

Le financement des missions de service public dans un marché électrique déréglementé : le cas du développement de « l'électricité verte »

François MIRABEL, Jacques PERCEBOIS et Jean-Christophe POUDOU

C.R.E.D.EN.♦

Le processus d'ouverture à la concurrence dans les industries de réseaux (secteur des télécommunications, de l'électricité, du gaz, des transports,...) soulève de nombreuses questions relatives aux nouvelles formes d'organisation des marchés, aux structures industrielles ou stratégies des acteurs qui naissent des transformations réglementaires des secteurs concernés. Sur ces nouveaux marchés déréglementés, un point très sensible touche aux nouveaux modes d'organisation des missions de service public dont sont investies la plupart des industries de réseaux.

L'organisation et le financement des missions de service public dans la plupart des industries de réseaux en Europe étaient relativement simples jusqu'à une période très récente : l'opérateur réglementé, le plus souvent en situation de monopole public, était responsable des dites missions de service public et avait à ce titre l'obligation de desservir certains clients ou certaines zones géographiques non rentables. Le financement de telles obligations était assuré, dans la plupart des cas, par des subventions croisées entre les différents segments d'activités du monopole, c'est-à-dire par des glissements de coûts (le plus souvent implicites) des activités non rentables vers les activités rentables. C'est ainsi qu'en France, les urbains subventionnent les ruraux ou encore les industriels subventionnent les résidentiels pour la consommation d'électricité ou de téléphone.

Une littérature abondante traite du caractère inefficace et inéquitable (violation de l'équité allocative) des subventions croisées¹ et remet ainsi en question la pertinence de tels modes de financement des missions de service public. Au delà même de cet argument de poids, une autre raison plus fondamentale explique la fin programmée des subventions croisées comme outil de financement des missions de service public : l'ouverture à la concurrence ne permet plus au monopole d'effectuer de tels glissements de coûts entre activités puisque l'entrée des

♦ Faculté des Sciences Economiques, Espace Richter, Avenue de la mer, BP 9606, 34054 Montpellier Cedex.

¹ Le lecteur pourra consulter par exemple les textes fondateurs de Faulhauber sur le sujet.

firmes sur les segments d'activités rentables oblige le monopole à abandonner les redistributions tarifaires afin de conserver des parts de marché sur les clients profitables. Si Air France avait continué à financer les lignes non rentables par des augmentations de prix sur les lignes rentables, il est évident que les segments d'activités les plus rentables auraient été écrémés par les concurrents. Il convient alors de se poser la question des mécanismes alternatifs aux subventions croisées pour le financement des missions de service public.

Le papier que nous présentons s'inscrit dans cette problématique en se centrant sur les nouveaux mode de financement des missions de service public dans le secteur électrique². Notre réflexion s'organise comme suit : dans une première section, nous analysons les principaux mécanismes de financement des missions de service public dans un univers déréglementé en présentant sur ce point les orientations données par la loi française de février 2000 concernant l'organisation et la modernisation du service public de l'électricité. Dans une deuxième section et devant l'importance donnée par Bruxelles au développement des sources d'énergies renouvelables en Europe³, nous analysons plus en détail la mission de service public relative à la « promotion d'une électricité verte » et envisageons, dans ce contexte, la possibilité d'un nouveau mécanisme « décentralisé » de financement ; dans ce cas, ce sont les consommateurs qui, de manière volontaire, ont la possibilité de payer leur électricité plus cher avec l'assurance que le supplément payé est réinvesti dans des capacités de production « vertes ».

² Nous ne traitons pas dans ce papier de la question amont de l'attribution des missions de service public à un autre opérateur que la firme historique. Plusieurs scénarios d'allocation peuvent en effet être envisagés :

- La mise en place d'une réglementation « pay or play » (Choné et alii. [1999]) où l'entrant peut choisir entre payer une taxe ou prendre en charge les missions de service public (en étant ainsi exonéré du paiement de la taxe) ;
- Une procédure d'enchères pour déterminer l'opérateur le plus efficace pour assurer les missions de service public (cas du transport aérien français où les lignes déficitaires sont affectées à la compagnie qui demande la subvention la plus faible pour desservir la ligne) ;
- Une attribution après audition (procédure dite de « concours de beauté ») pour sélectionner une firme parmi les candidats potentiels.

³ En témoigne le projet de directive proposé le 10/05/2000 par le parlement européen et le conseil relatif à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (COM (2000) 279 final).

I- Mécanismes de financement des Missions de Service Public dans un univers déréglementé : le cas de l'électricité en France

1. La définition des missions de service public sur le marché de l'électricité en France

1.1. Les caractéristiques générales des missions de service public en France

La notion même de service public fait l'objet de nombreux débats du fait de son caractère polysémique :

- Au niveau de leur définition économique, les missions de service public dont sont investies la plupart des industries de réseaux sont classées dans la rubrique des services publics marchands ou services publics à caractère industriel et commercial. Ce sont des biens de club (non-rivaux et à exclusion d'usage) dont la consommation est facultative et dont les droits d'entrée doivent couvrir la totalité des coûts de fourniture des services (Aloy E. et Levêque F. [1997]). D'une manière générale, la justification économique à la réglementation de tels biens de club repose sur un critère d'efficacité puisque la présence d'externalités de réseaux recommande la réglementation de l'activité. Dans ce contexte, la présence dans les régions à faible densité de population de services en réseaux (transports, énergie, télécommunications) peut être justifiée au niveau économique puisque de tels secteurs contribuent au maintien d'activités économiques en dehors des grandes agglomérations (externalités positives).
- Au niveau de sa définition juridique « française », le service public à caractère industriel et commercial renvoie à la notion d'intérêt général pour la population. De manière très générale, une telle notion impose au fournisseur le respect de certaines exigences fortes envers le consommateur :
 - la continuité du service c'est-à-dire l'absence de rupture dans la fourniture avec, par exemple, l'assurance d'un service minimum en cas de grève ;
 - l'adaptabilité (ou mutabilité) renvoie à l'impératif d'adapter le contenu du service public en fonction de l'évolution du progrès technique et des besoins des usagers. Ce principe peut justifier l'introduction de nouvelles missions de service public comme

par exemple le développement d'Internet dans les régions isolées afin d'éviter une fracture numérique sur le territoire et d'assurer l'interdépendance sociale (ou cohésion sociale) au sein de la communauté⁴.

- le principe d'égalité est un principe général de non discrimination. Il impose de traiter les usagers identiques de manière identique. Ce principe a engendré et justifié en France, dans de nombreux domaines, un système de péréquations tarifaires (notamment la péréquation tarifaire au niveau spatial). Ce principe impose la mise en place de règles semblables à des situations semblables, mais n'interdit pas qu'il soit fait application de règles différentes à des situations différentes. Pour cela, il faut apporter la preuve qu'il y a effectivement une différence de situation « pertinente et significative » entre usagers, ce qui est du ressort du juge administratif ou du conseil d'Etat.

