour objectif l'identification des technologies entrant dans l'appellation « production d'énergie décentralisée » pour la production de chaleur et d'électricité et devait prévoir l'évolution de ce nouvel ensemble de production en estimant sa contribution dans le bilan énergétique national à long terme (2020) et très long terme (2050), ces années bornant la durée de vie des équipements nucléaires actuellement en service.

La définition de l'aire de l'étude reste un élément déterminant dans la conduite des travaux. En effet, l'acception du terme « décentralisée » peut revêtir différentes réalités. La première d'entre elles consiste à s'intéresser uniquement à la production hors réseau. C'est alors une approche plus territoriale qu'économique basée sur l'auto-production et l'auto-consommation d'électricité (voire de chaleur).

Une autre vue du problème consiste à isoler dans la fourniture totale d'électricité les capacités de production qui n'entrent pas dans un schéma de disponibilité pour une consommation nationale indifférenciée. C'est le cas d'unités de petites et moyennes tailles (de 0,2 à 250 MWe) qui fournissent de l'électricité, hors ou sur réseau, à des poches identifiées de consommation locale (de la production en pied d'immeuble¹ à la fourniture exclusive d'électricité à un gros industriel²). C'est cette deuxième approche qui a été retenue pour l'étude. Il s'agit donc d'évaluer la part potentielle de la production décentralisée, ou plutôt non centralisée, dans la production totale d'électricité aux horizons 2020 et 2050.

(1) Par exemple une pile à combustible au gaz naturel alimente en électricité et chaleur depuis un an un immeuble à Chelles (77).

(2) Projet d'IGCC Total à Gonfreville - Projet Air Liquide Pétrobrás à Dunkerque.

Notons aussi que la production non centralisée d'énergie n'est envisageable qu'à partir de filières thermiques traditionnelles et des énergies renouvelables ¹.

Simuler la pénétration des technologies dans un nouveau contexte institutionnel

Il serait vain d'imaginer que les outils classiques comme la prévision économétrique, la modélisation ou l'analyse de données puissent être pertinents pour mener un exercice de prévision habituel à de tels horizons. Dans une telle configuration, la simulation paraît être l'option méthodologique la plus adéquate. Mais cet outil ne doit pas être utilisé de façon isolée. Il est nécessaire de le rapprocher d'un contexte économique, technologique, politique et environnemental donné. L'élaboration de scénarios permettra de façonner des visions contrastées permettant au mieux d'éclairer sur les possibilités de diffusion en France de moyens de production non centralisés.

Les modifications du contexte économique et légal (ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie, accès au consommateur final), les sauts technologiques en prévision (pile à combustible, optimisation des cycles, super-stockage, etc.), les changements des attentes du consommateur (de la fourniture spécifique d'électricité au service énergétique global ²), l'environnement politique et social (acceptation des lignes THT ³, gestion des déchets nucléaires, lutte contre l'effet de serre, valorisation des ressources locales), toutes ces options sont autant d'incertitudes qui rendent très difficile l'établissement d'un cadre apte à un exercice de modélisation et de prévision. Il a donc fallu à la fois simplifier et veiller à la cohérence de la démarche, en mettant en évidence les critères les plus significatifs caractérisant la pénétration des technologies de production décentralisée en concurrence avec le réseau et en concurrence les unes par rapport aux autres. Ce travail prend pour base les scénarios de

(1) Il existe bien un projet de centrale nucléaire modulaire de 284 MW étudié par Framatome (GT-MHR) et des études ont été menées par le CEA, en France, et dans plusieurs pays étrangers pour mettre au point des unités nucléaires de faible puissance, pour la production de chaleur et l'alimentation de réseaux de chaleur notamment, mais ces projets ne sont pas parvenus au stade de réalisation, sauf un nombre très limité d'applications en Russie dans les années 1970-1980.

(2) Concept d'ESCO : « Energy Service Company » qui gère les utilités de l'industriel ou d'un regroupement de bâtiments.

(3) Le Débat Public autour de la ligne 400 kV Boutre-Broc-Carros a mis en évidence les difficultés de créer une nouvelle ligne THT dans un environnement sensible, l'expertise complémentaire faisant émerger des solutions alternatives de production décentralisée d'électricité en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

- Etude n° 4 -

consommation d'électricité S2H et S3B ¹ élaborés par le Commissariat Général du Plan, jusqu'en 2020, prolongés par les scénarios de l'IIASA.

Une démarche en trois temps : cadre légal, technologies, potentiels

La première phase de la démarche présente le nouveau cadre légal du système électrique, facteur essentiel accompagnant, favorisant ou inhibant le développement de la production décentralisée. Les technologies, situation actuelle et évolution attendue, sont au centre du chapitre suivant ; on fait alors appel aux expériences étrangères qui seules permettent d'éclairer ce que pourrait être l'avenir pour la production décentralisée en France. Rappelons alors que la production décentralisée a une double origine, c'est d'abord la justification et la valorisation des énergies fatales et renouvelables puis l'exploitation de technologies émergentes utilisant des énergies conventionnelles (le gaz naturel le plus souvent). Le quatrième chapitre est donc consacré à l'estimation du gisement associé à ces énergies fatales alors que le cinquième chapitre présente les estimations de la part potentielle de production décentralisée par les technologies émergentes utilisant comme combustible essentiellement les énergies conventionnelles (gaz naturel) ou dans certains cas des énergies renouvelables (biomasse, biogaz).

La démarche d'évaluation n'est pas la même pour ces deux familles d'énergie décentralisée. Dans le premier cas on a privilégié le cas des énergies fatales (déchets industriels, déchets urbains, déchets agricoles) en se limitant à quelques indications globales pour les énergies renouvelables (géothermie, solaire, éolien, biomasse) : il s'agit surtout d'identifier une ressource physique, surtout lorsqu'elle donne lieu à production d'électricité, sans approfondir la technologie d'utilisation. On a évalué un potentiel de production à moyen terme (déchets) ou à long terme (géothermie, solaire, éolien), sans analyser précisément la dimension économique des technologies de valorisation de ces potentiels. On estime que les potentiels indiqués sont des valeurs plausibles, leur réalisation dépendant de la politique d'accompagnement mise en œuvre par les pouvoirs publics.

Les technologies émergentes, en revanche, sont analysées en profondeur et leurs parts de marché, par rapport à la production centralisée et de chacune d'elle par rapport aux autres sont évaluées pour chaque secteur de consommation.

(1) S2H : Etat industriel, consommation d'énergie forte – S3B : Protection de l'environnement, demande d'énergie maîtrisée.

2. L'environnement en mutation de la production décentralisée

2.1. La nouvelle donne légale

2.1.1. Ouverture du marché et service public

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 46 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'euro péen.

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. [...]*

(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).

- Etude n° 4 -

..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 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 de valorisation des déchets ou de cogénération lorsque la puissance de ces installations ne dépasse pas 8 000 kVA 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. L'ordre de grandeur des charges à compenser en raison de l'obligation d'achat est 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

(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.

- Etude n° 4 -

à des types de combustibles (déchets et énergies renouvelables) et de technologies (énergies renouvelables et cogénération) en phase d'apprentissage, le législateur reconnaît 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 est difficilement tenable, 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 s'imposent : 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.

2.1.2. Ebauche 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 : réseau de transport maillé 400 kV et croissance perpétuelle de ce réseau fondée sur l'application de la règle du N-1 et sur un coût de défaillance normatif et défini par la seule entreprise électrique², concurrence

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

(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

entre producteurs très limitée, collectivités ayant « oublié » leurs prérogatives en matière énergétique, cogénération et toute production décentralisée découragées, énergies renouvelables et options de dépollution ne faisant que de la figuration, consommateur réduit au rang d'utilisateur, 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 qui a ses propres règles de gestion et qui est soumise aux prescriptions de la CRE (Commission de régulation de l'électricité). Les collectivités locales ont alors pleinement recouvré leurs droits en matière de réseaux, électrique 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, c'est ce schéma qui est esquissé à la fin du présent chapitre après l'analyse des technologies et l'évolution des besoins.

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.

(1) 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.

2.2. Typologie des technologies recensées dans l'étude

Dans le cadre de cette étude et conjointement avec le groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » (Etude économique prospective des filières électriques nucléaires), une liste de technologies de production d'électricité et de chaleur (cogénération) a été élaborée. Ne sont reprises ici que les techniques dites de production non centralisée (de très petite à moyenne taille). Ces techniques ont été retenues sur des critères de différentes natures :

- la maturité technico-économique avérée ou à venir du mode de production ;
- la réponse à une demande des acteurs économiques, politiques et sociaux.

Ces critères reprennent les différentes attentes autour du développement attendu de la production non centralisée.

Le tableau suivant permet de visualiser le classement des différentes technologies selon les critères de choix.

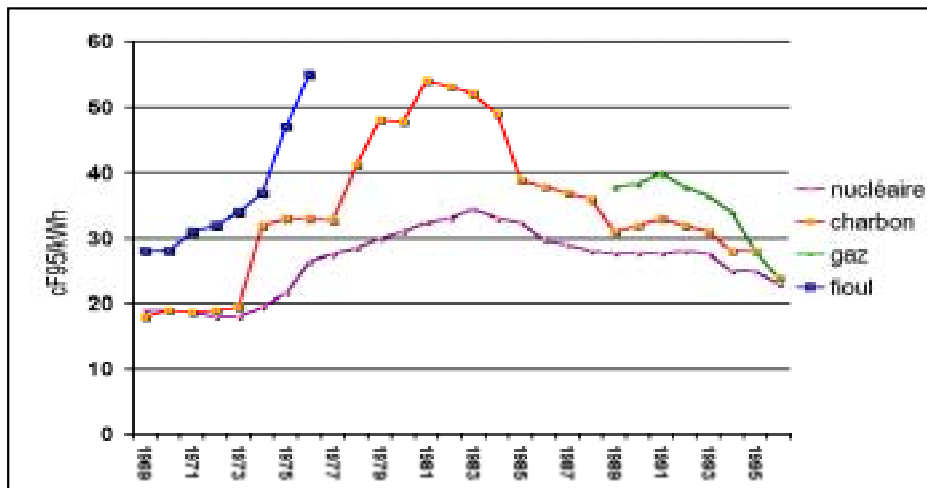
Technologies/filières de production décentralisée selon les critères de choix

	Demande sociale			
	Technologie de production non centralisée d'électricité	Proximité de la production énergétique Flexibilité	Valorisation des ressources locales	Gestion des déchets
	Maturité technique et économique avérée	Production dédiée et cogénération		
Maturité économique		<ul style="list-style-type: none"> * Moteur gaz ou FOL * Turbine à gaz à CC * Turbine à vapeur * Turbine à gaz – avancée * Micro-turbine * Pile à combustible à gaz naturel ou méthanol 	<ul style="list-style-type: none"> * Micro-hydraulique * Solaire thermique * Géothermie * Combustion et cogénération à partir de biomasse * Aérogénérateurs * Photovoltaïque 	<ul style="list-style-type: none"> * UIOM * Cycle combiné avec gazéification intégrée * Méthanisation des résidus agricoles ordures ménagères (OM) et déchets industriels banals (DIB) et des IAA
	Maturité technique et économique à venir			

Il apparaît que le choix d'une technologie ne répond pas à l'unique critère économique mais aussi à sa capacité à répondre à des attentes particulières telles que l'autonomie énergétique, la flexibilité d'usage ou la valorisation de ressources locales. Ces aspects qui sont des facteurs incitatifs au choix de

production non centralisée sont par ailleurs des orientations présentes dans les schémas régionaux de services collectifs de l'énergie ¹

Evolution du coût du kWh (en cF95) en base pour de nouvelles centrales pour les filières nucléaire, charbon, fuel et gaz ²



Par ailleurs, d'autres éléments viennent conforter l'idée que les choix des modes de production répondent à une logique plus large que celle de la sphère économique. En effet, la compétition entre les différentes filières énergétiques a considérablement réduit les écarts sur les coûts de revient. Ce mouvement de convergence constaté au début des années 90 a induit une mise au premier plan de facteurs plus politiques, organisationnels, sociaux et environnementaux dans les choix de production.

(1) L'article 17 de la « loi d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire » a organisé les modalités des schémas de service régionaux collectifs de l'énergie comprenant notamment des bilans sur les potentiels à exploiter en matière de cogénération et de production électrique à partir d'énergies renouvelables.

(2) P. Lederer & F. Falgarone (EDF), « La compétitivité des moyens de production de l'électricité », *Revue de l'énergie*, novembre 1997.

2.3. Les nouveaux paradigmes technico-économiques

En outre, un phénomène parallèle a perturbé les postulats classiques de la production électrique. En effet, l'effet conjoint de l'avènement du cycle combiné et du développement des cogénérations par turbines à gaz a mis en évidence la fin d'une loi d'airain du secteur électrique : **la prédominance de l'effet d'échelle sur l'effet de série**. Avec des performances globales allant de 55 % pour les cycles combinés à 85 % pour les cogénérations, ces équipements ont rattrapé l'avantage structurel de la production de grande échelle et aujourd'hui ces équipements fabriqués en grandes séries voient leur coût unitaire de production décroître de façon significative.

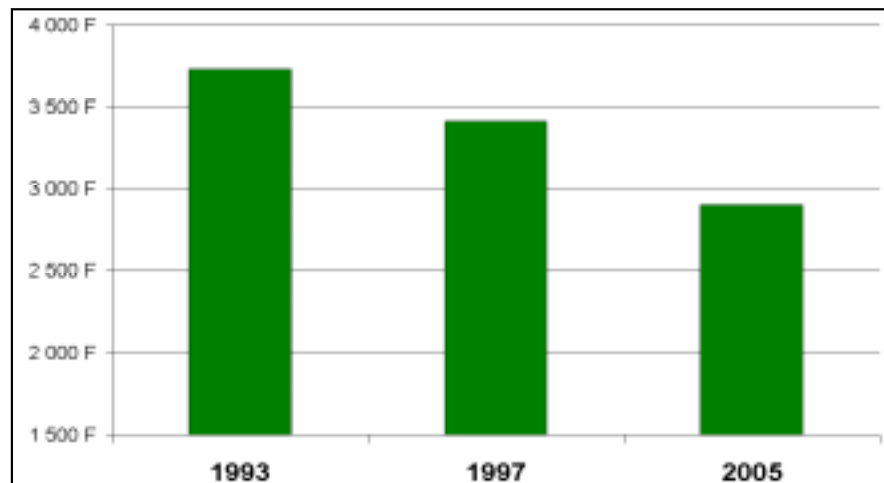
Concernant les cycles combinés, les coûts de construction de référence de la DIGEC de 1997 sont 10 % inférieurs à ceux de 1993 (3 400 F₉₇/kWe). Les coûts de référence internationaux s'inscrivent dans une fourchette comprise entre 2 200 F₉₇/kWe (Etats Unis) et 4 100 F₉₇/kWe (Danemark)¹. A l'horizon 2005, l'étude DIGEC 97 retient une valeur de 2 900 F/kWe.

Par ailleurs, entre 1997 et 2005, il est prévu une amélioration de l'ordre de 5 points du rendement électrique de ces installations (de 52 à 57% sur PCI)².

(1) Agence internationale de l'Energie (AIE) & Agence pour l'énergie nucléaire, « Prévisions des coûts de production de l'électricité - Mise à jour 1998 ».

(2) Pages 35 et 38 du rapport DIGEC 1997.

Turbine à gaz à cycle combiné
Evolution du coût de construction par kW_e ¹



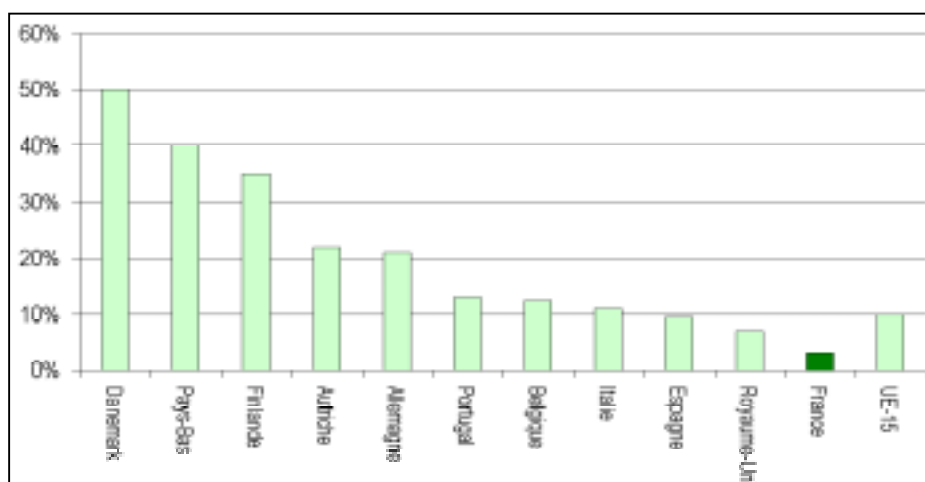
Il apparaît évident que l'émergence de la première disposition (décret de 1994) et du contrat de cogénération de 1997 ont joué le rôle de catalyseurs pour l'implantation d'unités de cogénération en France. La technique et son caractère économique préexistaient ; c'est le cadre légal qui a permis son développement récent. En l'espace de moins de trois ans (de 1997 à la mi-99), la capacité installée d'une grande unité centralisée a pu ainsi être créée.

Malgré cette accélération remarquable au cours des dernières années, la France est très en retard, par sa puissance totale installée en cogénération, par rapport à ses partenaires européens (onzième rang en pourcentage de la puissance totale installée).

(1) Ces chiffres concernent un fonctionnement en semi-base et sont issus des deux rapports DIGEC 1993 et 1997 sur les « coûts de référence » de la production électrique. Ces coûts sont en francs courants et ne comprennent pas (pour les trois périodes) les intérêts intercalaires et les frais de maîtrise d'œuvre.

- Etude n° 4 -

Part de la cogénération dans la production d'électricité dans les pays de l'UE ¹



Pour autant, cette part peut sensiblement varier et s'approcher du niveau moyen européen si la cogénération bénéficie de dispositions favorables (fiscales pour l'essentiel) dans le cadre par exemple du programme de lutte européen contre le changement climatique. Avec un potentiel ² identifié et mobilisable supérieur à une dizaine de GWe (hors petit tertiaire et résidentiel), la cogénération peut devenir une capacité déterminante pour la semi-base en France.

