



INSTITUT D'ECONOMIE ET
DE POLITIQUE DE L'ENERGIE

CAHIER DE RECHERCHE N° 29

**Les marchés de certificats verts
pour la promotion des énergies renouvelables :
entre efficacité allocative et efficience dynamique**

Philippe MENANTEAU,
Marie-Laure LAMY et Dominique FINON

Juin 2002

Une nouvelle version de ce texte est à paraître dans
Economies et Sociétés, série *Economie de l'Énergie*, décembre 2002

Unité mixte de recherche du Centre National de la Recherche Scientifique
et de l'Université Pierre Mendès France (UFR DGES) - UMR 5111

IEPE, BP 47, 38040 Grenoble Cedex 09, France
Tél : +33 (0)4 76 51 42 40 ; Fax : +33 (0)4 76 51 45 27
Mél : iepe@upmf-grenoble.fr ; URL : <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>

Résumé :

Conçus dans une optique de compatibilité des cadres incitatifs avec l'ouverture à la concurrence, les marchés de certificats verts apparaissent a priori comme l'instrument de soutien au développement de l'électricité verte le plus adapté à la constitution de marchés électriques libéralisés. Toutefois, si les avantages théoriques sur les autres instruments de promotion des énergies renouvelables sont clairs, la mise en œuvre pose encore un certain nombre de difficultés opérationnelles. Leur efficacité réelle devra donc être confirmée par les expériences en cours dans plusieurs Etats membres ainsi que leur capacité à créer un cadre stable et incitatif pour les investisseurs.

Abstract :

Designed to be compatible with competition mechanisms, tradable green certificates markets appear a priori the appropriate incentive scheme to promote renewable electricity in the liberalized electric markets. Although they present many theoretical advantages on other incentive instruments for the support of renewable energy, their implementation and design raise some difficulties. Their actual effectiveness still has to be confirmed by the on-going experiences in several member states, notably regarding to their ability to create an incentive and stable framework to investors.

1. Introduction

La récente Directive européenne relative à la production d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables fixe aux Etats membres des objectifs de développement extrêmement ambitieux puisqu'elle vise à augmenter de 8% la contribution de ces dernières pour atteindre 22% de la consommation totale d'électricité en 2010¹. Les moyens à mettre en œuvre pour réaliser ces objectifs ont finalement été laissés à l'appréciation des Etats. Néanmoins, les débats préparatoires à cette Directive avaient clairement fait apparaître la volonté de la Commission de mettre en cohérence les politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables et de promouvoir le recours aux instruments de marché pour atteindre les objectifs fixés à moindre coût (CE, 1996).

Parmi ces instruments, les marchés de certificats verts retiennent l'attention de nombreux pays parce qu'ils sont conçus dans une optique de compatibilité des cadres incitatifs avec l'ouverture à la concurrence, et sont donc a priori plus en adéquation avec les nouvelles formes de marché électrique (Voogt et al., 2000; Wohlgemuth, N., 1999). En comparaison, les systèmes d'incitation par les prix, tels que les prix garantis pratiqués en Allemagne, en Espagne ou en France depuis une date récente, sont présentés comme inefficients au plan allocatif et peu incitatifs à la baisse des coûts de production, malgré leur indéniable efficacité à stimuler la production d'électricité renouvelable.

Après avoir présenté ce dispositif innovant couplant obligations et échanges de certificats verts, ses avantages théoriques et ses modalités de fonctionnement, on le compare aux autres instruments de soutien au développement des énergies renouvelables sous l'angle de l'efficacité statique et dynamique. On examine ensuite les difficultés concrètes de mise en œuvre que soulèverait la création d'un marché de certificats verts à l'échelle européenne. Enfin, on s'interroge sur le caractère incitatif de l'instrument étant donné l'incertitude sur la capacité des marchés de certificats verts à susciter des investissements dans de nouvelles installations et une dynamique durable de progrès technique.