1.2. Les missions de service public dans le secteur de l'électricité

L'industrie électrique est une entreprise investie de missions de service public qui doivent répondre à trois exigences fortes (rapport Mandil [1993]), en conformité avec les définitions données précédemment :

- la ***continuité***, c'est-à-dire la sécurité de l'approvisionnement pour les usagers, ce qui signifie, de manière plus précise, le respect de trois obligations : l'alimentation permanente des réseaux (équilibre à court terme de l'offre et de la demande par le biais du « dispatching »), la sécurité d'approvisionnement à long terme (équilibre à long terme de l'offre et de la demande par le biais d'investissements en capacités de production suffisants), et l'exigence de qualité notamment pour les professionnels (absence de micro-coupures par exemple) ;
- le ***service universel***, c'est-à-dire l'obligation de desservir toute personne qui en fait la demande sur le territoire ;
- ***l'égalité de traitement*** : ce principe d'égalité de traitement stipule qu'un handicap pesant sur un usager (en termes de ressources ou de localisation géographique) ne saurait constituer un motif de discrimination ou d'exclusion pour le bénéficiaire du service considéré. Parfois assimilé à un principe d'accessibilité pour des couches sociales

⁴ A ce propos, de nombreux auteurs se réfèrent à la définition très générale du juriste Léon Duguit qui qualifie de service public toute activité qui vise à développer l'interdépendance sociale. Nous verrons que cette notion juridique demeure très présente dans la loi française votée en février 2000 sur la modernisation du secteur électrique.

défavorisées ou des zones rurales isolées, et découlant strictement de la notion de droit au « service universel », ce principe a engendré dans de nombreux domaines un système de péréquations tarifaires (notamment la péréquation tarifaire au niveau spatial).

En France, EDF, entreprise contrôlée par l'Etat, assure depuis 1946 ces obligations de service public pour pallier, en ce domaine, les défaillances du marché.

2. La question du financement des missions de service public dans un univers dérégulé

2.1. La définition des missions de service public sur un marché déréglementé : la loi française de février 2000

La loi de février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité en France définit de manière très précise les missions de service public qui incombent à EDF sur un marché dérégulé. Elle distingue les missions de service public pour les clients non éligibles et les clients éligibles :

- Les missions de service public spécifiques aux clients non éligibles : elles concernent la péréquation tarifaire (géographique), le financement en faveur des plus démunis (pour un « droit à l'électricité pour tous » particulièrement symbolique). Il est précisé qu'aucune interruption de fourniture ne pourra avoir lieu : EDF s'engage à maintenir la fourniture de l'électricité sous une puissance minimale de 3 kW.
- Les missions de service public en faveur des éligibles avec notamment un accès non discriminatoire aux réseaux publics, une fourniture de secours si le producteur ou le client éligible en fait la demande, une obligation de desservir tout éligible qui ne trouve pas de fournisseur « dans des conditions économiques et techniques raisonnables ».

Il est à noter que l'alinéa 3 de l'article 1^{er} du projet de loi français reprend la définition du juriste Léon Duguit et souligne le rôle décisif en matière de « *cohésion sociale* » du service public de l'électricité.

Il est clairement stipulé dans la loi française que ces missions de service public seront financées par l'ensemble des acteurs du secteur électrique de manière à ne pas défavoriser le monopole en place.

2.2. La nouvelle classification des missions de service public pour un financement plus transparent

2.2.1. Les mécanismes de financement des missions de service public

Le choix du mécanisme de financement des missions de service public fait l'objet de vifs débats entre les différentes parties prenantes, régulateur, opérateur historique et entrants sur le marché de l'électricité. Deux principales options sont retenues :

- celle d'un financement par le biais d'un fonds spécial alimenté par l'ensemble des opérateurs au prorata de leur activité ; dans ce cas, les sommes récoltées par le fonds sont redistribuées à l'opérateur en charge des missions de service public. C'est l'option retenue dans le secteur aérien en France où un Fonds de péréquation financé par une taxe doit permettre d'équilibrer l'exploitation d'une quarantaine de lignes intérieures dont le maintien a été jugé nécessaire à l'aménagement du territoire par les pouvoirs publics ;
- celle d'un financement par le biais de la charge d'accès que paient les nouveaux acteurs à l'opérateur historique pour utiliser son réseau. Dans ce cas, l'opérateur historique est susceptible d'être favorisé par ce système de financement puisqu'il peut manipuler plus facilement l'information sur le prix et la qualité du service de transport et biaiser ainsi la concurrence en appliquant des tarifs différents selon que le transport est effectué pour tiers ou pour son propre compte (Armstrong M. et Doyle C. [1995]). Pour éviter un tel risque, la Directive européenne de février 2000 prévoit la séparation comptable des activités verticalement intégrées des monopoles historiques (production, transport et distribution d'électricité) afin de permettre une transparence et une « lisibilité » des coûts affectés à chacune des activités, notamment à l'activité de transport.

Un mécanisme de financement alternatif est proposé pour les missions sociales des industries de réseaux et les « redistributions » (spatiales ou sociales) qui sont effectuées au travers des tarifs pratiqués. Au niveau européen, ces missions sociales des industries de réseau sont de plus en plus contestées et de nombreux auteurs recommandent que les redistributions ne se fassent pas à travers la manipulation des tarifs ; dans un souci d'équité allocative, il faut restaurer la vérité des prix et effectuer les redistributions spatiales ou sociales par la voie directe de l'impôt. Par exemple, en ce qui concerne la péréquation spatiale des tarifs, si un gouvernement juge que telle portion du territoire est défavorisée, il doit soutenir

financièrement directement les régions concernées et non entraver le marché en manipulant la vérité des prix du raccordement téléphonique, du transport ferroviaire ou du timbre poste.