2.4. Du produit vers le service

On peut dénombrer trois modes de différenciation de la fourniture électrique. La segmentation de l'offre, s'identifiant à la notion de service, permet au mieux l'adéquation avec les différents types de demande. Les trois modes présentés ³ ci-après sont des invariants de la distribution électrique mais permettent d'entrevoir un positionnement opportun de la production décentralisée.

(1) Source : Unipede - COGEN Europe.

(2) Etude ADEME - CEREN – ERDYN : le potentiel de cogénération en France – 1996.

(3) Eléments repris de l'article : P. Moncada Paternò Castello & A. Soria (1997) « Selling Energy Services, not Just Electricity: Towards a Tertiarization of EU Electricity Utilities », Institut de prospective technologie de Séville (IPTs) - Commission Européenne.

La période de fourniture constitue pour l'heure le principal mode de différenciation. Le tarif de l'électricité varie selon la période horo-saisonnière de fourniture, selon la structure de la génération et le système de transmission. Les récents développements technologiques tels que les systèmes automatisés de communication permettent d'équilibrer en continu l'offre et l'appel au réseau.

Pour exemple, en France, l'interface clientèle communicante¹ (ICC) d'EDF-GDF services permet un échange d'informations entre le client et son centre de services électriques. En effet, le programme « *Tempo* » gère au mieux la charge électrique de l'habitation pour minimiser dans la mesure du possible la facture électrique au regard à la structure tarifaire. Cet outil réalise le délestage et la mise en service d'équipements par une interface de communication pouvant piloter par exemple un cumulus électrique d'ECS. Cette nouvelle notion du service (optimisation tarifaire) est une expérience réussie où un producteur centralisé d'électricité franchit le seuil du compteur pour intervenir chez le client.

La qualité de l'électricité peut avoir des significations différentes pour les différents utilisateurs finaux. La disponibilité de la puissance effectivement appelée ainsi que des caractéristiques particulières tels que la fréquence ou le voltage sont facturés de façon séparée.

La source de génération de l'électricité est une préoccupation grandissante d'une partie de la clientèle soucieuse de son environnement local et global. De tels clients peuvent être prédisposés à payer un sur-tarif pour une électricité produite à partir d'une source renouvelable. Cette pratique, encore en discussion en France², permet à près d'un américain³ sur trois de choisir entre de l'électricité conventionnelle et une autre dite « verte ».

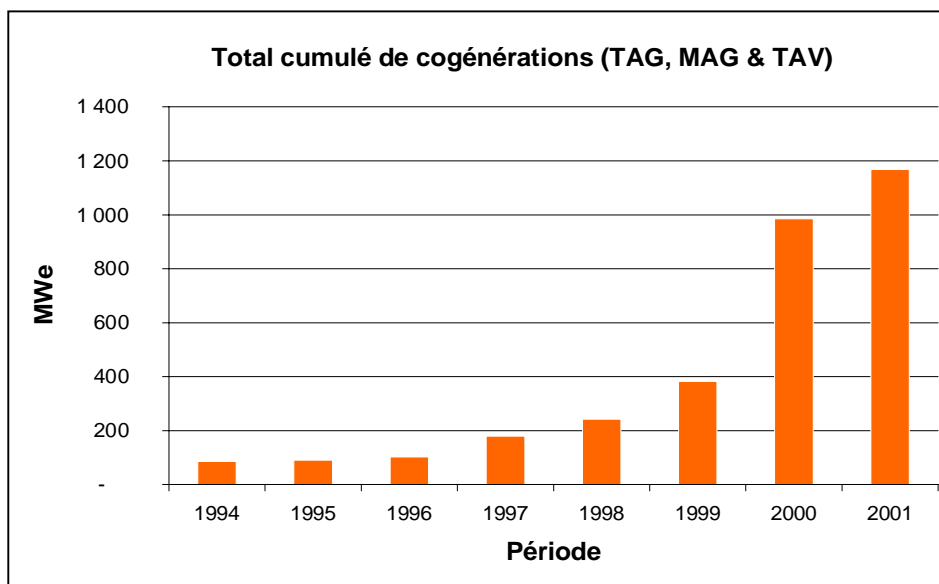
(1) E. Mathieu, Ph. Pennier, C. Foucher & N. Bailly (1996) « Une nouvelle interface clientèle domestique pour de nouveaux services » - *Épure - Electricité de France. Direction des Etudes et Recherches*.

(2) Daniel Haloo & Denis Baupin « Du courant « vert », pourquoi pas ? », *Les Echos* du 6/03/2000.

(3) Trois articles disponibles sur le site du National Renewable Energy Laboratory (Etats-Unis) « www.nrel.gov » présentent les différents aspects des certificats verts : B.Swezey & L. Bird (1999), « *Information Brief on Green Power Marketing, 4th Edition* ». - B.C. Farhar (1999), « *Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources: a Review of Utility Market Research* ». - W-R-K Porter, J. Fang & A. Houston (1999), « *Green Power Marketing in Retail Competition: An Early Assessment* » avec le Lawrence Berkeley National Laboratory.

Cette préoccupation de proximité et de qualité de fourniture couplée à celle de l'optimisation tarifaire a été la base du développement d'une nouvelle génération de services industriels. En effet, dans le mouvement d'externalisation¹ des différentes fonctions de l'entreprise (nettoyage, sécurité, transport, etc.) que l'on a constaté dans les années 90, un nouveau concept de gestion des utilités a émergé : les « *Energy Service Company* » (ESCO) proposent aux industriels ou aux exploitants d'installations (par exemple, chaufferies dans le résidentiel ou le tertiaire) de prendre en charge, par le biais d'un **tiers-financement**, la gestion de leurs équipements énergétiques et se rémunèrent sur les économies réalisées. Dans ce cadre la production sur site de l'électricité et de la chaleur-vapeur constitue une des principales options du service rendu par ces sociétés. A titre d'information, la filiale d'un grand groupe français annonce qu'elle gère un parc de production lié au « **facilities management** » de l'ordre du GWe. Ci-après, le graphique présente la rapide évolution de cette activité au sein de cette ESCo.

Evolution du parc de production décentralisée d'une ESCo française



Ces deux derniers points (qualité - disponibilité de la source de production) ont été les facteurs dynamisants de l'essor de la production décentralisée aux Etats-

(1) L'Usine Nouvelle n°2701 du 16 septembre 1999, « Le développement de la délégation de services dans les entreprises - Energie et Déchets ».

Unis. En effet, dans le cadre de différents programmes de promotion de **la production dite « distribuée »**¹, les différents motifs que sont la sécurité d'approvisionnement, la réactivité sans pénalité à la variation de la charge ainsi que la préoccupation environnementale ont permis d'intégrer au mieux la production décentralisée dans le parc de production électrique.

En France, la difficulté rencontrée à transposer dans les textes et dans les faits l'ouverture du marché de l'électricité, effective à l'échelle européenne, a jusqu'à présent occulté les véritables enjeux associés à l'apparition de la concurrence au niveau de la fourniture d'électricité. Les compagnies d'électricité qui sortiront vainqueur du marché qui s'instaure seront celles qui réussiront à fournir aux consommateurs un produit énergétique personnalisé plus qu'un kWh à bas prix. Les compagnies – anciennes et nouvelles – doivent donc faire porter leur attention plus sur **le service** et adapter leur offre. Dans cette perspective la production décentralisée apporte un élément de souplesse incontestable².

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) placé 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

(1) *Distributed Utility* (voir plus loin le concept de « *Distributed Utility Planning* »).

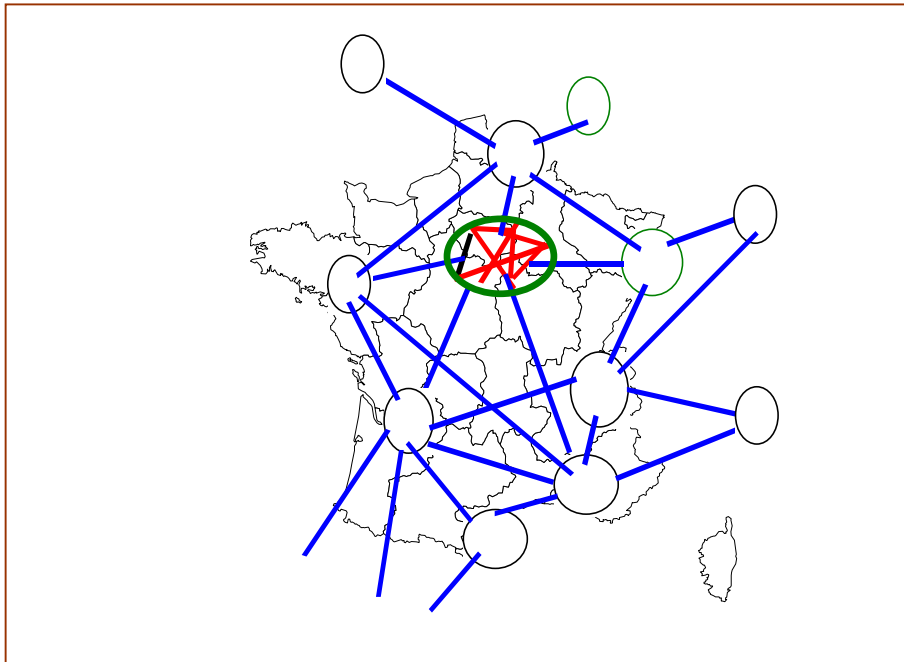
(2) *Op. cité* (note 25).

- Etude n° 4 -

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 DATAR ¹, envisagé pour 2020. Dans ce schéma, de grands systèmes urbains polycentriques s'appuyant sur une recomposition 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 est 2020 et au-delà ?

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

(1) « Aménager la France de 2020-Mettre les territoires en mouvement » – DATAR (juillet 2000). Il faudrait en fait parler « d'Europe maillée », notion à laquelle ne manquera pas de faire référence le débat sur l'Europe fédérale.

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 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.

- Etude n° 4 -

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 (Maîtrise de la Demande d'Electricité - 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 DUP 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.

3. Caractérisation des techniques actuelles et futures de production décentralisée

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 de 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 plus de 250 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.

3.1. Coûts projetés et cycle de vie

La première donnée d'évaluation est l'**évolution du coût unitaire** d'installation exprimée en F_{99}/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 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.

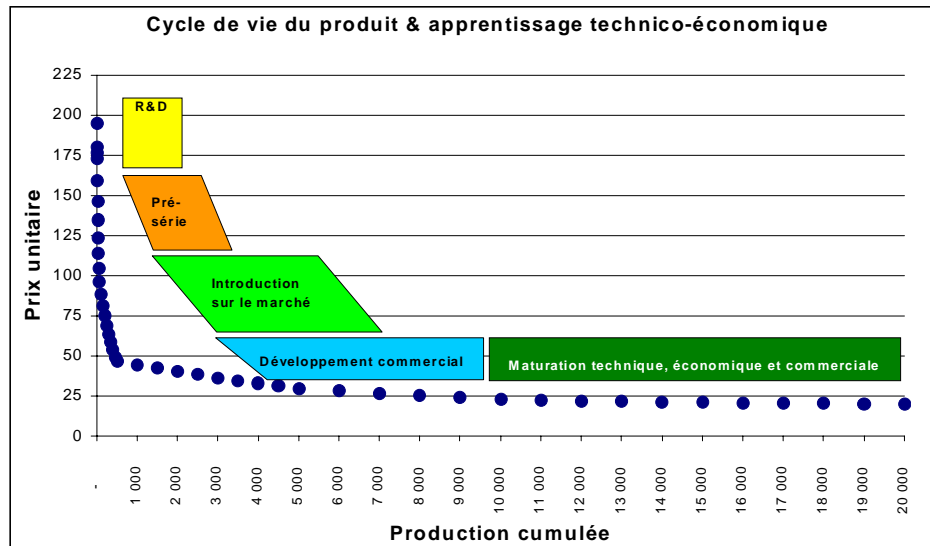
Pour un produit donné, la décroissance de son coût unitaire est fonction de sa production cumulée. L'un des principes de la théorie du cycle de vie¹ des produits est basé sur cette constatation. On peut distinguer différentes phases dans la décroissance du prix unitaire d'un produit innovant :

- 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 dû 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*).

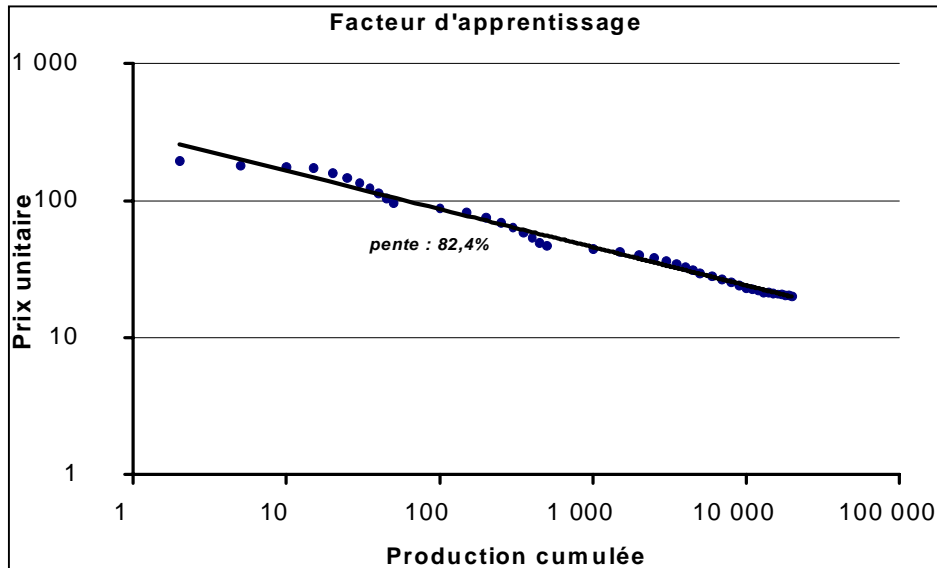
Pour chacune des technologies de production décentralisée d'électricité, le degré de compétitivité de la solution a permis d'identifier sa phase de développement.

(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.

- Etude n° 4 -



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 (hyperbole 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 l'Energie (AIE), Clas Otto Wein, dans un ouvrage² à paraître au cours de l'année 2000.

3.2. 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

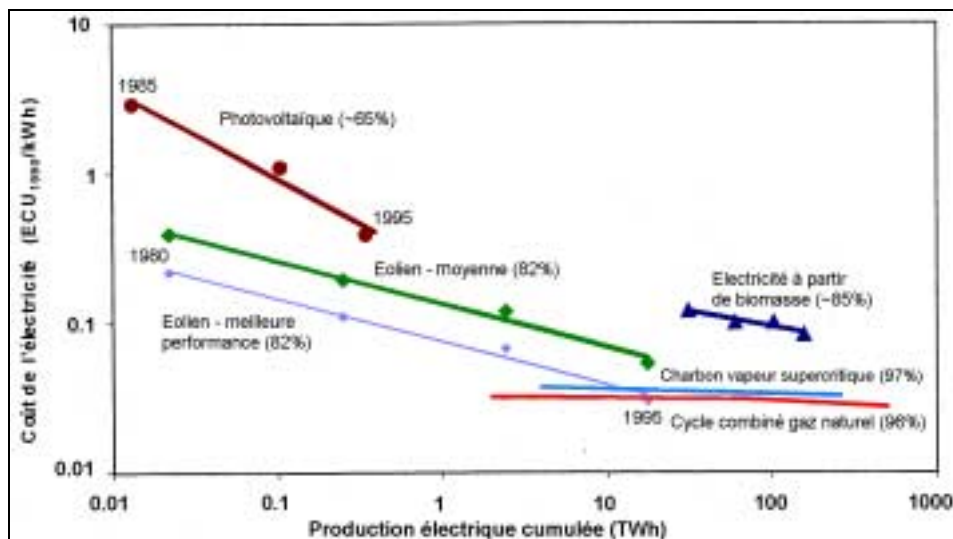
(1) Traduit de l'anglais : « La courbe d'apprentissage est plus un outil stratégique de long terme qu'un concept tactique de court terme. Elle résume les effets combinés d'un grand nombre de facteurs... Elle ne peut être utilisée de façon fiable comme variable de contrôle ou pour de l'aide à la décision 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.

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

- Etude n° 4 -

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.

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 faible 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.

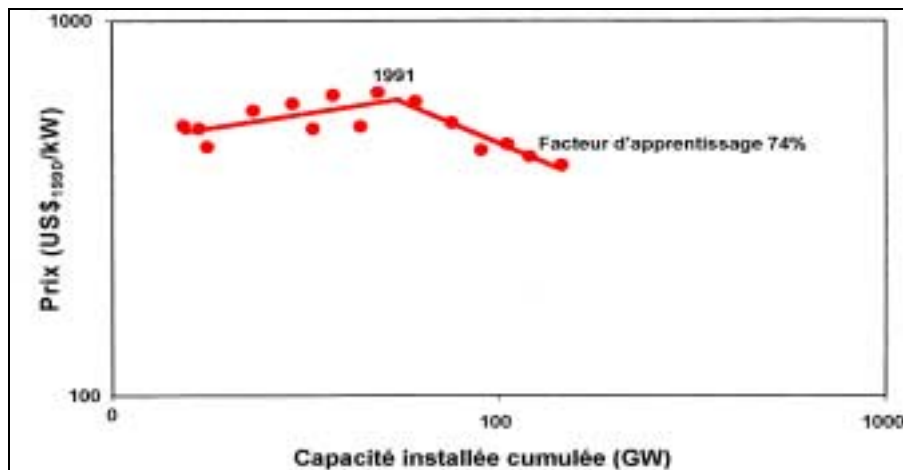
Un coup de projecteur sur la technologie du cycle combiné au gaz naturel au travers des coûts d'installation et de ses volumes de ventes met en évidence une rupture technique et commerciale qui n'apparaît pas dans le précédent graphique. En effet, le prix de départ se comporte comme une « ombrelle » 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

(1) *op.cit.*(19), figure 1.5. p9

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

de référence nécessite une corrélation plus étroite entre le coût et le prix de la technologie.