2. Les dispositifs de certificats verts : de l'intérêt théorique aux modalités pratiques de mise en oeuvre

Les dispositifs de certificats verts s'appuient sur l'instauration de quotas de production et sur la flexibilité associée aux échanges. Ces caractéristiques leur procurent certains avantages théoriques qui ont incité plusieurs pays à créer des marchés nationaux de certificats. En raison du caractère récent de ces expériences, les modalités de mise en œuvre des marchés de certificats diffèrent encore sensiblement d'un pays à l'autre.

2.1 Les certificats verts : quotas plus mécanismes de flexibilité

Le dispositif de certificats verts fonctionne sur la base de quotas obligatoires de production d'électricité d'origine renouvelable imposés aux opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité. Il s'agit des distributeurs-revendeurs et des grossistes ou bien, comme en Italie, des producteurs-importateurs. Mais les consommateurs peuvent aussi être directement intégrés au système d'échange comme il est projeté de le faire au Danemark ; la contrainte pèse alors en pratique sur les distributeurs qui doivent justifier chaque année de l'achat d'une proportion d'électricité renouvelable pour le compte de leurs clients.

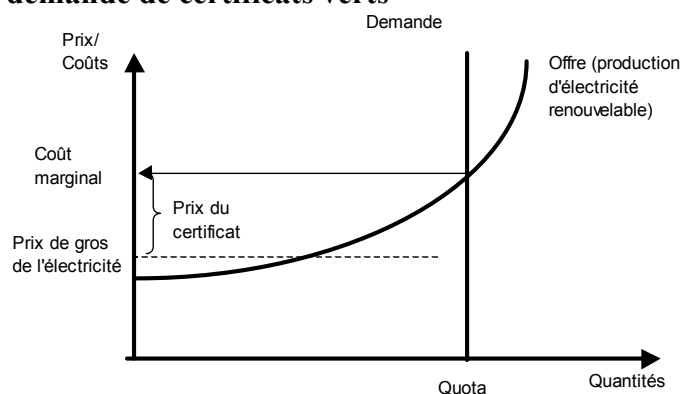
¹ European Commission, 2001, Directive 2001/77/CE of the European Parliament and Council dated 27 September 2001.

Pour introduire de la flexibilité dans le système et en réduire les coûts, les opérateurs soumis à la contrainte peuvent utiliser des certificats échangeables pour atteindre leurs objectifs. Ils ont la possibilité de produire eux-mêmes la quantité voulue d'électricité renouvelable, de négocier des contrats de long terme avec des producteurs spécialisés ou d'acheter des certificats correspondant à une quantité donnée d'électricité renouvelable (Berry et al., 2001; Voogt et al., 2000; Schaeffer et al., 1999).

Les certificats sont attribués aux producteurs pour une quantité prédéfinie d'électricité produite par une source d'énergie renouvelable. Selon l'objectif poursuivi, toutes les unités de production utilisant des sources renouvelables sont éligibles ou seulement une partie d'entre elles (l'éolien, le solaire et la micro-hydraulique, mais pas la grande hydraulique ni l'incinération des déchets urbains, par exemple). Un autre périmètre d'attribution peut porter sur les installations nouvelles et pas celles qui sont en service et déjà amorties.

Les échanges de certificats verts peuvent s'accompagner d'échanges physiques de courant mais, dans le cas général, le marché des certificats est un marché purement financier. La production d'électricité renouvelable est donc valorisée par les producteurs de deux façons complémentaires : d'une part, par la vente d'électricité sur le réseau aux conditions du marché et, d'autre part, par la vente des certificats aux opérateurs soumis à des quotas de production d'électricité renouvelable. Le prix du certificat vert correspond de ce fait à la différence entre le coût marginal de production de l'électricité d'origine renouvelable et le prix de l'électricité sur le marché de gros (Figure 1).