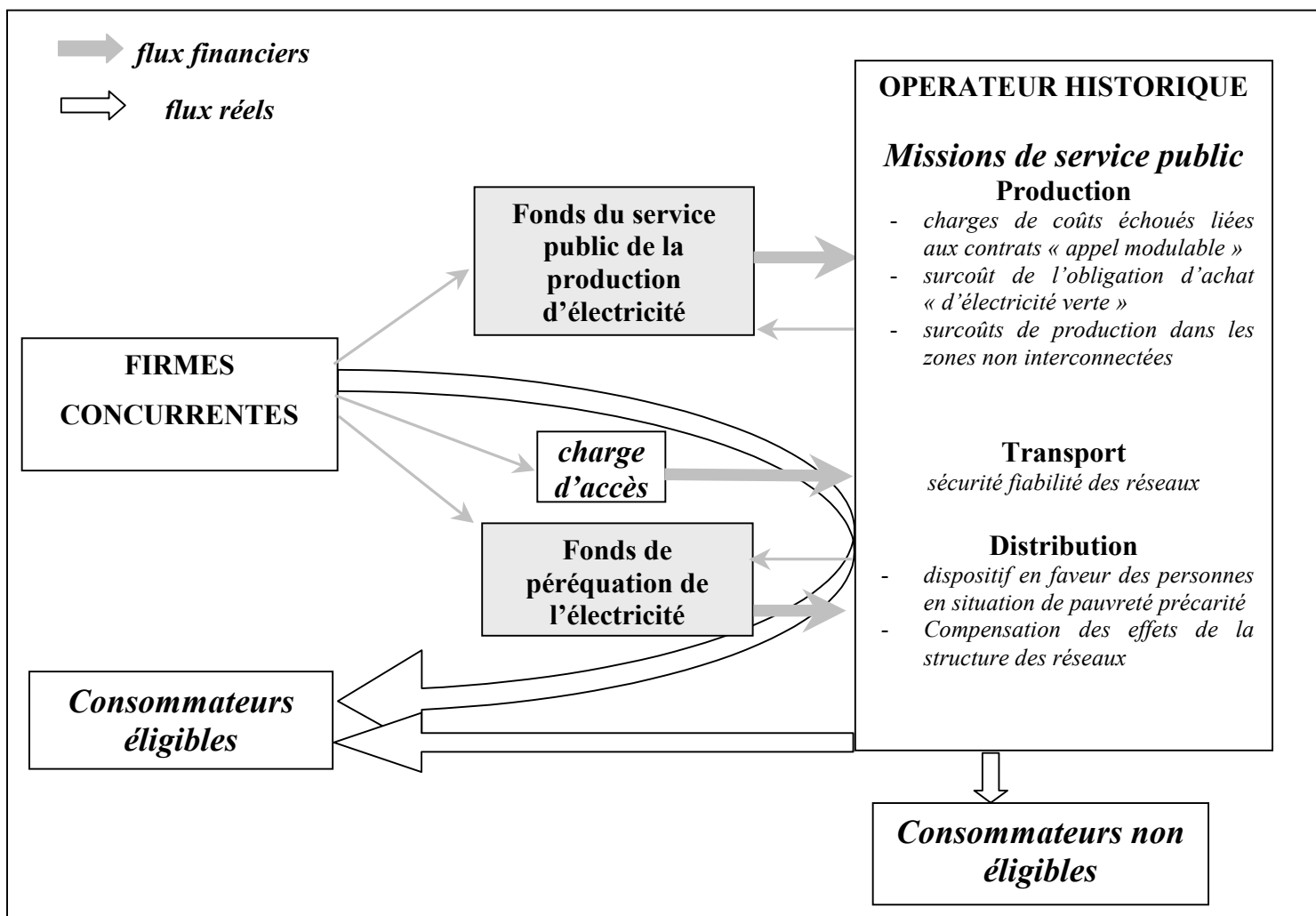
Dans le secteur électrique français, un système transitoire a été mis en place depuis février 1999 avec un financement des missions de service public par le biais de la charge d'accès. EDF a estimé à 4 milliards de Francs par an ses surcoûts au titre des Missions d'Intérêt Economique Général (MIEG) à savoir, les surcoûts de production dans les DOM et la Corse, les coûts des conventions pauvreté précarité et les surcoûts liés aux obligations d'achat. Ces 4 milliards de francs sont actuellement répartis sur l'énergie transitée, ce qui conduit à accroître les tarifs d'accès au réseau électrique de 1 centime/KWh.

2.2.2. Vers un financement plus transparent des missions de service public dans le secteur électrique français

Compte tenu de la loi de février 2000 relative à la modernisation du secteur électrique français et à la lecture du rapport sur les missions de service public publié par la Commission de Régulation de l'Electricité (rapport Syrota [2000]), le financement des missions de service public sera effectué conformément aux objectifs de transparence comptable imposés par Bruxelles. Le rapport Syrota souligne la nécessité d'un financement spécifique à chacune des missions de service public assurées par l'opérateur historique :

- les missions de service public relatives à l'activité de production (*surcoûts de production dans les zones non interconnectées comme la Corse ou les DOM [2 Milliards de francs par an], surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite en France à partir de sources d'énergies renouvelables ou d'installations de cogénération ou d'électricité produite par la valorisation des déchets ménagers [entre 0,4 et 2,5 Milliards de francs par an], et surcoûts liés aux contrats de type « appel modulable » qui obligent EDF à acheter l'électricité produite par de petits producteurs indépendants durant les périodes de pointe [75 Millions de francs par an]*) seront financées par le Fonds du Service Public de l'Electricité créé par la loi de février 2000 ;
- Les missions de service public relatives à l'activité de transport de l'électricité (continuité du service, sécurité des réseaux, ...) seront financées par le biais de la charge d'accès. Dans ce cas, le Gestionnaire du Réseau de Transport (le Réseau de Transport Electrique) utilise les recettes de l'accès pour couvrir l'ensemble de ses coûts (équilibre de ses comptes), y compris les coûts relatifs aux missions de service public dont il a la charge.

- Les missions de service public relatives à l'activité de distribution (*surcoûts liés aux écarts de structure des réseaux entre les zones urbaines denses et les zones rurales [plus de 400 Millions de francs par an] et au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité [entre 0,2 et 2,5 Milliards de francs par an]*) seront financées par le biais du fonds de péréquation de l'électricité qui est en place depuis 1946. Ce Fonds sera alimenté par les contributions de différents acteurs au prorata des Kwh distribués.



Dans un article théorique traitant du financement de la péréquation spatiale des tarifs de l'électricité entre zones rurales et zones urbaines (Mirabel et Poudou [2000]) et dans la lignée des travaux de Choné Flochel et Perrot [1999,2000], nous montrons que la mise en place d'une taxe payée par les opérateurs pour alimenter un fonds crée une distorsion fiscale qui grève le niveau de bien-être de la collectivité. Dans la majorité des scénarios envisagés, le

financement par la charge d'accès (mécanisme de subventions croisées) est alors préférable au niveau collectif.

II- Développement d'une « électricité verte » et Mission de Service Public

1. La promotion des énergies renouvelables en Europe

Ayant présenté le cadre général du financement des missions de service publics sur le marché de l'électricité en France, nous voudrions à présent traiter de manière plus précise du financement d'une mission de service public particulière qui incombe à l'opérateur historique EDF : *« 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 que la cogénération »* (loi française sur l'organisation du marché de l'électricité, Février 2000). Cette mission de service public qui vise (au moins en partie) à promouvoir des énergies dites propres engendre un surcoût important pour l'opérateur en place, surcoût qui sera financé par le « Fonds du Service Public de la Production d'Electricité ». En liaison avec la première section du papier, la question centrale concerne les différents mécanismes alternatifs de financement pouvant être mis en place pour couvrir ce surcoût que supporte l'opérateur historique. Le choix de ne traiter que les missions de service public relatives à la promotion de « l'électricité verte »⁵ renvoie à la place importante que devrait occuper cette question dans les années à venir en Europe ; on peut ici mentionner le projet de directive⁶ *« relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité »*. Le texte fixe à 12% la part des énergies renouvelables de la consommation brute d'énergie de l'Union en 2010 (contre 6% aujourd'hui) ce qui correspond à une part spécifique de 22,1% d'électricité produite à partir des SER (Sources d'Energies Renouvelables). Le projet de directive donne en annexe les évolutions prévues de la part de

⁵Le classement de la « promotion d'une électricité verte » dans la rubrique Mission de Service Public n'est pas évident et ne fait pas l'objet d'un consensus. Ce classement peut être fondé et justifié si l'on considère l'environnement à travers ses caractéristiques économiques de bien public non-rival et non-excludable.