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



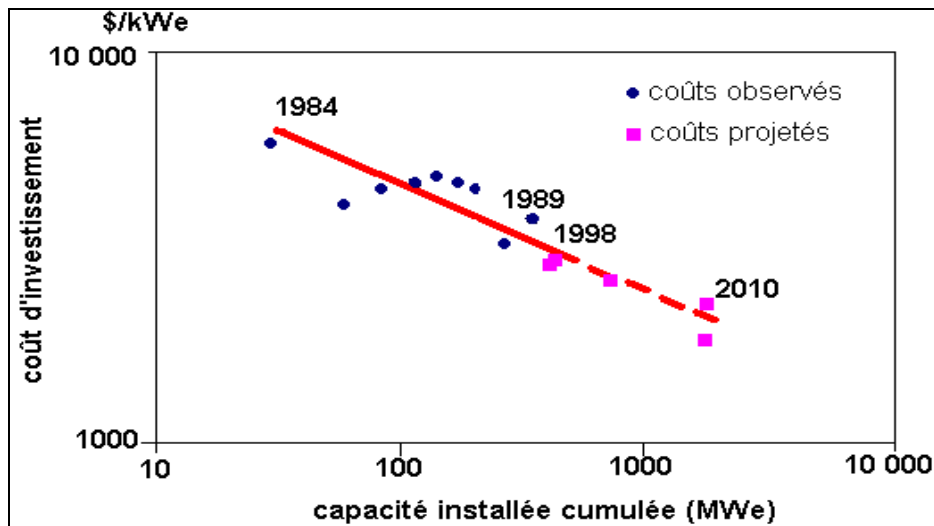
A partir de ce constat, il apparaît que la prévision d'une rupture technologique, par son impact économique, peut re-dynamiser des filières technologiques dites classiques.

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.

(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.

- Etude n° 4 -

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



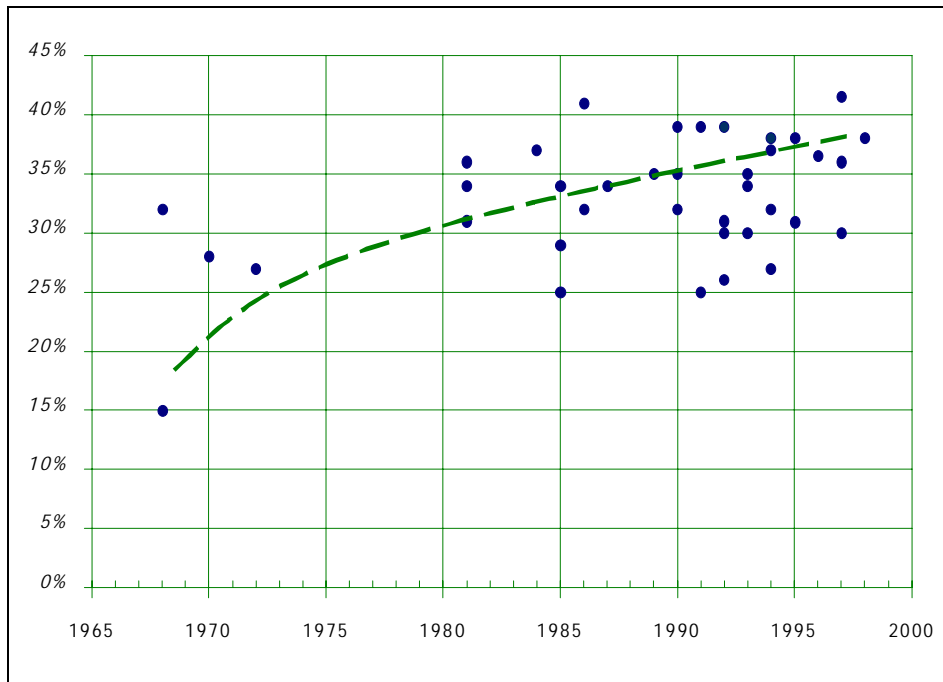
Ce type de projection permet à la fois de définir des horizons de production et de confronter des objectifs de R & D à la lumière de l'historique industrielle.

3.3. Des rendements électriques croissants

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.

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

Amélioration du rendement des turbines à combustion ¹
(en abscisse : première année de commercialisation)



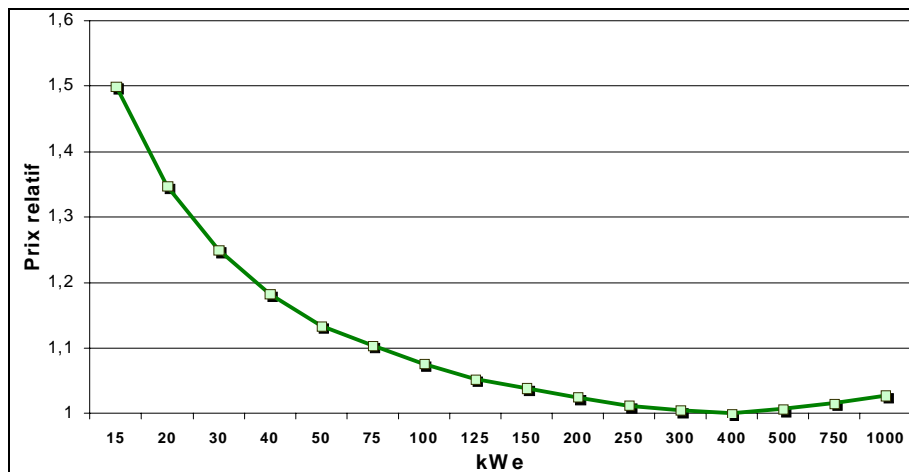
3.4. D'autres éléments d'évaluation

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) Document KVAERNER Process.

- Etude n° 4 -

**Prix relatif par kWe des moteurs de cogénération
sur la base d'un moteur d'une capacité de 400 kWe ¹**



3.5. Aujourd'hui : les technologies classiques de production

3.5.1. 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 utilisés ². 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

(1) Istituto Cooperativo per l'Innovazione (1992), « *Small-scale Cogeneration in non-residential Buildings* » - THERMIE / OPET - DG XVII.

(2) Etude CEREN pour le Secrétariat d'Etat à l'Industrie, « *le parc français des équipements de cogénération au 31.12.1997* ».

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 kW _e (F99)	4500-6000	3900-5200	3400-4500	2900-4000	2500-3500	2200-3000
Emissions de CO ₂ g/kW _h e	505	475	445	415	392	363

3.5.2. 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.

En terme technologique, 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.

- Etude n° 4 -

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 (R.U.) - US DOE Vision 21 programme (USA)] 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	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans
Coût d'installation par kWe (F99)	4100-7000	3550-6300	3000-5700	2700-5150	2550-4700	2430-4200
Emissions de CO ₂ g/kWhe	606	512	444	385	363	350

3.5.3. 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 transforment 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'Energie Eolienne à quelque 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 bas 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)	2990	3105	3220	3335	3450	3565
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

Caractéristiques des aérogénérateurs terrestres

Eolienne 0,2-0,75 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (h)	2600	2700	2800	2900	3000	3100
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

3.6. Demain : les technologies de rupture

3.6.1. 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 installations ¹ 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, le parc de petites cogénérations situé dans la ville de Rottweil (25 000 habitants, Allemagne) couvre 20 % des besoins électriques de la ville ².

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 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 CO. La réduction des émissions de CO₂ est directement liée à l'amélioration du rendement global de l'installation (récupérateurs en particulier). Actuellement 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 kWe ³. 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 %.

(1) *Revue Energie Plus* n° 237 - décembre 1999.

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

(3) *Revue EGSA Powerline* - novembre décembre 1998 (www.egsa.org).

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 kW _e (F99)	5000-8000	3000-6400	2000-5000	1500-4000	1300-3150	1100-2500
Emissions de CO ₂ g/kW _h e	667	571	541	500	476	444

3.6.2. Moteur Stirling en cogénération

Le principe du moteur Stirling (du nom de son inventeur, un pasteur écossais du début du XIX^{ème} 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 d'une usure liée à la combustion. D'autre part, la conception de ce moteur permet des réalisations de très petite taille (de l'ordre du kW_e). La gamme pré-commerciale disponible se situe entre 5 et 50 kW_e (pour une puissance thermique environ du double).

La combustion externe autorise un large spectre de combustibles et de sources de chaleur (énergie solaire ¹, 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 kW_e 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 * 2 500 kWh/an) donne la

(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.

- Etude n° 4 -

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	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans
Coût d'installation par kW _e (F99)	8500	6000	5100	4400	3800	3300
Emissions de CO ₂ g/kW _h e	800	667	606	571	541	513

3.6.3. La pile à combustible

Parmi les filières technologiques énergétiques, la pile à combustible (PAC) est la solution présente une rupture technologique par rapport au schéma actuel de production d'électricité. En effet, cette technique reposant sur le principe inverse de l'électrolyse (anode : hydrogène, cathode : oxygène) permet en théorie un rendement électrique 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 imaginée au milieu du XIX^{ème} siècle ¹. Elle fonctionnait sur un mélange hydrogène - oxygène et à basse température. C'est resté une attraction de laboratoire jusque 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

(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 Forces » (1846) est basé sur l'un des postulats de la « pile de Grove » : le magnétisme est à la base de l'électricité et inversement.

énergétique et diversification). En effet, les piles à combustibles peuvent utiliser une variété de combustibles qui incluent notamment le gaz naturel, le propane, le biogaz, le méthanol (obtention de l'hydrogène, combustible, par reformage) et bien sûr 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 MW ¹.
- 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.

Les piles à combustible se différencient selon le type d'électrolyte utilisée. 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 1000 °C). Ces piles concentrent actuellement les efforts de recherche car le rendement électrique (supérieur à 60 %) et l'utilisation industrielle de cette vapeur permettent des applications industrielles intéressantes. Des installations de 2 MWe sont actuellement à l'étude.

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

- Etude n° 4 -

- 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 (direct methanol 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 suivant sont repris 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 , méthanol	H ₂ , CO	H ₂	H ₂	méthanol
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, Messerschmidt General Electric	IFC, Fuji, Westinghouse Toshiba	Ballard, De Nora, IFC	ZEVCO, Siemens, Astris	Shell, JPL, Hitachi, Siemens
Etat de l'art	Recherche	Recherche	Marché	Développt	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, raisonnable ², est de l'ordre de 5 000 F₉₉/kWe en 2005.

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

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

- Etude n° 4 -

Cette réduction des coûts est réaliste, étant donnés les gains attendus sur la réduction du recours aux métaux nobles et la fabrication en série industrielle des électrodes et des plaques bi-polaires. A titre d'exemple, un constructeur annonce que pour une pile à combustible de 7 kWe, le montant de 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 à 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 du kWe installée. 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 (notamment celle de Rolls-Royce) dans le développement et l'optimisation technico-économique des turboréacteurs. 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 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). Avec ceci, 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

(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).

bien de la densification croissante du tissu urbain et des problèmes de congestion dans l'acheminement de l'électricité en basse tension.

Pour illustrer cette approche, l'exemple du consortium formé en 1999 par le géant américain General Electric, la start-up ¹ new yorkaise PlugPower et Vaillant GmbH ² 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 résidentiel ³. Cet appareil basé sur une pile à combustible de 4,5 kWe (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 la chaudière 35 kW_{th}, on peut isoler un coût unitaire de l'ordre de 12 000 F₉₉ du kWe 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.

3.7. Après-demain : des technologies encore plus performantes

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.

(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.

- Etude n° 4 -

3.7.1. Evolutions 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 solvables pour les différents consommateurs. Deux directions technologiques sont alors à prendre en compte dans le potentiel : une 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 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.

3.7.2. 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.

Un rapport électricité/chaaleur de plus en plus élevé

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

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 pour l'ADEME prenait en compte un ratio moyen de 25 % pour les installations de cogénération.

(1) Comme on l'a signalé, selon un rythme encore plus rapide que celui défini par la loi 2000/118.

(2) « Microturbines poised to be commercial », S. Hamilton, Edison Technology Solutions, MPS Septembre 1999.

- Etude n° 4 -

A ceci s'ajoutera la production issue de piles à combustible dont le ratio électricité/chaleur est de l'ordre de 0,45 à 0,48 pour les piles à combustible type PEMFC pour un objectif de 0,55 à 0,60. Pour des piles à acide phosphorique, le ratio total de conversion est de 0,36 à 0,38.

Enfin, pour les solutions hybrides combinant une pile à oxydes solides et un récupérateur de vapeur en aval ont estime que le rendement atteindra 72 à 74 %. Dans ce cas le rendement est si élevé que la nécessité de la récupération 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 sur le moyen terme à 700 \$/kW (soit le même niveau que le prix des piles à l'acide phosphorique) et selon l'OCDE à 1 600 \$/kW, soit des prix comparables à ceux des installations de grande taille. Pour les petits systèmes visant les transports, les prix annoncés pour le long terme vont de 250 \$/kWe en 2010 à 50\$/kWe selon Amory Lovins. Dans tous ces cas il n'est pas nécessaire de prévoir sur le long terme des usages d'aux transport-production stationnaire. Une telle organisation (utilisation diurne dans le véhicule, branché la nuit sur les réseaux de production) se justifiera surtout durant les périodes de transition lorsque le prix de l'investissement sera encore très élevé (à titre d'exemple, actuellement 18 000 F/kW pour une machine ONSI).

Si l'on se projette au-delà de cette période de transition, la pile à combustible aura 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 correspondent à un rendement de stockage identique ou supérieur à celui des meilleurs systèmes de barrages de stockage (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

(1) « *Technological and economic potential of GHG emissions reductions* », first order draft, 15 novembre 1999. Coordonné par W.R. Moomaw et J.R. Moreira.

courant et de leur caractère marchand. Des ratios de un pour deux, voire un pour un en faveur de l'électricité sont alors à portée de main, y compris en se fondant sur les consommateurs dont le besoin de chaleur est saisonnier.

De nouveaux développements sont attendus par l'application des cycles variables de Cheng, l'annexe 3 présente ce type d'application.

4. Identification des gisements locaux de valorisation énergétique

Ce chapitre présente la contribution potentielle des énergies renouvelables, des techniques de récupération et de valorisation énergétique des déchets à la production totale non centralisée. A la différence de l'évaluation du potentiel présentée au chapitre 5, fondée sur la compétitivité comparée des équipements décentralisés par rapport à l'alimentation par le réseau, l'estimation présentée dans le présent chapitre 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 telle qu'elle est présentée dans le chapitre 5 en fournissant le combustible (biogaz, biomasse, etc.) des 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 des ressources disponibles aujourd'hui, en contribuant à la dépollution, 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.

- Etude n° 4 -

Les énergies renouvelables (géothermie, solaire, éolien) sont envisagées à long terme, les potentiels indiqués sont donc des potentiels plausibles compte tenu du développement attendu des technologies.

4.1. Le potentiel déchets – résidus

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 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.

4.1.1. Potentiel des déchets industriels d'origine pétrolière

La technologie retenue est celle de la gazéification intégrée à un cycle combiné (IGCC : Integrated gazefier 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.

Potentiel de valorisation de déchets par IGCC

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 réalisé puisque la technologie retenue contribue à l'élimination des déchets pétroliers. L'économie de cette technologie sera favorable compte tenu de cette contribution à la sauvegarde de l'environnement.

4.1.2. *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

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

Potentiel de méthanisation des stations d'épuration, effluents d'élevage et de 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 sont 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 [GWP] 25 fois supérieur à celui du CO₂) deviendra certainement obligatoire dans un avenir proche, 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.

- Etude n° 4 -

Les deux filières de valorisation énergétique des déchets urbains (ordures ménagères) sont l'incinération avec récupération de chaleur (UIOM) et la méthanisation. La méthanisation des ordures ménagères sera nécessairement limitée, le potentiel serait de l'ordre de 150 ktep à l'horizon 2020 ¹. En revanche l'incinération représente un potentiel appréciable. L'énergie valorisée aujourd'hui par cette filière est de l'ordre de 1 Mtep par an, 1,3 à 1,8 Mtep supplémentaires peuvent être produites. Le potentiel des UIOM pour 2020 est donc d'environ 2,5 Mtep par an (environ 17 TWh d'énergie finale). Cette énergie permettant d'alimenter des réseaux de chaleur et de produire une dizaine de TWh d'électricité par an.

La même source évalue le potentiel de valorisation énergétique des déchets industriels banals (DIB). L'incinération de ces déchets permet la production supplémentaire de 6,2 TWh d'énergie finale en 2020. La méthanisation des DIB, qui fournit de l'ordre de 135 GWh aujourd'hui pourrait produire 330 GWh en 2020.

Seule l'incinération est susceptible de fournir des quantités significatives d'énergie à partir des déchets ménagers et industriels. Une production de l'ordre de 3,5 Mtep, soit 25 TWh par an est envisageable en 2020.

4.2. Le potentiel de la biomasse

Les évaluations ont été réalisées par le programme Ecodev et sont présentées dans les cahiers du CLIP (numéros de janvier pour 1998 pour le bois énergie, de septembre 1999 pour la biomasse d'origine agricole).

4.2.1. Le bois-énergie

La consommation actuelle de bois est de l'ordre de 8 à 9 Mtep par an, essentiellement sous forme de bois de feu dans le secteur résidentiel, cette consommation représente 4 % de la consommation d'énergie primaire. Le bois-énergie est essentiellement prélevé sur la ressource forestière, encore très importante en France, sans qu'il y ait véritablement culture énergétique dédiée. La ressource est de l'ordre de grandeur de la consommation actuelle mais celle-ci n'augmentera pas considérablement et pourrait même diminuer dans l'avenir

(1) Programme ECODEV. Les cahiers du CLIP. Juillet 1996 - n° 5.

en raison de la modernisation des installations (économies d'énergie et substitution).

La ressource en bois énergie mobilisable à l'horizon 2020 est de l'ordre de 13 Mtep par an. L'accroissement, d'environ 40 % par rapport à la consommation actuelle, devrait être capté par des utilisations de type industriel (grand tertiaire, industrie, réseaux de chaleur) et par conséquent contribuer à la production décentralisée d'électricité par des installations de cogénération.

4.2.2. Les pailles et céréales

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.

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, DIB, déchets d'IAA, etc.) un potentiel de 9 Mtep pourrait être mobilisé.

4.3. Le potentiel de la géothermie

Dans les deux grands bassins sédimentaires français (bassin Parisien et Aquitaine) il existe un assez fort potentiel de géothermie¹ du type « basse énergie » (température inférieure à 100 °C). Un certain nombre de réseaux de chaleur pourraient être alimentés, s'ajoutant à ceux qui le sont déjà, accroissant sensiblement la production d'énergie qui était de 120 000 tep en 1999. Le potentiel à moyen et long terme n'a cependant pas pu être chiffré mais la production actuelle pourrait être largement augmentée.

(1) Communication de la compagnie française pour le développement de la géothermie et des énergies nouvelles – mars 2000.

- Etude n° 4 -

En absence d'aquifère on applique une solution qualifiée de « géothermie universelle » qui consiste en la pose d'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. L'évaluation d'un potentiel est délicate mais ce type de technologie peut se développer, comme on le constate en Suisse notamment.

La géothermie haute température intéresse surtout les DOM où une puissance globale installée de 50 MW est envisageable. Enfin, les dispositifs de type « roche chaude sèche » autorisent la mise en œuvre de centrales de 20 à 100 MW, les travaux de R & D sont en cours ¹.

4.4. Le potentiel 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 GW ².

Les négociations entre le Secrétariat à l'Industrie-DGEMP, EDF et l'association Phébus montre qu'un rachat de fait au prix de vente est d'ores et déjà admis. La 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 jonctions qui aboutiront au meilleur rapport production-prix entre les différents produits en concurrence. On peut cependant noter que les produits déjà sur le marché dépassent désormais souvent les 10 % de rendement ³, cette grandeur étant un facteur majeur pour la baisse des coûts. Par exemple, Siemens commercialise

(1) *Projet de Soultz-sous-Forêts, en Alsace. Voir cahier du CLIP n° 10 (septembre 1999).*

(2) « *Electricity Supply Technologies* » in « *Scenarios of US Carbon Reductions* », Interlaboratory Working Group, US DOE 1998.

(3) *Les rendements théoriques des capteurs ont été plusieurs fois pulvérisés par l'utilisation de jonctions multiples ou de concentrateurs. Boeing a réalisé des jonctions captant près de 40 % de l'énergie lumineuse, ce qui montre les potentiels encore considérables de la technologie.*

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, soit un 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 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

(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 Christalox (Royaume-Uni), FhG-ISE Freiburg, Phototronics Solartechnik, ZSW (Allemagne), Instituto Energía Solar (Espagne), les Universités d'Utrecht et de Lisbonne.

(3) www.ecn.nl

- Etude n° 4 -

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 à long terme aidés, 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.

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 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 n'existe alors plus aucune limitation de surface. Le transport local et le soutien de tension au réseau sont alors assurés d'une façon forfaitaire par le distributeur local. Pour les besoins du calcul, on prendra par exemple un taux de 20 % de la facture ou 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. La tarification du transport type « timbre-poste » actuellement préconisée 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

(1) Voir le § 2.7 ci-dessus et la référence au netmetering.

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 le partage des productions des modules entre pays industrialisés d'abord, puis la contribution des 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 MWc 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 d'une part les technologies nécessaires, d'autre part 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 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 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 physique, 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

- Etude n° 4 -

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 d'une pointe solaire simultanée 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 prédite dans le scénario est donc nettement conservatrice. Le potentiel de production retenu est alors de....

On peut alors 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 1/2 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

(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 est d'ores et déjà annoncé 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.

atteindrait alors 40 TWh par an soit également le tiers de la consommation domestique et tertiaire.

4.5. Le 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 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 (3), ou encore si une habitation sur trois était équipée, cela représenterait une

(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

- Etude n° 4 -

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 cas ¹. 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 carbonées et 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 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 supplémentaire est de 2 400 kWh/an. La consommation d'eau chaude électrique substituable est de 20,6 TWh (en 1995) correspondant à 8,6 millions de logements, soit 37 % des logements ².

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.

(1) 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 : 1000 Euros/m² ; Pays-Bas (individuel) : 1200 Euros/m² ; Pays-Bas (lotissement intégré) : 480 Euros/m².

(2) Source MURELEC/INESTENE 1998 d'après l'INSEE.

Substitutions possibles d'électricité par le solaire thermique (logements ECS électrique)

	<i>Parc actuel (M logts)</i>	<i>Consommations actuelles</i>		<i>Economies de consommation (appoint solaire à 50 %) (GWh)</i>		
		<i>Consomma- tion unitaire annuelle en kWh/an</i>	<i>Consomma- tion totale en GWh</i>	<i>10 % du parc passé au solaire</i>	<i>25 % du parc passé au solaire</i>	<i>50 % du parc passé au solaire</i>
ECS 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

Pour un appoint solaire à 50 % sur l'année dans un logement donné, l'énergie électrique substituable est alors de 6,6 TWh dans le cas de l'équipement de la moitié du parc concerné sur 50 ans et de l'équipement d'une part des logements équipés d'ECS gaz (dont 5,9 TWh pour les logements équipés d'ECS électrique).

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.

4.6. Le 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

- Etude n° 4 -

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).

5. Calcul du potentiel technico-économique : démarche et résultats

La détermination de la part potentielle de production décentralisée d'énergie en France repose sur deux axes méthodologiques complémentaires. Le premier s'appuie sur l'analyse des gisements physiques de valorisation locale d'énergie disponible (renouvelables, biomasse, déchets). Dans le chapitre précédent, un recensement de différentes évaluations technico-économiques de ces potentiels a été réalisé. Le second axe, présenté dans ce chapitre, 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_e 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_e 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

- Etude n° 4 -

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.

5.1. Cadre d'analyse : Evolutions tarifaires de la fourniture énergétique par le réseau

Les hypothèses sur les évolutions contrastées des énergies 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 options énergétiques fortes caractérisées par l'évolution du cours du gaz naturel ont été retenues :

- **S_{C1}** : Stabilité du cours du gaz naturel sur la période 2000-2050.
- **S_{C2}** : Légère accélération du cours du gaz naturel : multiplication par 1,5 entre 2000 et 2050.
- **S_{C3}** : Forte augmentation du cours du gaz naturel : multiplication par 2 entre 2000 et 2050.

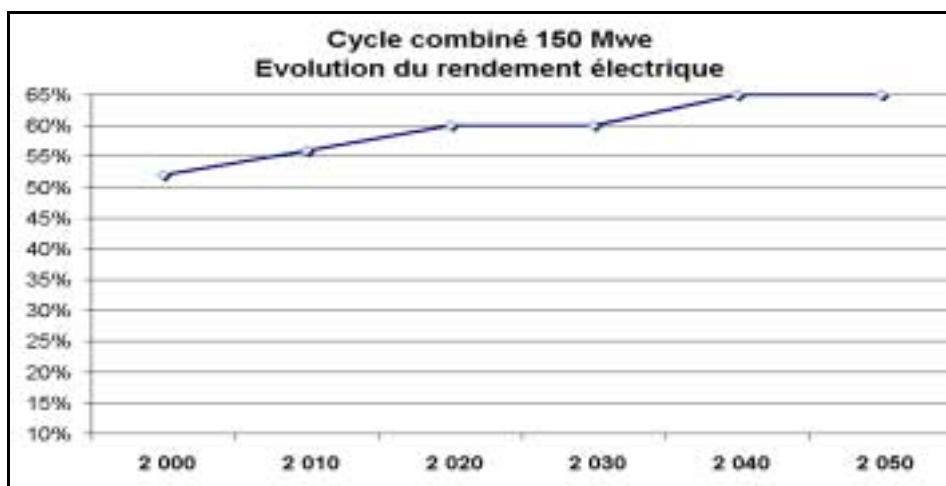
Ces trois scénarios sont déclinés en évolution tarifaire pour l'utilisateur final de gaz naturel et d'électricité. La typologie des secteurs de consommation-production d'électricité est celle utilisée dans la partie précédente (les différentes branches du résidentiel, du tertiaire et de l'industrie). La structure de la matrice tarifaire actuelle a été testée dans son comportement discriminant vis à vis des différents utilisateurs. Ainsi qu'elle apparaît dans le graphique suivant, l'évolution comparée des cours du gaz naturel entre la grande industrie et le résidentiel individuel est relativement stable. Cela signifie que la distorsion de traitement vis-à-vis des hausses ou des baisses de tarifs est relativement faible.

On retient donc l'hypothèse du maintien de la discrimination tarifaire par niveaux de consommations. En effet, la grille tarifaire actuelle qui différencie les profils d'usage et les niveaux de consommations reste pertinente à ces horizons. La prime au volume et à la stabilité de consommation est cohérente avec un univers concurrentiel.

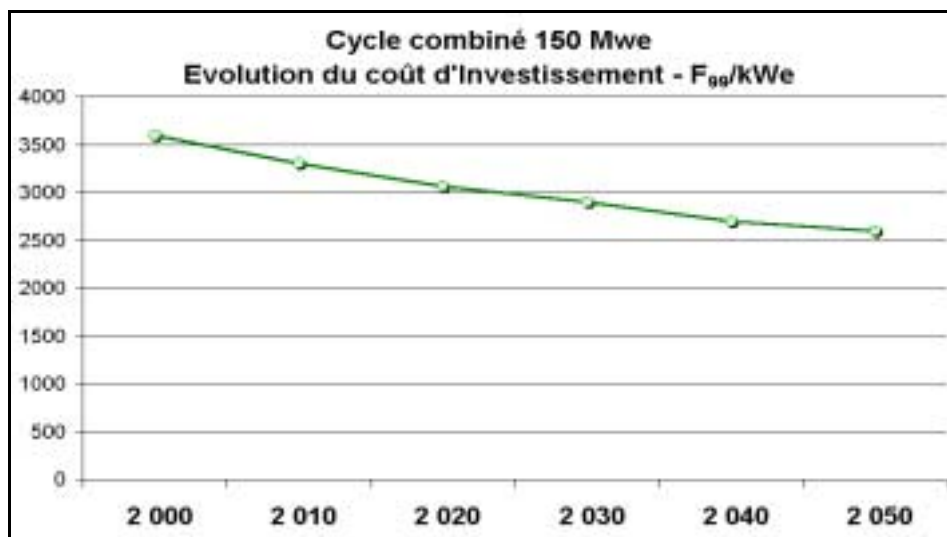
(1) Mission « Coût de la filière nucléaire et comparaison avec les autres filières », coordonnée par J.M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat.

La seconde hypothèse est celle de l'évolution concurrente 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. La prospective technologique basée sur les coûts des projets actuels ainsi que sur les objectifs des programmes de recherche du US-DOE ou D.T.I. britannique et les données d'apprentissage de cette technologie permettent d'envisager les évolutions décrites dans ces deux graphiques.

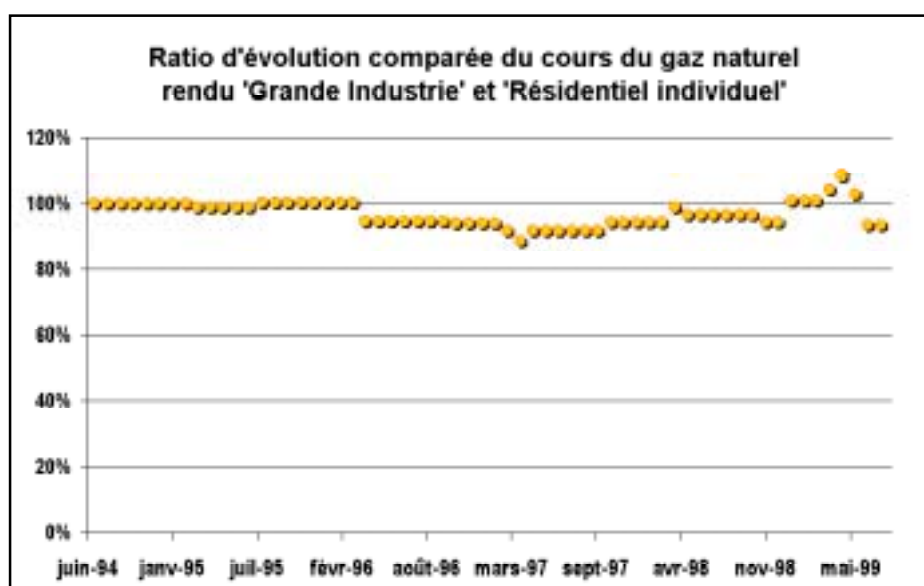
Caractéristiques du moyen de production centralisée de référence



- Etude n° 4 -



Robustesse de la matrice tarifaire



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 par conséquent de concevoir une grille tarifaire gaz et électricité pour cinq profils de consommateurs.

Profils de consommation de référence

Utilisateur final	Condition d'alimentation	Frontière de consommation
Résidentiel - Petit tertiaire	Basse tension 12 kVA	12 MWh/an
Tertiaire	15/20 kV	1,2 GWh/an
Petite industrie	Moyenne tension 15 kV	1 GWh/an
Moyenne industrie	Moyenne tension 15/20 kV	10 GWh/an
Grande industrie	Haute tension 60 kV	50 GWh/an

Pour chacun des profils, les prix de l'électricité sont compris dans une fourchette basse et haute dont les limites correspondent aux avantages tarifaires liés au profil de consommation (par exemple, avec ou sans effacement jour de pointe ou tarif tempo). Cet écart est repris sous les termes de « élec_(+) » et de « élec_(-) » dans la simulation de grille tarifaire. Concernant la consommation de gaz naturel, l'avantage tarifaire est celui lié à une utilisation uniforme et continue sur toute l'année. C'est le cas des cogénérations non-climatiques dépassant les 3 500 h annuelles de fonctionnement. Par contre, 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 S_{C2}, le tableau suivant reprend les données de la simulation tarifaire de l'étude.

Scénario S_{C2} : Evolution du prix du kWh PCI en F₉₉

Utilisateur final	Période	élec (-)	élec (+)	gaz naturel
Grande Industrie	2000	0,258	0,293	0,075
	2010	0,239	0,272	0,080
	2020	0,220	0,250	0,085
	2030	0,218	0,247	0,090
	2040	0,202	0,229	0,096
	2050	0,200	0,227	0,102
Tertiaire	2000	0,231	0,504	0,171
	2010	0,225	0,491	0,182
	2020	0,218	0,475	0,194
	2030	0,227	0,495	0,206
	2040	0,221	0,481	0,219
	2050	0,231	0,504	0,233
Résidentiel	2000	0,577	0,699	0,241
	2010	0,562	0,681	0,257
	2020	0,544	0,659	0,273
	2030	0,566	0,686	0,290
	2040	0,551	0,667	0,309
	2050	0,577	0,698	0,328

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

(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 supérieur 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.

livraison (coût évité + prime de puissance garantie) semble l'option la plus envisageable. C'est le cas actuellement du rachat en basse tension de l'électricité d'origine photovoltaïque ¹. Cette option est retenue dans le cadre de cette étude.

5.2. Cadrage de la part potentielle globale de la production non-centralisée

5.2.1. Hypothèses générales

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 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.

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

- Etude n° 4 -

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 G.R.D. 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 raccordement ¹ 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 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 présenté dans le chapitre 2 (*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.

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

5.2.2. *Cadre quantitatif pour l'estimation de la part potentielle*

Pour les besoins de la mission du Commissariat général au Plan sur l'évaluation des coûts du nucléaire en France, 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 au 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.

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

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).

- Etude n° 4 -

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

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 la 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.

Les deux scénarios ont été repris de façon sectorielle et le pas de temps a été réduit de 20 ans à 5 ans. Le découpage par secteur de consommation reprend la typologie utilisée dans le cadre de cette analyse. La répartition entre sous-secteurs est constante dans le temps.

5.3. Performance économique de la production non-centralisée

5.3.1. 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).

Ces deux catégories sont présentées de façon détaillée dans le chapitre 3. Ici, il importe de définir les critères de comparaison des caractéristiques de chacun de ces équipements.

Sur la base des publications disponibles (catalogues des équipementiers, états de l'art technologique, objectifs des programmes de recherche), il a été établi une série de critères invariables pour caractériser chacune des filières.

Une dizaine de critères de premier rang ont été recensés systématiquement pour les 13 gammes technologiques couvrant le domaine de la production non-centralisée.

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

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

- Etude n° 4 -

Critères de premier rang de caractérisation des gammes technologiques

Technique	Economique
<ul style="list-style-type: none">▪ Rendement électrique net▪ Durée de construction (années)▪ Durée de vie (années)▪ Disponibilité (h/an)▪ Emission de CO₂ en g par kWh	<ul style="list-style-type: none">▪ Coût constructeur en F₉₉ par kWe▪ Surcoût de couplage au réseau en % de l'investissement▪ Frais de maîtrise d'œuvre en % de l'investissement▪ Frais de maintenance par an▪ 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

	F ₉₉ /kWe	Maintenance	Rendement électrique	Disponibilité (h)	Durée de vie (années)	Frais de main-d'oeuvre	Durée de construction (année)	Frais généraux (%)	Coût d'exploitation prorata temporis
MAC-Cogé* 0,25-1 Mwe	4 500	3 %	45 %	8 200	20	2 %	0,2	0 %	3E-06
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

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 terminologie commerciale actuelle ¹ a été reprise

(1) Publication bimensuelle des tarifs électricité et gaz par l'Association technique énergie, environnement (Energie Plus).

- Etude n° 4 -

pour identifier de pair les conditions d'exploitation (coût du combustible, profil d'utilisation ou de la charge, conditions de couplage, etc.) et la taille des marchés liés à ces utilisateurs potentiels :

- Résidentiel (individuel et collectif)
- Tertiaire (petit et grand)
- Industrie (petite, moyenne et grande)

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							.

A la suite de ces différentes caractérisations physiques, techniques, économiques et commerciales, il est nécessaire d'appréhender les éléments de comparaison et de compétition avec la fourniture électrique provenant de la production centralisée.

5.3.2. *Calcul du coût global actualisé et du temps de retour des différentes technologies*

Dans les paragraphes précédents, il a été précisé 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. Il convient d’évaluer maintenant la compétitivité économique de chacune des gammes technologiques de production non-centralisée au regard de critères économiques classiques :

- le coût global actualisé du kWh produit par la solution technique ;
- le temps de retour de la solution technique alternative à la livraison par le réseau.