⁶ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil du 10 Mai 2000, COM (2000), 279 final.

l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (électricité SER) dans les Etats membres :

	Electricité SER (%) 1997	Electricité SER (%) 2010	Electricité SER (%) 1997 (hors grandes installations hydrauliques)	Electricité SER (%) 2010 (hors grandes installations hydrauliques)
Autriche	72,7	78,1	10,7	21,1
Belgique	1,1	6	0,9	5,8
Danemark	8,7	29	8,7	29
Finlande	24,7	35	10,4	21,7
France	15	21	2,2	8,9
Allemagne	4,5	12,5	2,4	10,3
Grèce	8,6	20,1	0,4	14,5
Irlande	3,6	13,2	1,1	11,7
Italie	16	25	4,5	14,9
Luxembourg	2,1	5,7	2,1	5,7
Pays-Bas	3,5	12	3,5	12
Portugal	38,5	45,6	4,8	21,5
Espagne	19,9	29,4	3,6	17,5
Suède	49,1	60	5,1	15,7
Royaume-Uni	1,7	10	0,9	9,3
Union Européenne	13,9%	22,1%	3,2%	12,5%

2. Les systèmes de soutien à l'électricité SER

2.1. Systèmes de quotas et systèmes de prix fixe

Même si les coûts de production d'électricité SER baissent rapidement en raison des progrès technologiques, des mécanismes de soutien de la part des Etats membres restent nécessaires pour le développement des énergies renouvelables : taxes sur les énergies fossiles, aides à l'investissement, exonérations ou réductions fiscales pour les énergies renouvelables, système d'obligation d'achat d'électricité SER à un prix plus élevé, etc⁷... Le système de soutien direct des prix reste l'instrument le plus utilisé en Europe sous deux formes principales (Commission des Communautés Européennes [2000]) :

- **les systèmes de quotas** (Royaume-Uni, Irlande, Pays-Bas) reposent sur la fixation du prix de l'électricité SER à partir de la concurrence entre producteurs. Deux mécanismes sont appliqués : les cartes vertes et les régimes d'appels d'offre.

⁷ Pour une présentation détaillée des politiques menées dans certains pays de la Communauté pour le développement des énergies renouvelables (Danemark, Allemagne, Royaume-Uni, Pays-Bas), le lecteur pourra consulter le rapport de Moore et Ihle (1999).

- Dans un régime de cartes vertes, l'électricité SER est vendue au prix de marché. Tous les consommateurs sont alors obligés d'acheter une certaine quantité de cartes vertes auprès des producteurs d'électricité SER en fonction d'un pourcentage fixe de leur consommation par rapport à la production d'électricité totale. Ce système de quotas est fixé de manière à permettre le financement d'une quantité d'électricité SER déterminée par le décideur public. Les producteurs d'électricité SER sont alors en concurrence pour la vente des cartes vertes sur un marché secondaire.
- Dans un système d'appel d'offres, le producteur qui propose le prix le plus faible est retenu pour fournir à la compagnie locale de distribution l'électricité SER au prix de l'enchère. Les coûts supplémentaires de production d'électricité SER sont reportés sur le consommateur final d'électricité à travers une redevance.
- **Dans les systèmes de prix fixes** (Allemagne, Espagne), les distributeurs se fournissent auprès des producteurs nationaux d'électricité SER à un prix spécifique fixé par la tutelle pour l'électricité SER.

2.2. Le système d'obligation d'achat en France

Comme nous l'avons déjà mentionné, l'opérateur historique EDF est contraint de racheter l'électricité produite à partir d'installations qui utilisent des énergies renouvelables (dont la puissance installée n'excède pas 12 mégawatts). Cet achat par EDF se fait à un prix plus élevé puisque la technologie pour produire de l'électricité SER n'est pas encore compétitive. Pour répondre à l'objectif chiffré par Bruxelles d'une part spécifique égale à 22,1% de production d'électricité SER, la France propose d'utiliser et d'intensifier le système d'obligation d'achat d'électricité verte qui incombe à l'opérateur historique (MSP de la production d'électricité). Ainsi, le système de prix d'achat de l'électricité éolienne (pour des capacités n'excédant pas 12 MW) proposé par la Commission de Régulation de l'Electricité en France est très incitatif, fixé à 55 centimes/Kwh les cinq premières années avec pour les années suivantes, l'application d'un coefficient de dégressivité en fonction de l'évolution des performances techniques. De telles conditions de rachat devraient permettre de disposer d'une puissance installée en 2010 de 3000 à 5000 MW pour l'éolien.

Néanmoins, d'après le rapport Syrota (2000, p.A67), « *l'obligation d'achat, proprement dite, est une disposition qui a vocation à disparaître* ». En effet, sur un marché ouvert à la concurrence, il semble plus approprié d'utiliser les systèmes de quotas ou de prix fixes pour

développer l'électricité SER, en privilégiant ainsi des mécanismes de sélection des producteurs les plus efficaces.

3. Le financement décentralisé : la souscription des consommateurs pour le développement d'une électricité verte

Comme nous venons de le voir dans le paragraphe précédent, le développement des énergies renouvelables est impulsé par des mécanismes centralisés d'incitations mis en place par le décideur public. A côté de ces mécanismes classiques de financement se développent dans de nombreux pays des marchés de « l'électricité verte » où la promotion d'une électricité SER est assurée (au moins en partie) par un financement direct et « volontaire » des consommateurs. Dans ce cas, le prix du « Kwh vert » est plus élevé que le prix du Kwh « classique » et le surcoût de production d'une électricité dite « verte » est financé par le consommateur lui-même qui exprime une préférence pour ce type de produit (ou un rejet des Kwh « classiques », certains étant d'origine nucléaire comme en Allemagne). Le principe est séduisant puisque sur de tels marchés, les clients révèlent leur préférence et leur disposition à payer pour une énergie plus propre : en différenciant les produits énergétiques, le financement du développement d'une électricité verte est ainsi « spontané » et ne nécessite la mise en place d'aucun mécanisme institutionnel de financement pour la promotion des énergies propres.

3.1. La disposition à payer pour la consommation d'électricité SER

La disposition à payer des consommateurs pour l'électricité verte apparaît relativement élevée dans toutes les études menées à travers le monde sur le sujet. En Suisse, environ 80% des individus se déclarent prêts à payer plus pour participer au développement de l'électricité verte. Parmi ces 80%, 43% d'entre eux se déclarent prêts à payer un prix majoré de 25% et 57% affichent une disposition à payer plus élevée (Truffer B. [1998]). Dans une étude menée en 1996 sur le marché allemand (Wortmann [1996]), entre 43 et 50% des ménages se disaient très intéressés ou intéressés par la création de marchés segmentés d'électricité verte. Des études similaires au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et aux Etats-Unis arrivent à la conclusion que 20% environ des consommateurs sont disposés à payer un supplément de 20% pour l'électricité verte (Fouchet [1998]).

Une étude très intéressante a été menée par B. Farhar (1999) pour évaluer aux Etats-Unis la préférence des firmes ou des résidentiels pour une électricité plus « propre ».