Dans un premier temps, 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 <i>Coût Global Actualisé</i> 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 F_{99} par kWh dont intérêts intercalaires :

$$\rightarrow I_{nv} = (C_{cn} * (1 + C_{pl})) * (1 + M_{do}) * (1 + D_{co} * T_{da} / 2)$$

Coût variable en F_{99} /kWh $\rightarrow C_{va} = C_{cn} * E_{xp} * (1 + F_g)$

- Etude n° 4 -

Coût en combustible en F₉₉ par kWh → $C_{cbk} = (1/R_{de}) * C_{comb} * (1+F_g)$

Coût fixe en F₉₉ par an → $C_{fa} = [C_{cn} * M_{tn} * (1+F_g) + I_{nv} * T_{da} * ((1+T_{da})^{Ddv})] / [(((1+T_{da})^{Ddv}) - 1)]$

Coût proportionnel en F₉₉ par kWh → $C_{pr} = C_{va} + C_{cbk}$

Coût global actualisé en F₉₉ par kWh → $C_{ga} = C_{pr} + C_{fa}/D_{isp}$

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 : $I_{chd} = 500 \text{ F}_{99} / \text{kWth}$
- Durée de vie de la chaudière : $D_{vch} = 25 \text{ ans}$
- Frais fixe de maintenance (% du capital) = 3%
- Durée de chauffe spécifique à chaque secteur de consommation (heures par an) : D_{sch}
- Annuité : $A_{nn} = (I_{chd} * T_{da} * (T_{da} + 1)^{Dvch}) / ((1 + T_{da})^{Dvch} - 1)$
- Coût de production du kWh_{th} : $C_{pth} = C_{comb} / R_{cup} + (A_{nn} + F_{mch} * I_{chd}) / D_{isp}$

Coût global actualisé en F₉₉ par kWhe corrigé en cogénération au prorata temporis de la saison de chauffe :

$$C_{GAC} = C_{ga} - (P_{thk} * C_{pth}) * (D_{sch}/D_{isp})$$

A part la grande industrie, tous les autres secteurs ont été considérés comme des systèmes de cogénération climatique, donc fonctionnant 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 (très adaptée au grand tertiaire).

Le temps de retour issu du calcul du coût global actualisé corrigé en cogénération permet d'appréhender de façon simple le rendement et l'acceptabilité d'un projet de production sur site ou non-centralisée d'électricité et de chaleur. Il correspond au nombre d'années nécessaires pour que les économies sur la facture énergétique permettent d'amortir l'équipement de production.

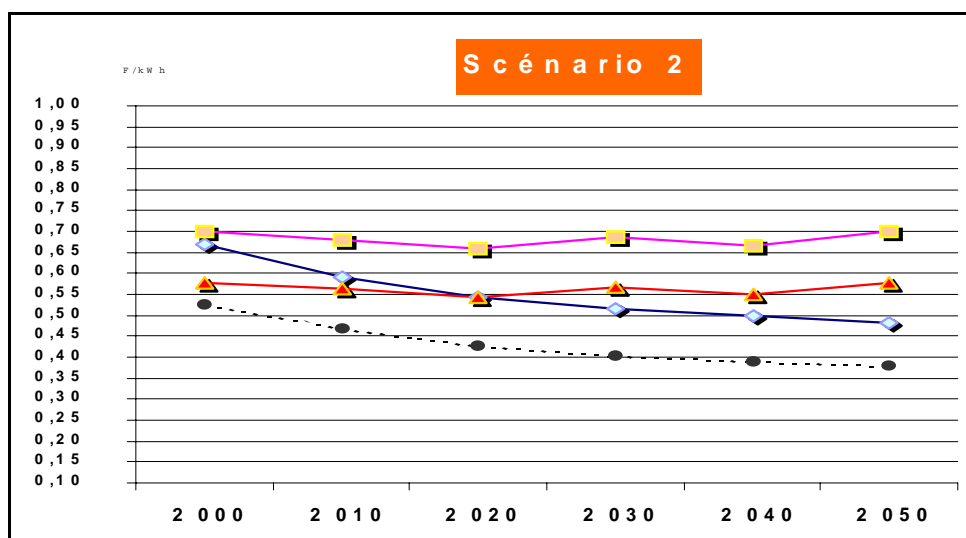
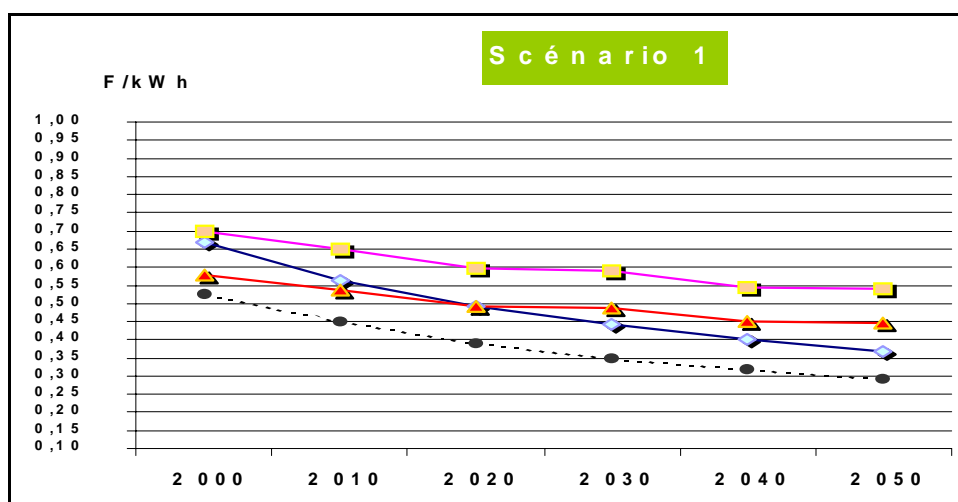
Temps de retour :

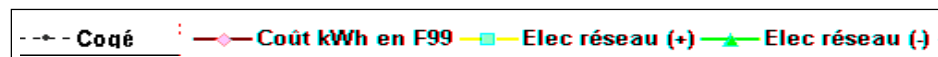
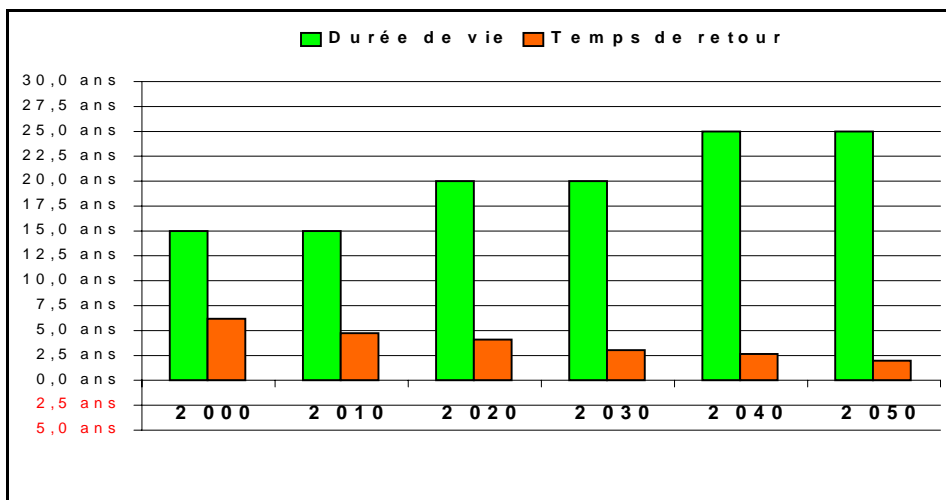
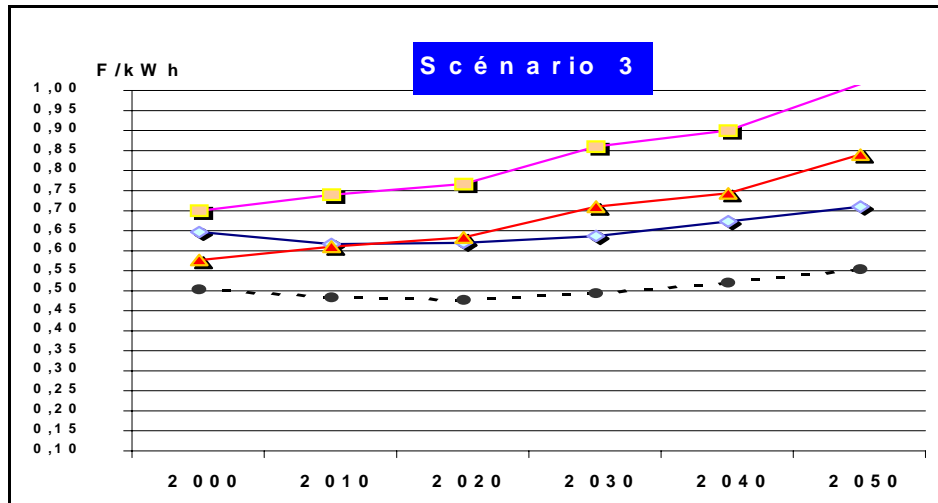
$$T_{DR} = I_{nv} / [(\alpha * (\text{elec}_{+})) + (1 - \alpha) * (\text{elec}_{-}) - C_{GAC}] * D_{isp}]$$

Pour l'étude, la valeur de pondération α qui a été retenue est 0,3 proche des valeurs constatées pour les tarifs de rachat et de coût moyen annuel de livraison par kWhe. Pour chacune des gammes technologiques et dans chaque secteur de consommation-production, le calcul du coût global actualisé en cogénération ainsi que le temps de retour ont été réalisés.

- Etude n° 4 -

**Exemple : Performance économique de la micro-turbine en cogénération
(5 – 25 kWe) dans le secteur résidentiel**





- Etude n° 4 -

Pour les autres cas de figures « technologie-secteur » (une trentaine), les panneaux de performance économique sont disponibles auprès d'EXPLICIT. Il est intéressant de préciser que le calcul du temps de retour est basé sur les coûts d'approvisionnement en gaz naturel du scénario S_{C1}. Pour les deux autres, le renchérissement du coût du gaz naturel ne fait qu'améliorer la valorisation économique de la coproduction thermique, soit une réduction plus accentuée des temps de retour. Afin de ne pas multiplier les hypothèses, il est apparu souhaitable de tabler sur une estimation dans le cadre du scénario S_{C1}. Dans le tableau suivant, les différentes technologies de production non-centralisée sont en compétition intra-sectorielle au niveau de leur temps de retour.

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

Résidentiel – individuel	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	5500	2500
MAG Stirling 5-50 kWe	7,8	4,9	4,5	3,6	3,5	2,9	5500	2500
Pile à comb. 5-50 kWe	8,4	4,7	1,4	0,9	0,8	0,6	7000	2500
Résidentiel - collectif								
MAG Cogé 50-250 kWe	5,4	4,9	4,2	3,7	3,8	3,5	6500	3500
Mag Cogé 0,25-1 MWe	7,5	7,1	6,6	5,7	5,4	4,5	6500	3500
Pile à comb. 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7000	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	23,5	12,0	3,3	2,1	1,8	1,3	7000	3500
Microturbine 25-250 kWe	5,4	3,1	2,2	1,6	1,5		6500	3500
Petit tertiaire								
MAG Cogé 50-250 kWe	5,4	4,9	4,2	3,7	3,8	3,5	6500	3500
Pile à comb. 5-50 kWe	8,4	4,7	1,4	0,9	0,8	0,6	7000	2500
Pile à comb. 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7000	3500
Microburbine 5-25 kWe	5,8	4,6	3,9	2,9	2,6	1,9	5500	2500
Microturbine 25-250 kWe	5,4	3,1	2,2	1,6	1,5	1,3	6500	3500
Grand tertiaire								
Mag Cogé 0,25-1 MWe	8,2	7,7	7,3	6,2	5,9	4,8	6500	3500
MAG Cogé 1-5 MWe	5,6	5,3	5,1	4,1	3,9	3,3	6500	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	36,1	16,9	4,3	2,7	2,3	1,6	7000	3500
TAC 1-5 MWe	10,3	9,3	8,7	7,2	7,2	6,3	7000	3500
Petite industrie								
MAG Cogé 50-250 kWe	6,0	5,4	4,6	4,1	4,2	4,0	6500	2500
Mag Cogé 0,25-1 MWe	6,5	6,2	5,8	5,0	4,8	3,9	6500	2500
Pile à comb. 50-250 kWe	19,3	9,8	2,7	1,7	1,5	1,0	7000	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	23,5	12,0	3,3	2,1	1,8	1,3	7000	3500
Microturbine 25-250 kWe	5,2	3,0	2,1	1,5	1,5	1,2	7000	3500
Moyenne industrie								
Mag Cogé 0,25-1 MWe	7,0	6,6	6,2	5,3	5,1	4,2	7000	3500
MAG Cogé 1-5 MWe	5,3	5,0	4,8	3,9	3,7	3,1	7000	3500
Pile à comb. 0,25-1 MWe	30,5	15,0	4,0	2,5	2,2	1,5	7000	3500
TAC 1-5 MWe	10,3	9,3	8,7	7,2	7,2	6,3	7000	3500
Grande industrie								
MAG Cogé 1-5 MWe	5,8	5,5	5,3	4,3	4,0	3,4	8000	3500
TAC 1-5 MWe	10,9	9,7	9,2	7,4	7,6	6,6	8000	4500
TAC 5-10 MWe	8,8	7,8	7,2	5,7	5,7	4,8	8000	4500
TAC 10-25 MWe	7,3	6,7	6,4	5,3	5,2	4,7	8000	5000
TAC 25-50 MWe	6,0	5,2	4,6	3,8	4,0	3,7	8000	4500

- Etude n° 4 -

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 les technologies concurrentes. L'autre technologie qui semble aussi bénéficier d'un tel saut qualitatif est la mini et 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'améliorations économiques 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.

1.4. Comparaison des options centralisées-décentralisées

1.4.1. Introduction : effet d'échelle et effet de série

La rentabilité de la production non centralisée est induite par la diminution des coûts associée à l'effet de série (production décentralisée), plus rapide que celle qui est liée à l'effet d'échelle (production centralisée). Ce point d'équilibre est d'autant plus facile à atteindre que le coût de la solution réseau doit intégrer les coûts de transports et de distribution qui multiplient par trois le coût de

production sortie centrale ¹. Toute technologie de production sur site est donc potentiellement intéressante tant que le coût total de production est inférieur au coût total de mise à disposition de la solution réseau. Dans ces conditions, même en l'absence de débouché en revente sur le réseau à partir de 2030, ces solutions sont plus compétitives qu'une fourniture par le réseau.

Pour les secteurs nécessitant des installations de moyenne et grande puissance, le point d'achoppement entre effet de série et effet d'échelle est moins favorable à la production non-centralisée puisque la livraison en moyenne et haute tension limite les coûts de distribution. Toutefois, les temps de retour des installations de production sur site sont en deçà des seuils classiques de prise de décision. Avec un temps de retour de référence dans l'industrie de 6 années, la plupart des équipements disponibles constituent des investissements rentables d'auto-production. Il est intéressant de noter que si de façon absolue ou cardinale, les temps de retour de chacune de ces filières décroissent significativement, de façon ordinale, le classement de chacune d'elles demeure stable. C'est surtout le cas pour la production de taille moyenne qui voit l'avantage du moteur à combustion sur la turbine rester identique.

1.4.2. 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

Le premier élément de base est la valeur intrinsèque de la performance économique du projet. Le critère retenu, présenté plus haut, est celui du temps de retour. 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 d'activité, de la superficie financière de l'acteur et de sa

(1) Environ 0,22 F par kWh sortie centrale, alors que le kWh est facturé 0,70 FTTC par kWh en BT.

- Etude n° 4 -

perception de l'enjeu. Le temps de retour de référence est corrélé positivement avec ces deux dernières indications. Plus l'investisseur possède la capacité financière à agir et est sensibilisé par la nature de l'enjeu, plus il pourra accepter un temps de retour important. 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**.

Cela s'explique par la différence de taux d'actualisation implicite de chacun de ces acteurs. 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 »

Entre plusieurs solutions techniques qui respectent le temps de retour de référence, il est évident que celle qui a la valeur la plus faible aura, toutes choses égales par ailleurs, une probabilité d'adoption supérieure aux concurrentes. C'est pourquoi 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 « relatif » d'équipements en compétition intra-sectorielle

*(base 100 pour l'équipement ayant le temps de retour
le plus faible l'année considérée)*

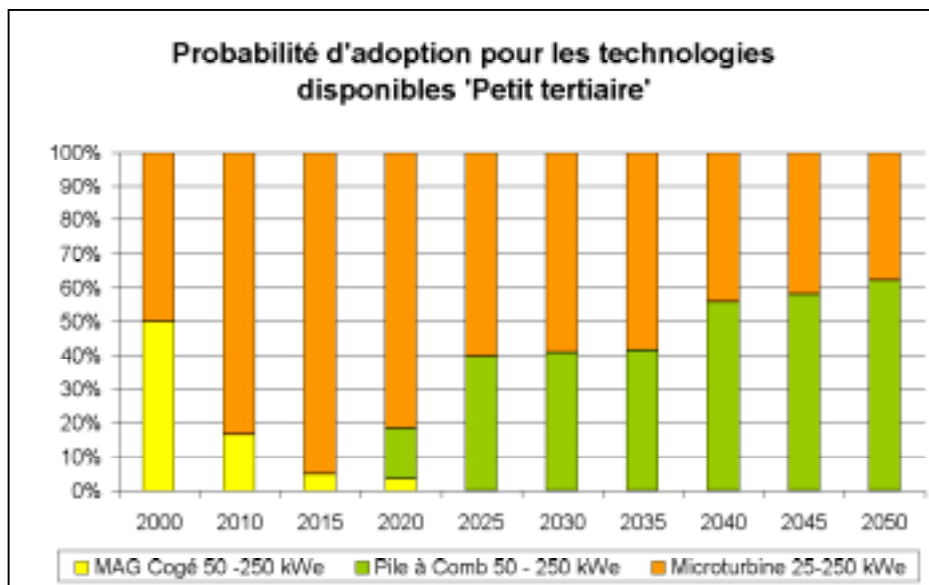
Petit tertiaire	2000	2010	2020	2030
MAC-Cogé 50 -250 kWe	100	157	188	231
PAC-Cogé 50 - 250 kWe	355	315	122	108
Mini-turbine 25-250 kWe	100	100	100	100

A la lecture de ce tableau, il est intéressant de constater qu'entre la première et la dernière période, l'avantage compétitif de la mini-turbine sur le petit moteur à combustion en cogénération ne cesse de s'accroître. Par contre, l'écart entre la solution de référence et la pile à combustible décroît de façon nette durant cette

même période. On appréhende ici de façon plus évidente la probabilité d'adoption pour chacune de ces technologies

H₃ : la durée de performance

En dernier lieu, pour estimer au mieux la compétitivité relative pour ces différentes filières, la durée de la performance est un élément déterminant de la probabilité d'adoption. En effet, sur le précédent tableau, il aisé d'imaginer qu'il existe une prime d'ancienneté de performance et de stabilité de celle-ci. La probabilité d'adoption augmente avec la constance de la performance relative. 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 utilisé dans cette étude reprend les trois hypothèses énoncées plus haut. Cette fonction permet d'établir les probabilités d'adoption de la technologie de référence comparativement à un indice des technologies concurrentes ¹.

(1) Fonction de répartition : $1 - f$ (TDR relatif des technos concurrentes) = probabilité d'adoption de la technologie de référence.

- Etude n° 4 -

Pour illustrer le type de résultat intermédiaire le graphique suivant présente les résultats du modèle de calcul des probabilités d'adoption pour les technologies disponibles dans le secteur « petit tertiaire ».

Ces résultats ont été obtenus pour chacun des secteurs pour la période de 2000 à 2050 (disponible auprès d'EXPLICIT). Le pas de temps a été ici affiné (de 10 à 5 ans) pour être synchrone avec la durée de vie des équipements et le renouvellement des parcs. On peut lire que pour 2040, dans le secteur 'petit tertiaire', il y a une probabilité de 45 % pour que le flux entrant du parc non-centralisé soit constitué de piles à combustible (50 à 250 kWe).

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

1.5.1. Deux démarches pour deux scénarios de consommation

En toute rigueur, puisque le temps de retour des technologies décentralisé 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 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 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 du décentralisé.

Dans le **scénario S2-H**, fondé sur une logique libérale et industrielle, caractérisé par une consommation d'énergie en croissance rapide, on considère que le renouvellement des capacités existantes se fait à l'identique. Les technologies décentralisées assurent 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 le **scénario S3-B**, qui traduit 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 part 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.

Ces potentiels programmables ne deviendront réalité que lorsqu'une politique adaptée aura été définie et mise en œuvre par un « planificateur – régulateur » omniscient. En effet, « laisser une place à la production non centralisée » découle d'une décision politique (cf. article 6 de la loi 2000/18 DU 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité). On présente quelques exemples d'actions d'une telle politique dans la dernière section du rapport.

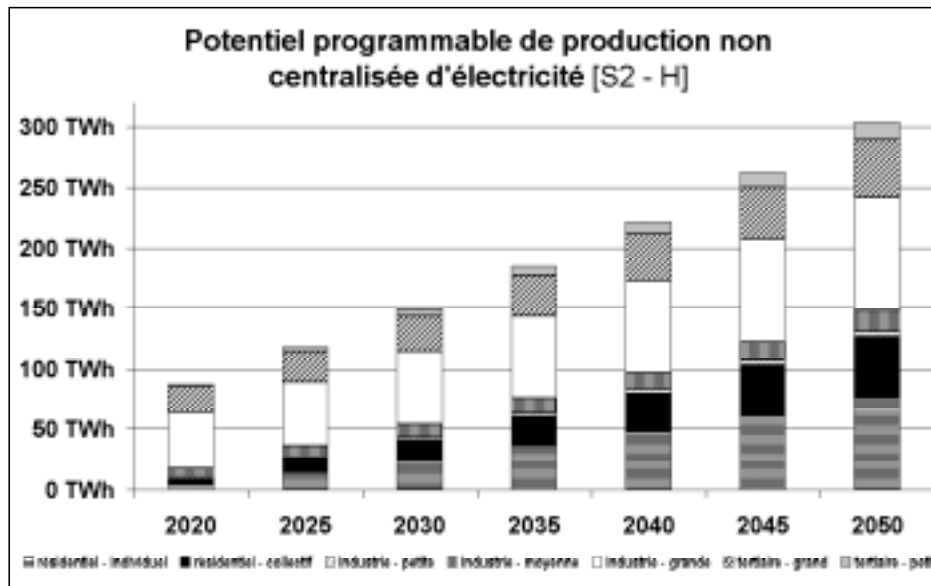
Pour les deux scénarios, la démarche de définition des parts de marché s'est fondée sur la connaissance du potentiel global de production non centralisée, puis par la répartition par filières et par secteurs de ces potentiels dynamiques et enfin par l'agrégation des stocks et flux d'équipements.

Potentiel programmable d'énergie décentralisée pour le scénario [S2 - H]

Cette notion reprend les hypothèses respectives à chaque scénario présentées en détail dans les paragraphes précédents. Pour le scénario [S2 - H] (logique

- Etude n° 4 -

industrielle, forte consommation d'énergie) la seule croissance de la demande avec reconduction du parc de 2010 à l'identique permet d'atteindre de façon significative un objectif tangible de production non centralisée.

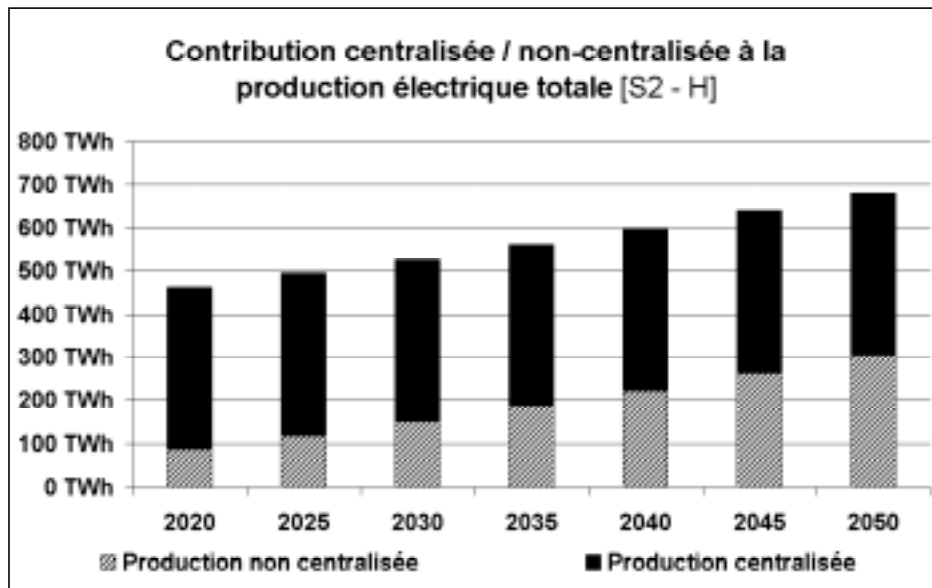


Il est intéressant de constater que pour S2-H, à cause du doublement de la consommation totale entre la période actuelle et 2050, le potentiel est considérable. Cette hausse est principalement le fait de deux secteurs : le résidentiel et l'industrie. Pour le résidentiel (multiplié par 2,2), c'est la 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 laisse augurer dans ce scénario d'un dynamisme du marché de la vente d'électricité ou plutôt d'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_e, 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 pas d'incohérence systémique entre une demande électrique élevée et une production non centralisée.

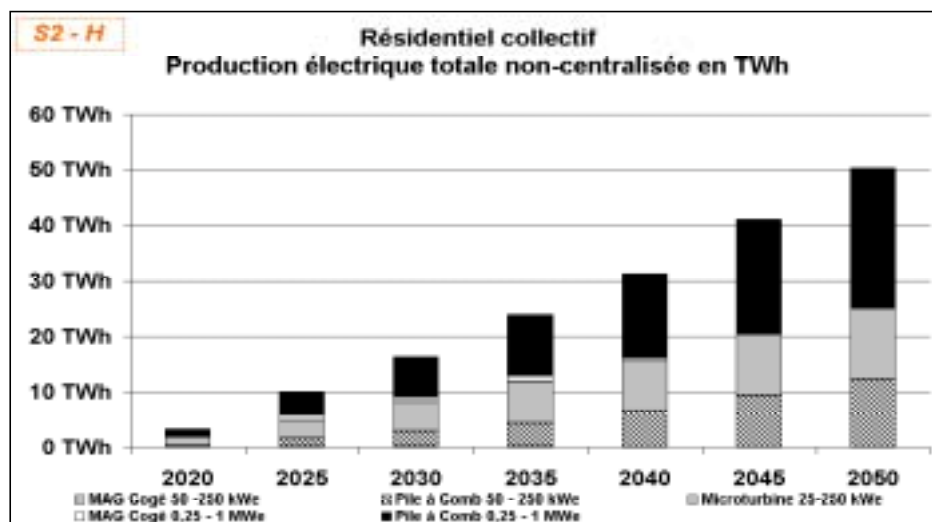
En terme de constitution du parc national de production électrique, la production décentralisée capte 22 % du marché en 2020, sa contribution augmente jusqu'à 45 % en 2050.



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 ».

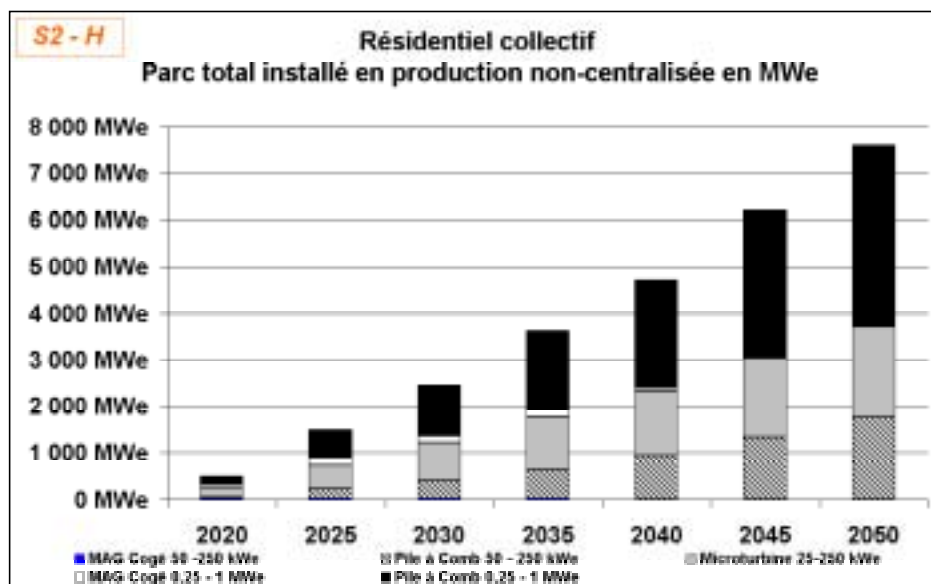
Il y a deux niveaux de puissance : en dessous de 250 kW et au-dessus de cette valeur. Dans le premier niveau trois technologies sont en compétition : moteur à gaz, micro-turbine et pile à combustible.

- Etude n° 4 -



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.

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.

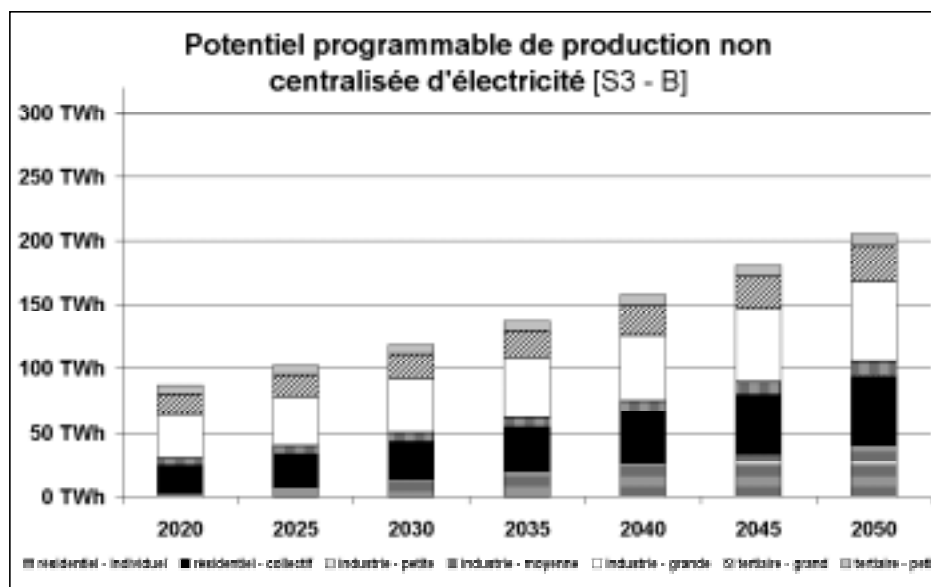


Pour ce seul secteur, il apparaît que l'enjeu d'une programmation des potentiels de production non centralisée est déterminant dans la conception du parc nationale de production (de l'ordre de 5 à 6 tranches actuelles de production centralisée pour le résidentiel collectif). Les détails de chacun des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

Potentiel programmable d'énergie décentralisée pour le scénario [S3 - B]

Pour ce scénario [S3 - B] (maîtrise de l'énergie), la croissance de la demande avec reconduction partielle du parc de 2010 à l'identique est accompagnée par un effort programmatique important de la part des pouvoirs publics dans le domaine de la promotion et 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).

- Etude n° 4 -



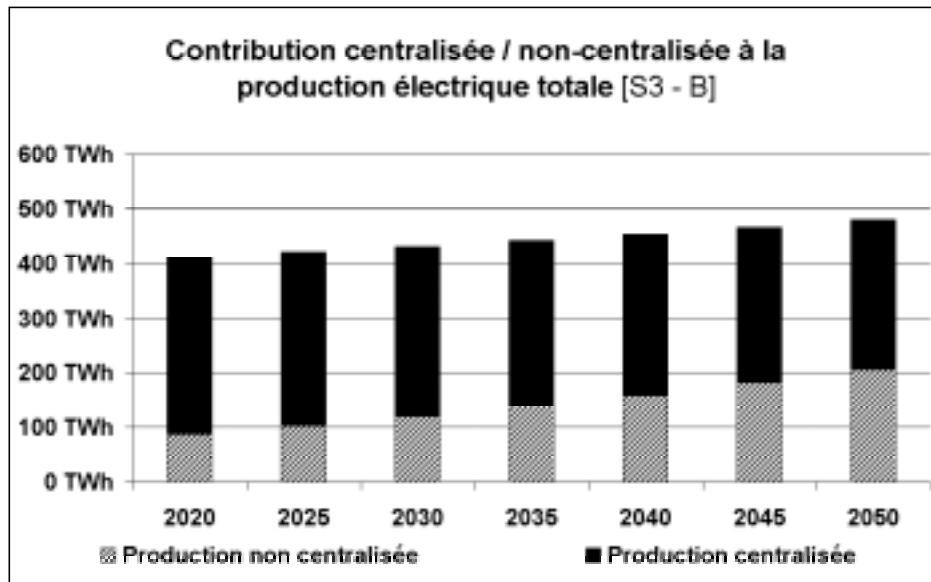
Dans ce scénario, la croissance modérée des consommations est liée à une préoccupation sociale d'internaliser au mieux les dommages collatéraux de la production électrique. Cependant les outils programmatiques de substitution des sources de production peuvent pallier la faiblesse de la croissance.

L'obligation sociale de valorisation de ressources fatales ou renouvelables se traduira 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 induite de mieux valoriser économiquement la coproduction de chaleur ou de froid dans un système de cogénération (le scénario S_{C3} du plan sur le prix du gaz en est la parfaite illustration).

Concernant le secteur résidentiel, on constate dans cette hypothèse, que la consommation électrique des ménages croît de façon exponentielle comparativement aux autres secteurs. Le détail de ces consommations laisse paraître une consommation en 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 ont pour la plupart un

usage en semi-base ou en pointe. La croissance globale des consommations électriques n'étant uniquement du fait du secteur résidentiel, la programmation des moyens de production en réponse concernerait principalement des capacités en semi-base ou en pointe. L'intérêt de la production centralisée qui trouve sa compétitivité dans les rendements d'échelle sur une utilisation en base est fortement pénalisé. Le risque d'un parc surdimensionné en base n'est pas vain.

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 de moyenne et de petite puissance. Dans un tel cadre, une programmation intégrée des installations non-centralisées serait menée avec profit par le GRT et le GRD indépendant.



La lecture de ce graphique met en lumière 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 répondant à des besoins territoriaux.

Les détails par secteur et par technologie de ces scénarios sont présentés en annexes 4 et 5.

- Etude n° 4 -

L'outil de calcul développé dans le cadre de l'étude permet de prendre en compte un large spectre d'hypothèses, en particulier sur les coûts. Il permet d'évaluer la sensibilité des résultats à tel ou tel paramètres, en particulier le prix de l'énergie primaire et les coûts de mise à disposition de l'électricité par le réseau.

Signalons par ailleurs que d'autres résultats associés aux différents scénarios pourraient être évalués. On peut en particulier citer les flux suivants :

- émissions de carbone (en millions de tonnes par an) ;
- investissements à réaliser sur le parc de production ;
- investissements de connexion au réseau ;
- dépenses de fonctionnement du parc de production ;
- besoins supplémentaires de fourniture de gaz naturel ;
- bilan économique d'un programme public de rachat – revente de l'électricité d'origine non centralisée ;
- coût d'un programme d'incitation fiscale (TICGN, TVA, etc.) de l'électricité d'origine non centralisée ;
- chiffre d'affaires potentiel pour une industrie nationale (pile à combustible, micro-turbines, etc.).