Les données utilisées par Farhar proviennent d'enquêtes menées entre 1995 et 1997 par les Utilities de 5 Etats du Sud-Ouest des Etats-Unis auprès des consommateurs d'électricité. L'objectif des Utilities était de mesurer la disposition à payer des individus pour la consommation d'une électricité SER afin d'évaluer les gains potentiels d'une segmentation des marchés et de la création d'un marché d'une électricité verte. Les questionnaires ont été constitués en respectant les critères scientifiques de la méthode des préférences déclarées avec notamment, l'élimination des questions susceptibles de biaiser la valorisation de l'électricité verte par les consommateurs.

La première série de questions permet d'évaluer la probabilité d'un paiement volontaire des individus pour la consommation d'électricité SER sans en préciser le montant. Les résultats sont donnés dans le tableau suivant :

Probabilité d'un paiement volontaire supplémentaire pour la consommation d'électricité SER

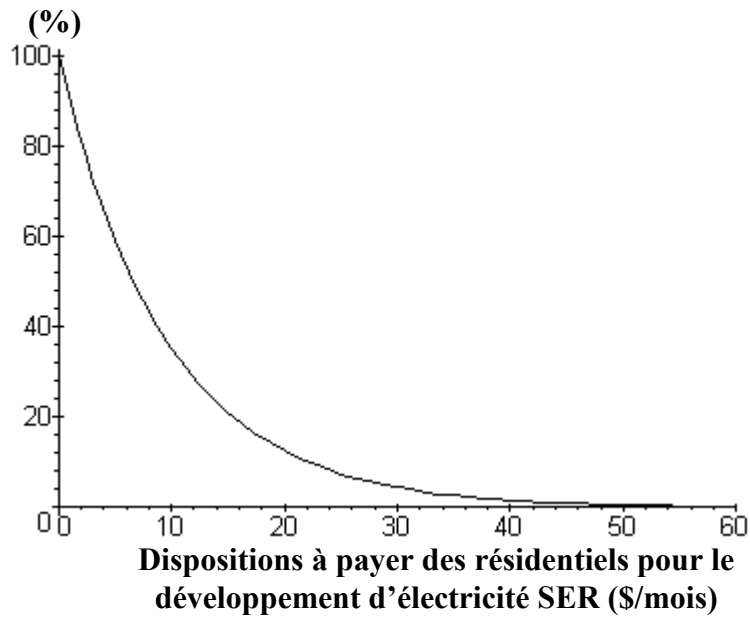
Réponses	Résidentiels (%)	Industriels (%)
très probable	16	20
probable	50	40
pas très probable	17	21
pas probable du tout	14	14
ne se prononce pas	3	3
Total	100	100

Source : Farhar B. (1999)

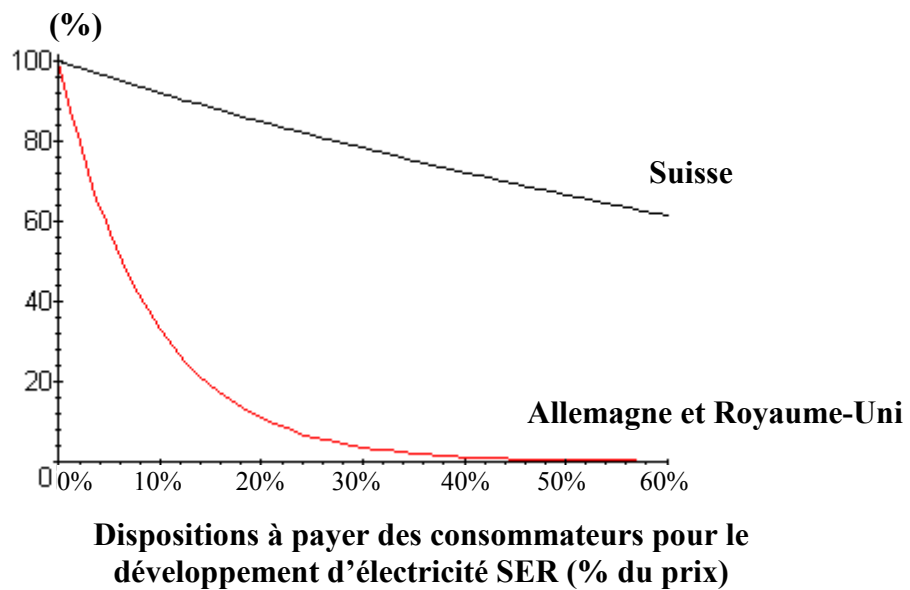
On observe ici que seulement 31% des résidentiels et 35% des industriels ne sont pas prêts, sur la base du volontariat, à payer plus cher le Kwh d'électricité SER. Si un ordre de grandeur du paiement supplémentaire est précisé dans le questionnaire (1\$, 2\$, 3\$ ou 5\$ par mois), ils ne sont plus que 25% à refuser l'idée de participer volontairement au financement du développement des énergies renouvelables.

De manière plus précise, les Utilities cherchent à évaluer la somme supplémentaire que seraient prêts à payer les consommateurs pour participer au développement des énergies renouvelables. Environ 70% des individus interrogés se déclarent prêts à payer au moins 5 dollars de plus par mois pour la consommation d'électricité SER, 38% se déclarent prêts à payer 10 dollars de plus par mois et 21% 15 dollars de plus par mois. Le meilleur ajustement (coefficient de détermination significatif) entre le pourcentage cumulé des réponses (Y) et le

montant mensuel supplémentaire (M en \$/mois) que seraient prêts à payer les résidentiels est donné par la courbe d'équation : $Y = 100e^{-0,104M}$



Une autre enquête menée auprès des consommateurs d'électricité suisses (ville de Zürich) allemands et anglais (Wüstenhagen, Markard et Truffer [2000]) permet d'établir des courbes de disposition à payer ayant la même allure générale ($Y = 100e^{-0,8086M}$ pour la Suisse et $Y = 100e^{-11,129M}$ pour l'Allemagne et le Royaume-Uni) :



On observe ici que la disposition à payer des consommateurs suisses est beaucoup plus élevée qu'en Allemagne et qu'au Royaume-Uni. Certains auteurs attribuent ce résultat aux revenus des ménages suisses en moyenne plus élevés que dans les autres pays.

Les enquêtes menées dans quatre Etats de l'Ouest de l'Amérique du Nord (Tarnai et Moore [1998]) montrent que 30% des consommateurs interrogés préfèrent la mise en place d'un paiement supplémentaire pour l'électricité verte imposé à l'ensemble des consommateurs, 29% préfèrent le choix volontaire et 19% préfèrent que le gouvernement fédéral paye directement les coûts supplémentaires. 20% des personnes interrogées proposent d'autres possibilités de financement.

Ainsi, quels que soient les pays envisagés, la population affiche clairement une disposition à payer pour le développement de l'électricité SER. Toutefois, les motivations des résidentiels et des firmes pour la promotion des énergies renouvelables apparaissent très différentes :

- du côté des firmes, les dirigeants interrogés mettent en avant la démarche altruiste du financement volontaire, mais soulignent aussi l'intérêt au niveau de l'image de marque auprès du consommateur (Holt E. et alii [2001]). Les réponses sont toutefois très différentes selon les caractéristiques des firmes interrogées. Ainsi, les petites entreprises, suivant le degré de conscience de leurs dirigeants, mettent le plus souvent en avant les motivations altruistes de leur démarche. Au contraire, les grosses entreprises, dans une démarche très marketing, sont plus sensibles à l'image de marque et la réputation qu'elles auront auprès du public et aux retombées financières induites par leur participation volontaire au développement des énergies propres⁸. Une autre différence apparaît entre les entreprises de commerce ou de services qui semblent favorables à une participation financière volontaire et les entreprises industrielles qui ne semblent pas prêtes à payer plus cher l'électricité verte.
- du côté des résidentiels, la souscription volontaire peut être un moyen pour le consommateur de soulager sa mauvaise conscience à propos des dommages qu'il impose à l'environnement dans sa vie quotidienne (Truffer B. [1998])⁹. De plus, les consommateurs sont de plus en plus sensibilisés par les problèmes environnementaux et

⁸ Ainsi, en Suède, MacDonald utilise l'image d'une entreprise active pour la protection de l'environnement afin de séduire sa clientèle très réceptive.

⁹ Wüstenhagen (1998) assimile d'ailleurs cette disposition à payer à un « paiement pour bonne conscience » (« pay-for-good-consciousness »).

prennent progressivement conscience de l'impact très négatif de leurs actes sur la qualité de l'air, sur la pollution des eaux, etc... Dans ce cas, le consommateur peut prendre conscience que son comportement de passager clandestin dans le financement du développement des énergies propres contribue à la dégradation de l'environnement et aux dommages subis par la collectivité. Cette prise de conscience peut le faire dévier de sa stratégie optimale de « free rider » et l'inciter à participer volontairement au financement des énergies propres. Les études montrent (Truffer B. [1998]) que les consommateurs les plus intéressés par ce type de financement ont un niveau d'éducation et un intérêt pour la vie politique et publique relativement élevés.

3.2. Les expériences d'un financement décentralisé de « l'électricité verte »

Malgré les fortes dispositions à payer affichées par les consommateurs potentiels, la demande d'électricité verte reste encore faible dans les pays qui expérimentent la segmentation des marchés électriques avec des consommateurs qui paient plus cher l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Cette relative atonie de la demande d'électricité verte est logique puisque le consommateur acquitte un prix plus élevé pour un bien (l'électricité verte) qui continue à avoir les mêmes qualités qu'avant. Actuellement, entre 0,1 et 3,5% des ménages participent à ces marchés de l'électricité verte à travers le monde (Truffer B. [1998]). Les Pays-Bas, la Suède, le Royaume-Uni, l'Allemagne, certains Etats d'Amérique du Nord ont déjà expérimenté la création de marchés de l'électricité verte. En Mai 1998 aux Etats-Unis, environ 45 000 consommateurs résidentiels participent aux programmes de « tarification verte » lancés par certaines utilities (Holt et Wieser [2000]). Les participants payent en général entre 2,5\$ et 10\$ par mois en plus pour financer le développement de l'électricité verte¹⁰. La pénétration du marché reste très faible (de l'ordre de 1 à 2%) mais l'ouverture à la concurrence pourrait très bien impulser des changements plus importants. Ainsi, durant les neuf premiers mois de l'ouverture du marché de l'électricité en Californie, sur les 1% des résidentiels ayant choisi de changer de fournisseurs, la moitié a opté pour un producteur « vert » (« green power producer ») (Markard et Wüstenhagen [2000]).

Par le biais de ces marchés de l'électricité verte, le but des distributeurs est de segmenter le marché pour exploiter la forte disposition à payer de certains consommateurs pour le

développement de l'électricité verte. Holt et Wieser [2000] prennent l'exemple de l'entreprise électrique *Green Mountain Energy Resources* qui propose aux consommateurs trois produits supplémentaires à côté de l'électricité « classique » :

- le premier produit proposé contient un « assortiment » de 75% d'énergies renouvelables (avec une importance particulière donnée à l'énergie éolienne) ; le supplément payé par le consommateur est de 2,1 cents par Kwh ;
- le deuxième produit proposé contient 75% d'énergies renouvelables (petite hydraulique, biomasse, géothermique) ; le supplément est fixé à 1,2 cents par Kwh ;
- le troisième produit contient 100% d'électricité produite à partir de grosses centrales hydrauliques ; dans ce cas, le supplément payé par le consommateur est égal 1 cent par Kwh¹¹.

De même, certaines utilities suisses ont défini et proposé aux consommateurs plusieurs types d'électricité verte. Différentes possibilités sont ainsi offertes, notamment la formule SOWIWA (solar-wind-water) proposée par l'entreprise *Industrielle Betriebe Burgdorf*. Dans ce cas, le consommateur peut choisir entre l'électricité solaire avec un surcoût de 0,9 francs suisses (FS)/Kwh, l'électricité éolienne des montagnes du Jura à un coût additionnel de 0,15 FS/Kwh, ou l'électricité produite à partir de petites centrales hydrauliques déjà existantes avec un surcoût de 0,05 FS/Kwh (Wüstenhagen [1998]).

D'après une étude menée sur 21 utilities suisses, le surcoût par Kwh représente entre 90 et 775% du prix de vente d'un Kwh classique. Bien entendu, le consommateur peut choisir de n'affecter qu'une partie de sa consommation totale d'électricité à l'électricité verte. Ainsi, les « clients verts » supportent une charge supplémentaire mensuelle comprise entre 10 et 20% par rapport aux dépenses liées à la consommation d'une électricité « classique ».

Cette segmentation des marchés et la différenciation des produits dans le secteur électrique exigent la mise en place de définitions précises de l'électricité verte avec l'instauration de

¹⁰ A côté de ce mécanisme de financement volontaire via un supplément payé chaque mois par les consommateurs, certaines Utilities proposent aux consommateurs des programmes de donation, des paiements supplémentaires par Kwh consommé (de 1 cent à 6 cents), etc...

¹¹ On le voit à travers cet exemple, la « grande hydraulique » affiche un label « électricité verte » moins marqué que les autres sources d'énergies renouvelables (éolien, solaire, ...). En effet, dans la définition des caractéristiques « vertes » du produit, des critères relatifs à la taille des installations sont le plus souvent intégrés. Ainsi, en Californie, le label « green-electricity » est attribué aux installations dont la puissance installée est inférieure à 30 MW. En Allemagne, la limite se situerait autour de 10 MW de puissance installée (Truffer B. [1998]).

labels permettant d'identifier, de contrôler et de certifier les offres faites par les différents producteurs. Il existe des organisations spécifiques chargées de la vérification et de la certification de la qualité de l'énergie verte offerte par les différents producteurs pour la délivrance d'un label « électricité verte ». Cette qualité est déterminée principalement par la composition des sources d'énergie de l'opérateur (pourcentage d'énergie verte dans leur production globale).