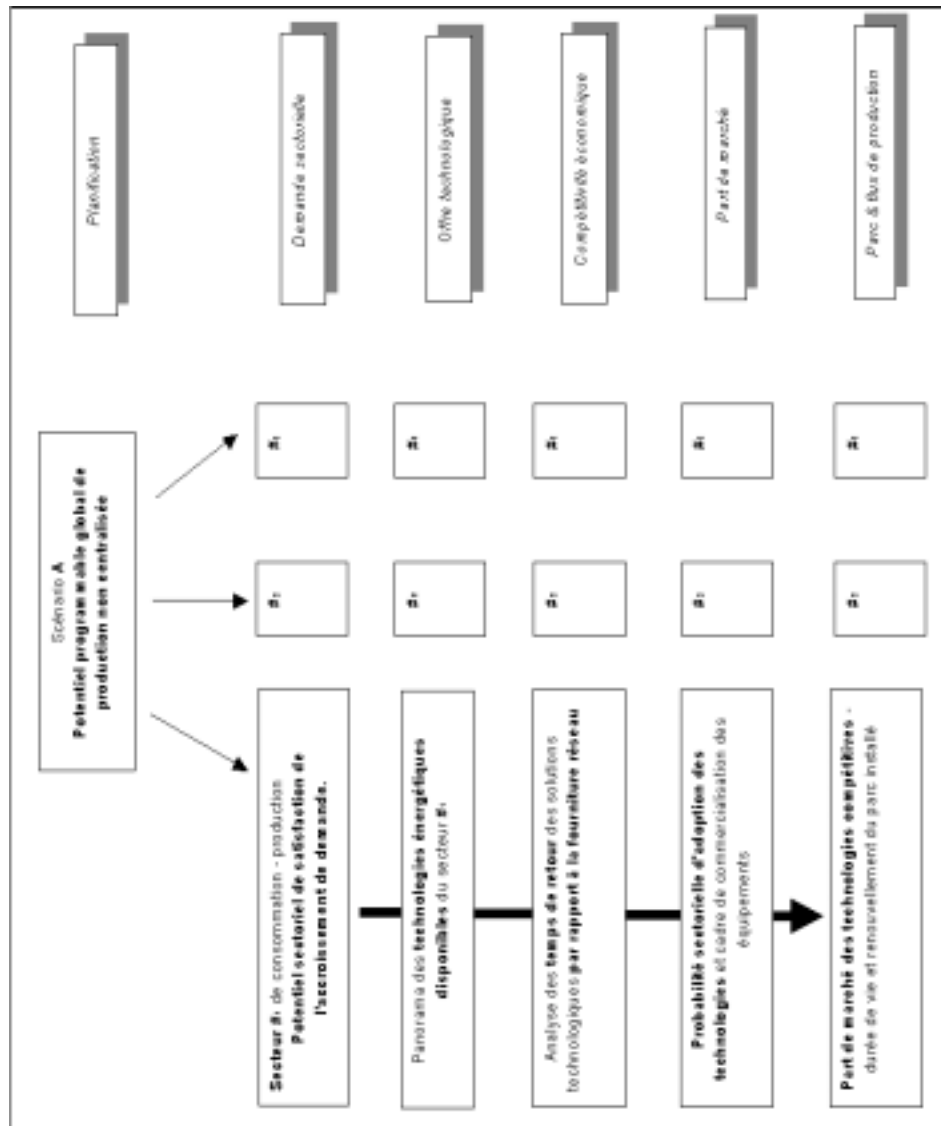
En coopération avec l'AIE (Département « Energy Technology Policy ») il est possible d'évaluer l'effort national d'investissement à consentir en recherche et développement nécessaire à une maturation accélérée de filières technologiques.

1.5.2. Une stratégie pour réaliser le potentiel programmable

Il est évident que ces potentiels programmables font appel à différents attributs que peut posséder un planificateur omniscient (association : pouvoirs publics, GRT et CRE). En effet, « laisser une place à la production non centralisée » découle d'une décision politique (cf. article 6 de la loi 2000/118 du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité). Le schéma présenté ci-après reprend d'une part le mode de calcul d'un potentiel de production non centralisée mais indique aussi quels sont les points d'entrée dans la programmation de la puissance installée d'une meilleure intégration de la production non centralisée.

Ainsi à la première étape, « **planification** », le planificateur 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 Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) pour répondre à des congestions ou 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'optimiser la

- Etude n° 4 -

gestion du parc (différent de l'équilibre instantané offre et demande) peuvent mener de front une politique de maîtrise sectorielle de la demande électrique et une programmation prévisionnelle de moyens non centralisés.

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 technique 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. Avec pour résultats la modulation des parts de marché potentielles des moyens de production non centralisée à l'horizon 2020-2050.

2. Conclusion

Le prochain demi-siècle énergétique a toute chance d'être très différent de celui qui s'achève. Les deux composantes de ce changement sont d'une part l'évolution du cadre juridique, et l'ouverture des marchés de l'énergie qui en résulte, d'autre part les très importants progrès techniques dont bénéficient plusieurs filières de production d'électricité, classiques ou émergentes, en particulier celles qui participent à la production décentralisée d'électricité.

Ces deux composantes sont incontournables, dès aujourd'hui elles dessinent le paysage énergétique futur dans de nombreux pays européens. La France ne peut rester à l'écart de ces évolutions très structurantes. L'ouverture des marchés de l'électricité, impulsée par l'Union Européenne, s'inscrit bien dans la logique d'aménagement promue par la DATAR. Le « polycentrisme maillé », qui mise sur la recomposition des territoires par des démarches participatives impliquant les acteurs locaux, concilie les trois impératifs du développement durable que sont la solidarité et la cohésion sociale, la performance économique et la préservation des grands équilibres environnementaux. L'énergie décentralisée

trouve sa place dans une telle approche, par la valorisation des potentiels locaux et sa contribution à la dépollution, par l'utilisation du potentiel d'énergies renouvelables mais aussi par la souplesse que ces équipements introduisent, en coordination avec la maîtrise de la demande, dans la gestion des réseaux.

L'ouverture des marchés de l'énergie, en particulier celui de l'électricité, et la multiplication du nombre des acteurs qu'elle induit, autorise l'intégration des fonctions « production » et « consommation ». L'énergie décentralisée favorise la maîtrise de la demande et apporte une contribution très positive à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et le changement climatique.

L'évaluation des potentiels programmables de production décentralisée à l'horizon 2050, fondée sur l'approche économique, laisse envisager une forte proportion des énergies décentralisées dans l'ensemble des capacités de production électrique. La réalisation effective de ces potentiels dépendra des mesures de caractère politique prises par les pouvoirs publics dans leurs fonctions de programmation et de régulation.

Il est souhaitable d'étudier plus en détail les éléments de la stratégie qui pourrait être mise en œuvre, aux différents niveaux qui la constituent : planification, détermination de la demande, offre technologique, compétitivité économique, orientation des parts de marché.

On sait que depuis de nombreuses années, aux Etats-Unis et dans différents pays européens, des industriels développent les outils techniques alors que sont mis en œuvre les outils programmatiques et de maîtrise de la demande (DSM, netmetering, distributed utility planning, etc.). Dans le contexte européen, et particulièrement en France, il est indispensable de réfléchir à l'adaptation de ces outils et surtout à la conception d'outils originaux et adaptés à l'évolution du contexte énergétique français qui permettront d'anticiper l'évolution du paysage énergétique dans lequel la production décentralisée est appelée à tenir un rôle majeur.

- Etude n° 4 -

3. Annexes

Sigles et abréviations

AFC : Alkaline fuel cell

BT : Basse tension

CC : Cycle combiné

CEA : Commissariat à l'Energie Atomique

CLIP : Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement

CRE : Commission de régulation de l'électricité

DATAR : Délégation à l'Aménagement du Territoire et à l'Action Régionale

DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières

DIB : déchets industriels banals

DIGEC : Direction du Gaz et de l'Electricité (DGEMP)

DMFC : Direct methanol fuel cell

DOE : Department of Energy (USA)

DUP : Distributed Utility Planning

ECS : Eau chaude sanitaire

EDF : Electricité de France

EJP : Effacement jour de pointe

ESCo : Energy service company

FEM : Fonds de l'Environnement Mondial (GEF en anglais : Global Environment Facility)

FFEM : Fonds Français de l'Environnement Mondial

FOD : Fuel oil domestique

FOL : Fuel oil lourd

GDF : Gaz de France

GEF : Global Environment Facility

GES : Gaz à effet de serre

GHG : Greenhouse gases (Gaz à effet de serre)

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GRD : Gestionnaire du réseau de distribution

GRT :Gestionnaire du réseau de transport
GWP : Global warming potential (pouvoir de réchauffement global)
HT : Haute tension
IAA : Industrie agro-alimentaire
ICC : Interface clientèle communicante
IGCC : Integrated gazefier combined cycle (cycle combiné avec gazéification intégrée)
IIASA : International Institute for Applied Systems Analysis
IRP : Integrated resources planning
JRC : Joint Research Center (EU)
LOADT : Loi d'orientation et d'aménagement du territoire
MAG : Moteur à gaz
MCFC : Molten carbonate fuel cell
MDE : Maîtrise de la demande d'électricité (DSM: Demand side management)
Mtep : Million de tep
OM : Ordures ménagères
PAC : pile à combustible
PAFC : Phosphoric acid fuel cell
PEMFC : Proton exchange membrane fuel cell
PPI : Programmation des puissances installées – Programmation pluriannuelle des investissements
R&D : Recherche et développement
REE : Revue de l'Electricité et de l'Electronique
SOFC : Solid oxide fuel cell
STEP : Stations d'épuration d'eau
TAC : Turbine à combustion
TAV : Turbine à vapeur
tep : tonne équivalent pétrole (Mtep : million de tep)
THT : Très haute tension
TICGN : Taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel
UIOM : Usine d'incinération des ordures ménagères

- Etude n° 4 -

Bibliographie

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.

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 power plants now operating worldwide », ONSI Corporation Newsletter.

Maisonnier, G., février 1999, « Natural gas in power generation », CEDIGAZ, Institut Français du Pétrole.

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, 114ème 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 « les cahiers du CLIP », juillet 1996, « Valorisation des déchets », n° 5.

Revue « les cahiers du CLIP », janvier 1998, « Le bois énergie en Europe », n° 8.

Revue « les cahiers du CLIP », septembre 1999, « Biomasse et électricité », n° 10.

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 « 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.

- Etude n° 4 -

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

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

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.

Annexe 1

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 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 %. A noter que la turbine à vapeur classique peut déjà être réalisée en fonction de soutirages de vapeur ou de chaleur, mais sur une amplitude nettement moindre. Dans le cas du cycle de Cheng, les points de fonctionnement du système font à la fois varier la production d'électricité et de chaleur, ce qui donne au système une bonne adaptation à la demande.

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.

- Etude n° 4 -

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 Electricité-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 système de production de chaleur et d'électricité en cogénération s'avérait insuffisant pour satisfaire la demande. De l'électricité du réseau devait être importée sur une base très déficitaire à certaines périodes de l'année, ce qui pénalisait financièrement le système. A l'inverse, le surcroît 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 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 demande électrique ou les périodes de rachat correct du courant. 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.

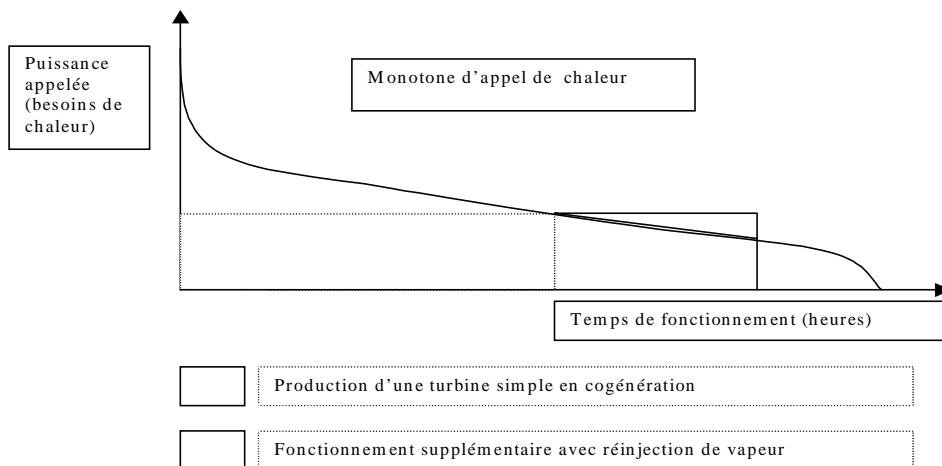
Annexe 2

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.

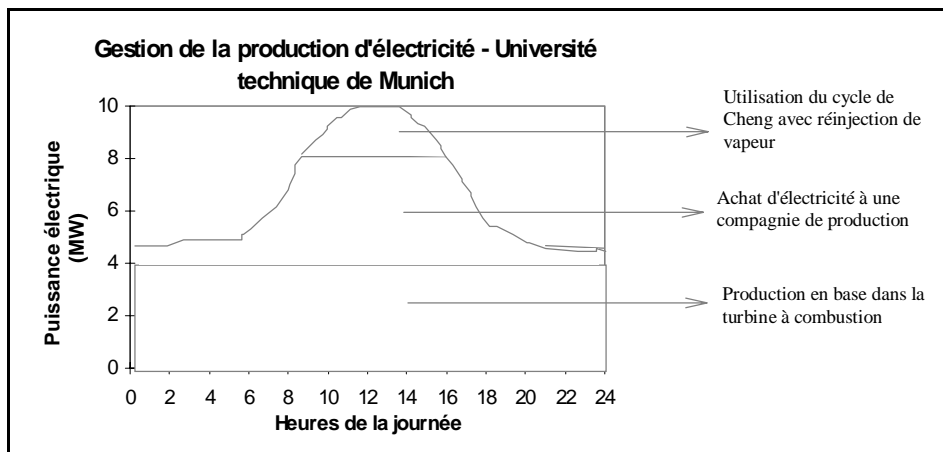
Un système à réinjection de vapeur de même dimension peut alors être amorti plus longtemps puisque la production électrique peut se poursuivre durant des périodes de moindre demande en chaleur. Durant ces périodes creuses, la chaleur excédentaire produite par la combustion au-delà de la demande (hachures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



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.

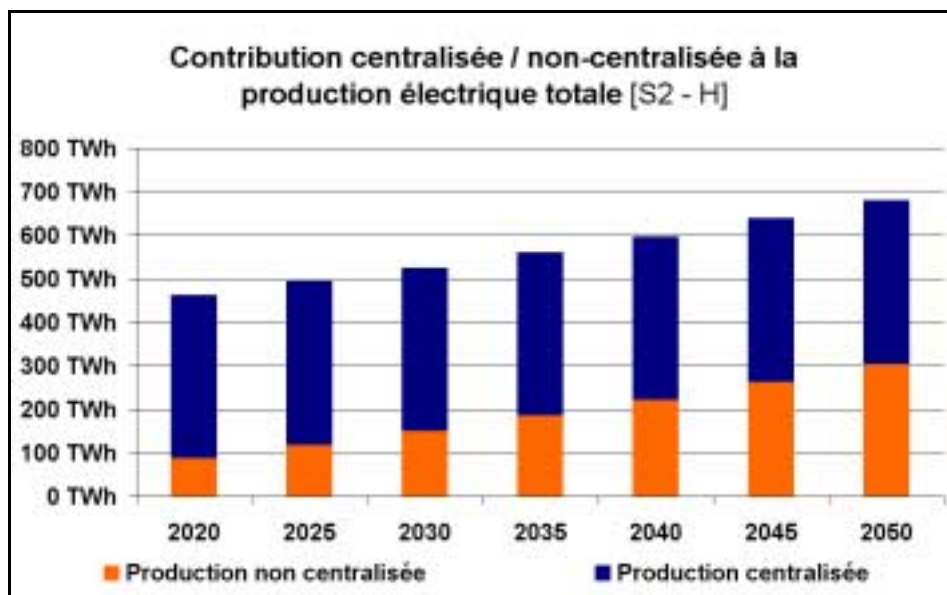
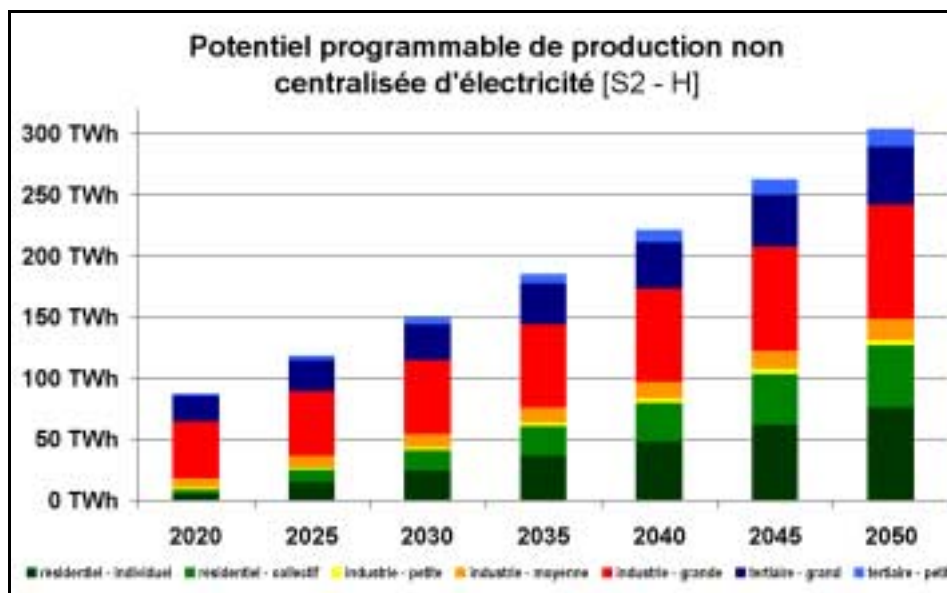