L'intérêt de la mise en place de normes précises pour la définition de l'électricité verte est double :

- les labels permettent d'abord de réduire l'asymétrie d'information entre producteurs et consommateurs et permettent par conséquent d'aider à transformer la « perception » biaisée des consommateurs sur le caractère plus ou moins propre des énergies. En effet, la perception des consommateurs est souvent erronée car elle se fonde le plus souvent sur le coût de l'électricité SER. Les enquêtes montrent à ce propos que l'énergie solaire plus coûteuse que les autres SER est perçue par la population comme plus « propre ». La baisse des prix du Kwh d'électricité entraîne souvent des doutes sur la qualité environnementale du produit. Il faut donc créer des labels ou des normes pour donner une meilleure information au consommateur quant au caractère propre des énergies consommées.
- la détermination de labels par des autorités compétentes indépendantes permet ensuite de crédibiliser l'électricité verte en utilisant des critères précis pour sa définition. Elle permet ainsi d'arbitrer et de résoudre des conflits entre les acteurs sur la définition précise des « énergies vertes ». En Suisse, par exemple, les associations de défense de l'environnement refusent la délivrance d'un label vert pour les centrales hydrauliques alors que l'industrie électrique y est fortement favorable. Dans ce cas, la stratégie optimale pour chaque acteur est de ne pas coopérer pour la définition du label alors même que la situation optimale au niveau collectif, en l'état actuel du progrès technologique, demeure la coopération et la reconnaissance des centrales hydrauliques comme sources d'électricité propre (non émettrices de gaz à effet de serre). On retrouve le cas bien connu du dilemme du prisonnier pour la détermination des labels verts (Markard, Rothenberger et Truffer [2000]) :

Associations de défense de l'environnement

ne coopèrent pas

coopèrent

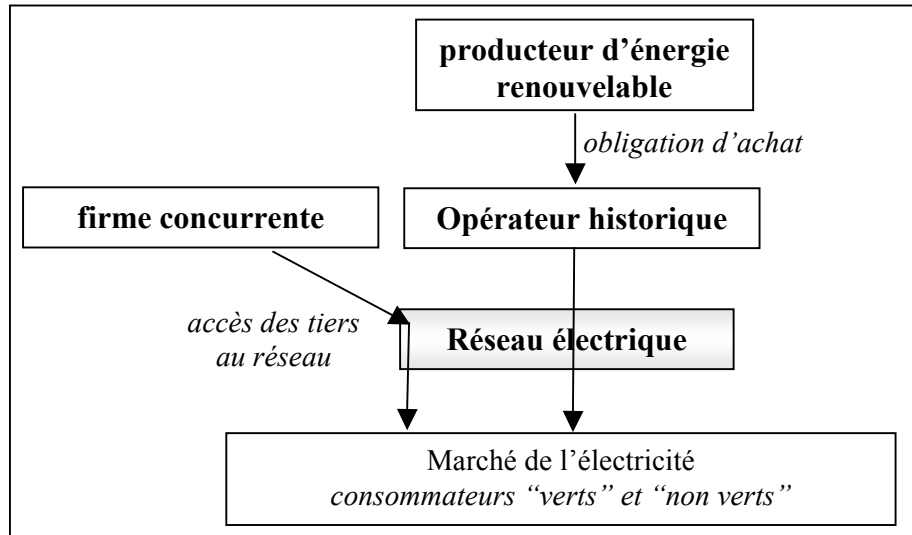
Industrie électrique	<i>ne coopère pas</i>	impasse	dégradation de l'écosystème
	<i>coopère</i>	mise hors service des centrales existantes	centrales hydrauliques soutenables

Ainsi, dans le cas d'intérêts divergents, il convient de mettre en place des autorités compétentes indépendantes pour la détermination des labels et des critères à respecter pour qu'une production d'électricité soit ou non classée dans la rubrique « électricité verte ».

3.3. La modélisation du financement des missions de service public de promotion d'une « électricité verte »

Dans un papier qui traite du financement de la MSP française de « promotion de l'électricité verte » (Mirabel, Percebois et Poudou [2000]), nous envisageons la possibilité d'un financement décentralisé de cette MSP à travers la souscription volontaire des consommateurs. Le modèle s'inscrit dans le cadre des modèles théoriques classiques de réseaux avec concurrence entre l'opérateur historique (en charge des missions de service public) et une firme qui entre sur le marché¹², en présence d'une infrastructure de transport soumise au système d'accès des Tiers au Réseau (« essential facilities »). L'originalité et l'intérêt du papier proviennent de la représentation particulière de la demande sur le marché de l'électricité avec une distinction entre deux groupes de consommateurs : ceux qui expriment une certaine utilité au développement d'une électricité verte et qui sont de ce fait prêts à payer pour sa production lorsque cela est possible au niveau institutionnel ; ceux qui ne retirent aucune satisfaction de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et qui ne sont pas prêts à participer financièrement à son développement :

¹² Voir par exemple Armstrong, Doyle et Vickers [1996], Chone, Flochel et Perrot [1999] ou Mirabel et Poudou [2000].



Le modèle théorique que nous développons dans le papier nous permet de comparer les différents régimes du point de vue du bien-être social et d'évaluer le mode de financement d'une « électricité verte » (subventions croisées, fiscalité et souscription volontaire des consommateurs) collectivement préférable. La domination des différents mécanismes de financement au niveau du bien-être collectif dépend de deux variables : la disposition à payer des consommateurs pour l'électricité verte (θ) et son coût d'achat (pour EDF dans le cas français) . De manière tout à fait logique, le mécanisme de financement décentralisé domine les autres modes lorsque (θ) est élevé.

Conclusion

Avec l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité en Europe, certaines missions de service public commencent à être sérieusement remises en cause. Comme nous l'avons déjà souligné dans le texte, c'est le cas par exemple des missions de service public qui soutiennent certaines redistributions spatiales ou sociales à travers la péréquation tarifaire. Dans le même temps, l'ensemble des Etats membres affiche la volonté de promouvoir de manière forte les énergies renouvelables ; la France affiche la volonté de consolider et de développer son système d'obligation d'achat « d'électricité propre ». Ce développement de l'électricité verte en Europe passe par l'action publique et les politiques de soutien traditionnelles déjà introduites dans plusieurs pays. A côté de ce système de financement centralisé, il pourrait être très profitable de promouvoir les marchés de l'électricité verte et un financement direct et volontaire par la fraction de la population sensibilisée aux questions environnementales.

Deux éléments semblent déterminants pour un développement plus marqué des marchés de l'électricité verte :

- en premier lieu, des programmes d'éducation, de responsabilisation et d'information des consommateurs sur les énergies propres doivent être développés auprès des consommateurs d'électricité. Comme nous l'avons déjà écrit, il faut nécessairement mettre en place des signaux clairs et précis (normes) sur le caractère plus ou moins propre des différentes sources d'énergie proposés ;
- ensuite, les systèmes de tarification mis en place sur les marchés de l'électricité verte ne doivent plus être « réservés » à une clientèle le plus souvent aisée : actuellement, la tarification appliquée sur ces marchés qui reflète le niveau véritable des coûts supportés par l'opérateur (équité allocative) écrème la clientèle (« pricing skimming ») et crée des « niches » tarifaires réservées à certaines catégories de populations sensibles aux questions environnementales. Il faut mettre en place des stratégies de pénétration des marchés beaucoup plus fortes avec des prix du « Kwh vert » inférieurs aux coûts de production (tout en restant au-dessus du prix du « Kwh classique »). Le but est de stimuler la demande, d'augmenter les parts de marché de l'activité afin de développer des économies d'échelle sur des segments d'activités émergents (« *penetration pricing strategy* » selon Wüstenhagen [1998]).