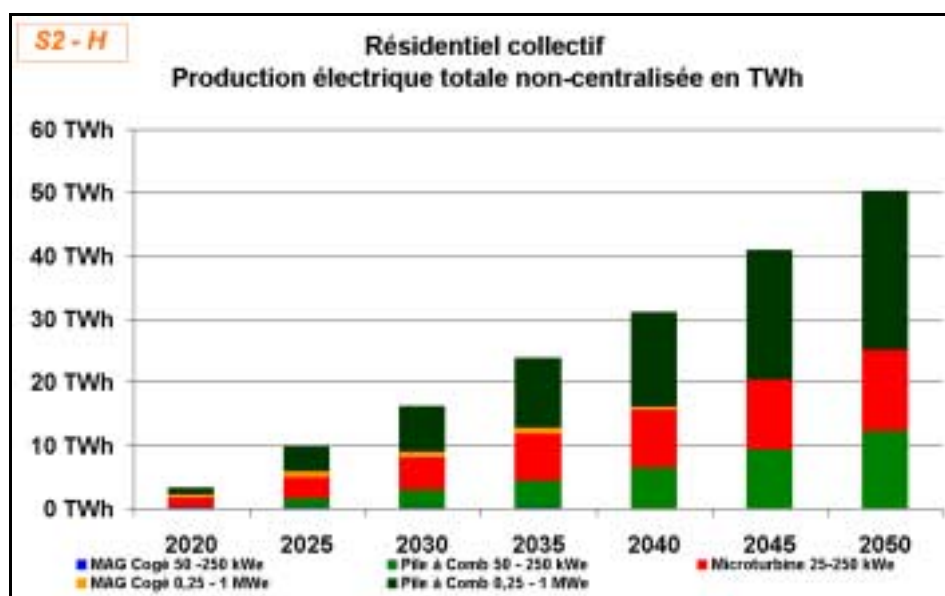
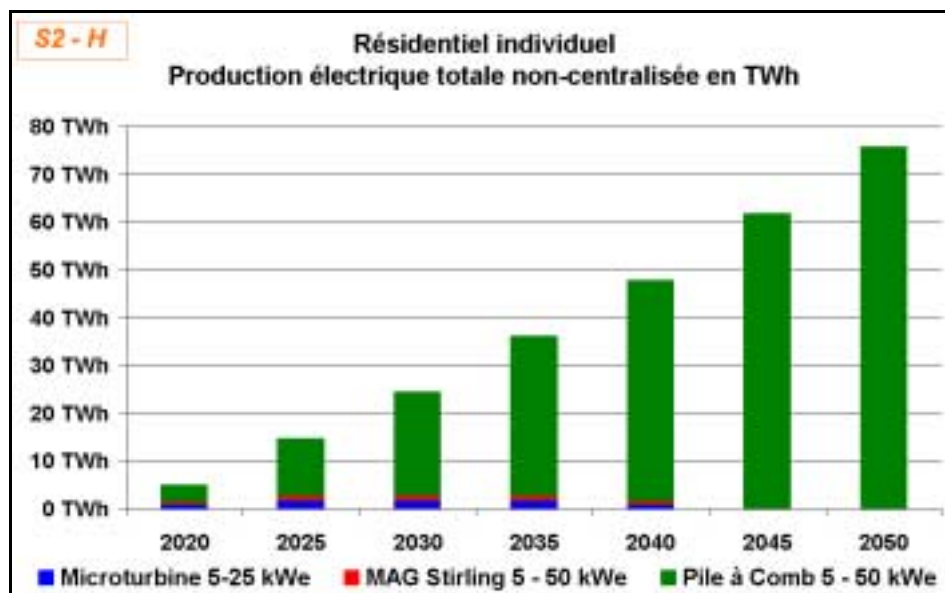
Dépollution

A noter que le principe est également utilisé pour limiter les émissions d'oxydes d'azote dans d'autres installations mais ceci n'est pas réalisé pour des raisons d'énergie. Dans le cas du cycle de Cheng, un bénéfice annexe est que lors de l'injection de vapeur, par exemple lors de périodes de pointe de demande électrique, les rejets azotés sont diminués de l'ordre des trois quarts par rapport à une turbine classique au gaz.

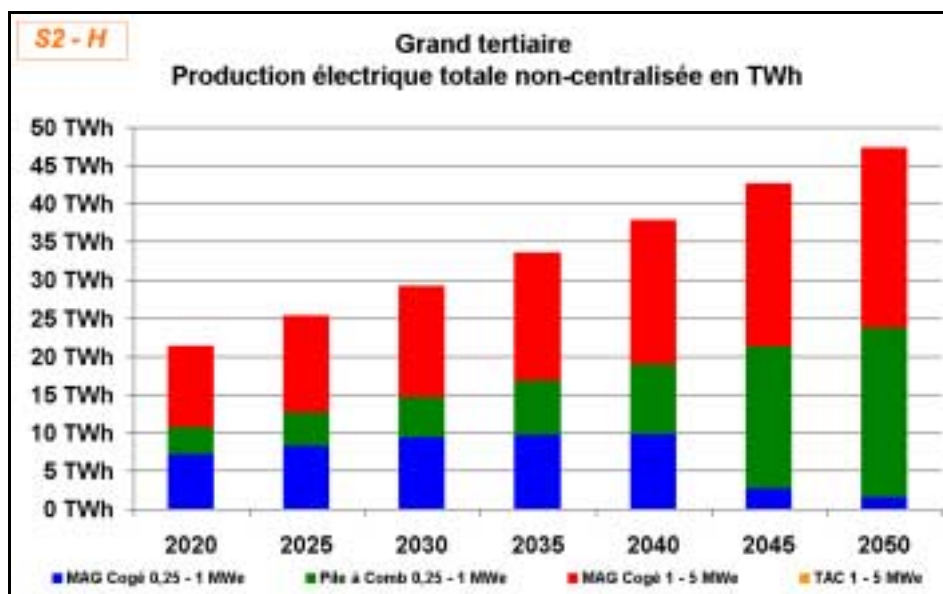
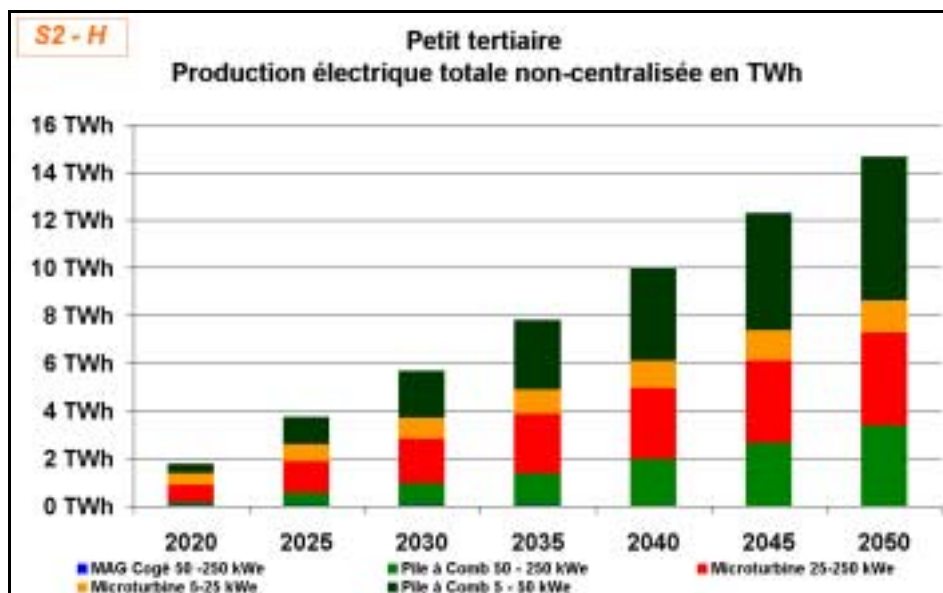
- Etude n° 4 -

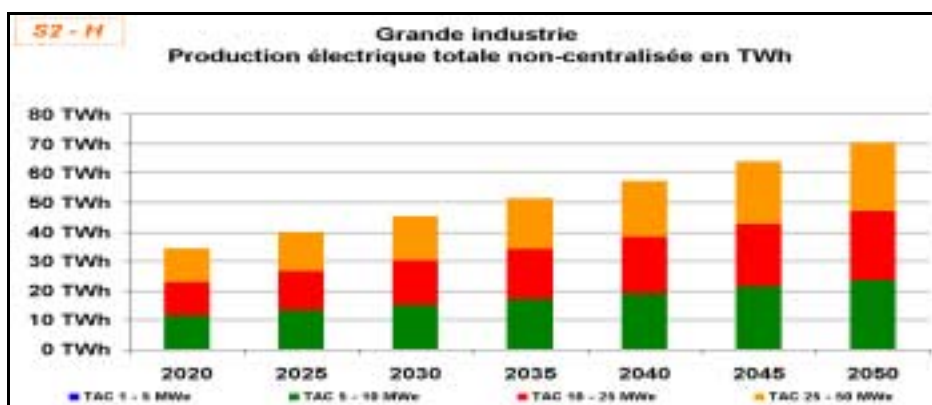
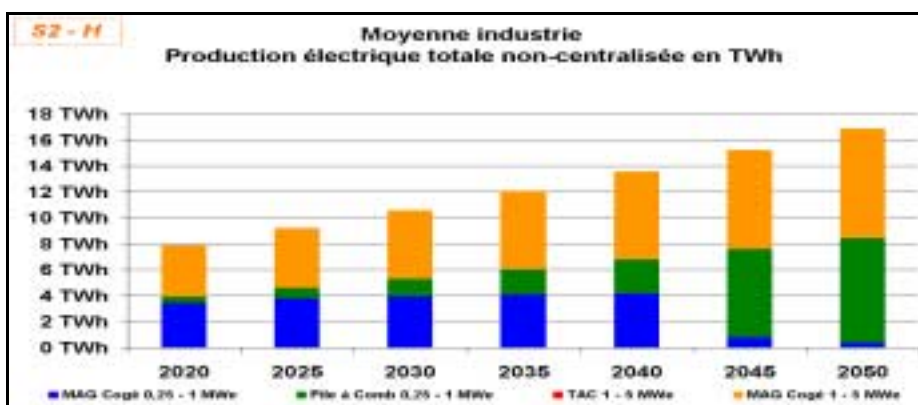
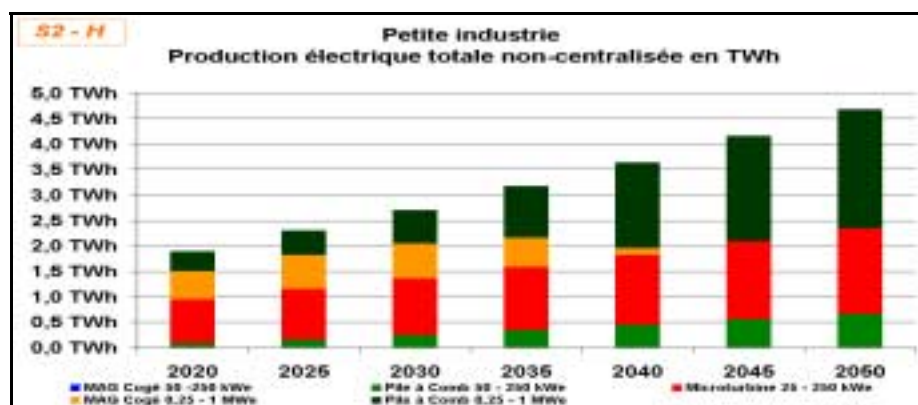
Potentiels programmables de production non centralisée – Scénario S2-H





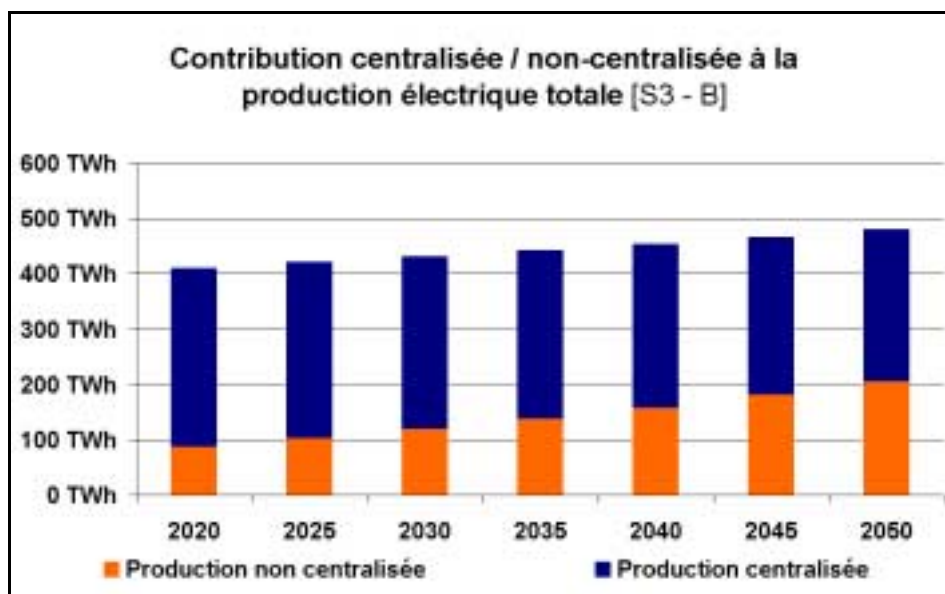
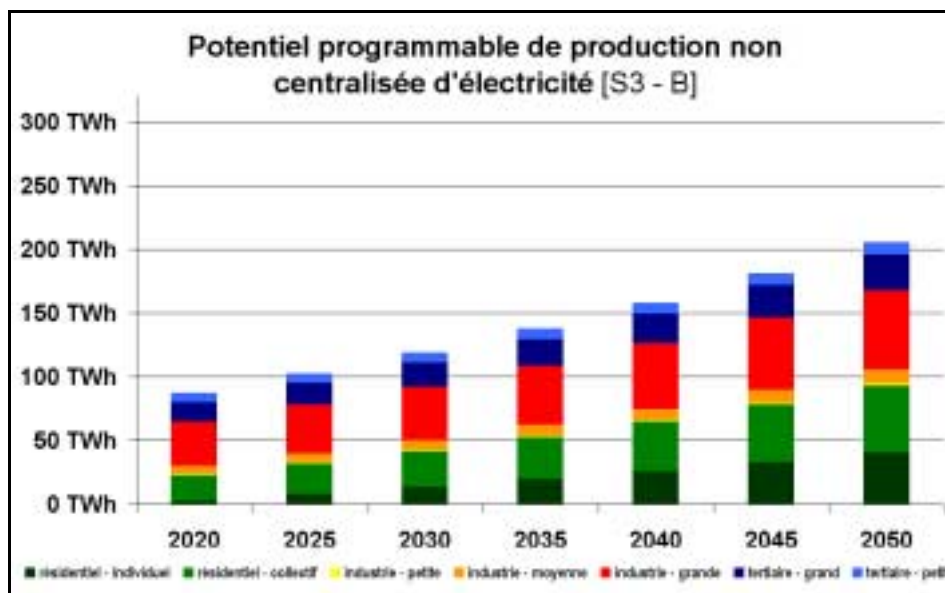
- Etude n° 4 -

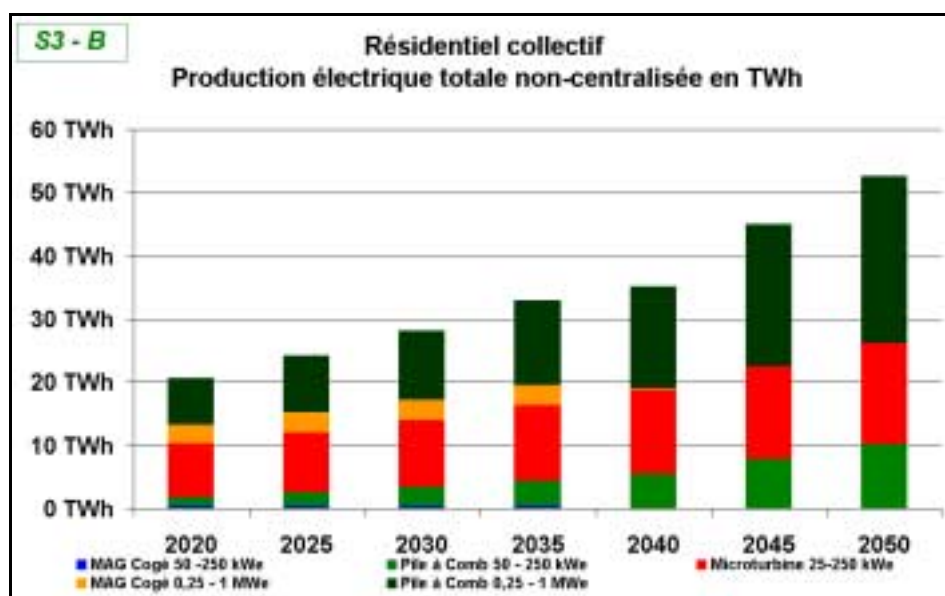
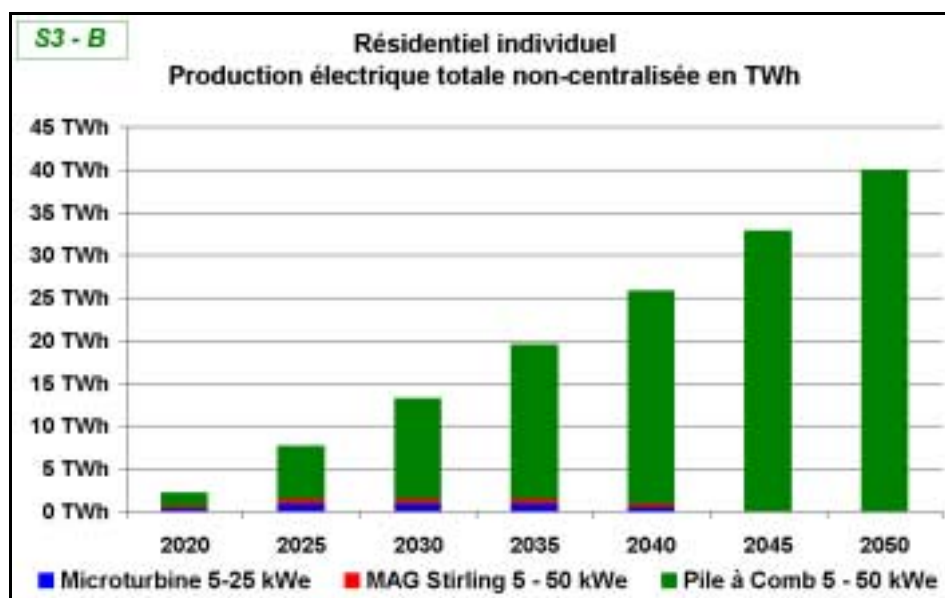




- Etude n° 4 -

Potentiels programmables de production non centralisée – Scénario S3-B





- Etude n° 4 -