Bibliographie

- Armstrong M. et Doyle C. 1995 : « The economics of access pricing », Rapport établi pour la division « Competition and Consumer Policy » de l'OCDE.
- Armstrong J., Doyle and J. Vickers (1996): "The Access Pricing Problem: a synthesis", *Journal of Industrial Economics*, June, Vol. XLIV, N°2, pp. 131-150.
- Choné P., L. Flochel, A. Perrot (1999): "Allocating and Funding Universal Service Obligations in a Competitive Network Market", Papier de recherche N° 9955, CREST, Université de Paris I, France.
- Choné P., L. Flochel, A. Perrot (2000): " Universal Service Obligations and competition", *Information Economics and Policy*, 12, pp.249-259.

- Commission des Communautés Européennes (1998): "les sources d'énergie renouvelables et le marché intérieur de l'électricité", Rapport au Conseil et au Parlement Européen sur les exigences d'harmonisation, 16/03/1998, COM (1998), 167 final.
- Commission des Communautés Européennes (2000): "La promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité", Proposition modifiée de Directive du Parlement Européen et du Conseil, Bruxelles, 28.12.2000, COM (2000) 884 final, 2000/0116 (COD).
- German Bundestag (2000) : « Act on Granting Priority to renewable energy sources », Loi « Eneuerbar-Energien-Gesetz », Avril 2000.
- Farhar B. (1999) : « Willingness to pay for electricity from renewable resources : a review of utility market research », National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP.550.26148, Juillet 1999.
- Fouquet R. (1998): "The United Kingdom demand for renewable electricity in a liberalised market", Energy Policy, 26, 4, pp.281-293.
- Holt E. et Wiser R. (2000): "Understanding residential demand for green power", Report prepared for National Wind Coordinating Committee (<http://www.nationalwind.org>)
- Holt E., Fowlie M., Innis S., Mayer R. et Wiser R. (2001): "Understanding non-residential demand for green power", Consensus Report prepared for National Wind Coordinating Committee, Janvier 2001 (<http://www.nationalwind.org>)
- Kiefer B. (2000): "Creating an Eco-Label for electricity in Switzerland", Paper presented at the EAWAG Project for the Transdisciplinarity Conference, Février Mars 2000, Zürich.
- Knud R. et Stand C. (2000) : « Wind energy use in Germany – Status 31.12.2000 », Statistics of DEWI <http://www.dewi.de>
- Markard J. (2000) : «Green Power in liberalised markets», Paper presented at the EAWAG Project for the Transdisciplinarity Conference, Février Mars 2000, Zürich.
- Markard J., Rothenberger D. et Truffer B. (2000): «Analysing market mechanisms of third party eco-labeling : the case of green power certification», Paper presented at the workshop on Consumer-driven green electricity in competitive electricity markets, 22-23 Mai, Copenhagen.
- Markard J., Rothenberger D. et Truffer B. (2000b): «Green electricity in Switzerland: insights in market development and eco-labelling», Paper presented at the workshop on Consumer-driven green electricity in competitive electricity markets, 22-23 Mai, Copenhagen.

- Mirabel F., Percebois J. et Poudou J.-C. 2001 : “Financement des missions de service public de rachat d’électricité verte”, Colloque International Economie de l’environnement, Les instruments des politiques environnementales (PIREE), IDEFI, 5-6 avril, Sophia-Antipolis NICE.
- Mirabel F. et Poudou J.-C. (2000) : “ Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: Electricity Case”, Journée du LASER, 29 Septembre 2000, Montpellier.
- Moore C. et Ihle J. (1999): « Renewable energy policy outside the United States”, Renewable Energy Policy Project, Issue Brief N°14, Octobre 1999.
- Rosston G. et Bradley W. (2000): "The state of universal service", Information Economics and Policy, 12, pp.261-283.
- Syrota (2000) : "Evaluation des missions de service public de l'électricité", rapport publié par la Commission de Régulation de l'Electricité, sous la direction de J. Syrota, Février 2000.
- Tarnai J. et Moore D. (1998) : « Regional capability building, utility restructuring survey », data report 98-40, Social and Economic Sciences Research Center, Pullman, WA, Washington State University, November.
- Truffer B. (1998) : « Market demand for green power products”, The Greening of Industry Network Conference, Rome, 15-18 Novembre, 1998.
- Truffer B. (2000) : « The social construction of green electricity standards in Switzerland”, Paper presented at the EAWAG Project for the Transdisciplinary Conference, Février Mars 2000, Zürich.
- Valletti T. (2000) : « Introduction : symposium on universal service obligation and competition », Information Economics and Policy », 12, pp.205-210.
- Wüstenhagen R., Markard J. et Truffer J. (2000) : "Green electricity in Switzerland: insights in market development and eco-labeling", Paper presented at the workshop on Consumer-driven green electricity in competitive electricity markets", 22-23 May, Copenhagen.
- Wüstenhagen R. (1998) : “Pricing strategies on the way to ecological mass market”, The Greening of Industry Network Conference, Rome, 15-18 Novembre, 1998.

Table des matières

I-MECANISMES DE FINANCEMENT DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC DANS UN UNIVERS DEREGLEMENTE : LE CAS DE L'ELECTRICITE EN FRANCE	3
1. LA DEFINITION DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC SUR LE MARCHÉ DE L'ELECTRICITE EN FRANCE	3
1.1. <i>Les caractéristiques générales des missions de service public en France</i>	3
1.2. <i>Les missions de service public dans le secteur de l'électricité</i>	4
2. LA QUESTION DU FINANCEMENT DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC DANS UN UNIVERS DEREGULE	5
2.1. <i>La définition des missions de service public sur un marché déréglementé : la loi française de février 2000</i>	5
2.2. <i>La nouvelle classification des missions de service public pour un financement plus transparent</i>	6
II- DEVELOPPEMENT D'UNE « ELECTRICITE VERTE » ET MISSION DE SERVICE PUBLIC	9
1. LA PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE	9
2. LES SYSTEMES DE SOUTIEN A L'ELECTRICITE SER	10
2.1. <i>Systèmes de quotas et systèmes de prix fixe</i>	10
2.2. <i>Le système d'obligation d'achat en France</i>	11
3. LE FINANCEMENT DECENTRALISE : LA SOUSCRIPTION DES CONSOMMATEURS POUR LE DEVELOPPEMENT D'UNE ELECTRICITE VERTE	12
3.1. <i>La disposition à payer pour la consommation d'électricité SER</i>	12
3.2. <i>Les expériences d'un financement décentralisé de « l'électricité verte »</i>	16
3.3. <i>La modélisation du financement des missions de service public de promotion d'une « électricité verte »</i>	19
CONCLUSION	20
BIBLIOGRAPHIE	21