Figure 1 : Offre et demande de certificats verts



Source : Schaeffer et al., 1999

Outre la possibilité de définir de façon explicite un objectif quantifié de production d'électricité renouvelable, l'intérêt des certificats verts tient à la flexibilité qu'introduisent les échanges et donc à leur efficacité économique. Même dans le cas d'un marché libéralisé, les opérateurs n'ont en effet pas tous accès aux mêmes ressources. Sans flexibilité, le fait d'imposer des quotas de production conduirait certains opérateurs à exploiter des ressources coûteuses alors que des ressources à moindre coût sont encore disponibles ailleurs. Du fait des échanges, le marché de certificats verts permettrait d'exploiter les gisements d'électricité renouvelable disponibles par ordre de coût croissant.

L'autre intérêt théorique des certificats verts relève de l'efficacité dynamique : le dispositif stimule en permanence la concurrence entre les producteurs d'électricité renouvelable et incite de ce fait à la baisse des coûts de production notamment par le progrès technique.

L'efficience allocative et l'efficience dynamique de l'instrument le rendent particulièrement intéressant dans le cadre européen depuis l'instauration de la Directive sur les énergies renouvelables. Ces caractéristiques favorables ont incité plusieurs pays à créer des marchés nationaux de certificats verts qui pourraient préfigurer l'organisation d'un futur marché européen.

2.2 Les expériences en cours en Europe

En 2002, trois pays européens ont créé un marché national de certificats verts pour soutenir le développement des filières d'énergie renouvelable (l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni). Le Danemark et la Suède achèvent quant à eux de définir les modalités de fonctionnement de leur futur marché². Derrière cet intérêt pour un même mode de soutien se cache cependant une grande hétérogénéité des pratiques (Tableau 1).

Le système anglais nommé « Renewable Obligation Certificate System » (ROCS) remplace aujourd'hui le mécanisme d'enchères concurrentielles (NFFO) lancé en 1990 pour soutenir les énergies renouvelables. L'obligation porte sur les fournisseurs d'électricité (*suppliers*) qui doivent justifier d'un pourcentage minimum d'électricité renouvelable dans leurs ventes totales. Le quota est fixé à 3% en mars 2003 et doit atteindre 10,4% des ventes en 2011 (DTI, 2002). Pour satisfaire à cette obligation, les distributeurs ont la possibilité d'acheter de l'électricité verte ou des certificats à un producteur accrédité. Ils peuvent également s'acquitter du *buy-out price*, une pénalité en cas de non respect du quota (5c€/kWh). Seules les installations renouvelables mises en service après 1990 bénéficient de certificats.

Le système italien de certificats verts est entré en vigueur en janvier 2001. Son originalité tient au fait que l'obligation porte sur les producteurs et les importateurs d'électricité. L'objectif du gouvernement italien est d'accroître la production d'électricité renouvelable de 58 TWh en 1999 à 78 TWh en 2008. Le quota correspondant pour 2002, qui porte sur des unités construites après 1999, est de 2% de l'électricité produite (ou importée). En cas d'envolée du prix du certificat, il est prévu que le gestionnaire du réseau de transport émette lui-même des certificats à un prix plafond fixé à environ 6c€/kWh afin de pallier l'insuffisance de l'offre (GRTN, 2002).

Le gouvernement **belge** a fixé en 1999 un objectif de 5% de la consommation électrique intérieure pour la production d'électricité verte en 2010. Il a ensuite laissé aux régions (Flandres, Wallonie et Bruxelles) la liberté de définir les modalités pour atteindre cet objectif, ce qui s'est traduit par la mise en place de systèmes d'aides différents. Le mode de soutien flamand repose sur un marché de certificats verts nommé « e-CERTe » qui est entré en vigueur au premier juillet 2002. L'obligation porte sur les distributeurs qui devront respecter un quota de 2,05% en 2003, puis 3% en 2004 et 5% en 2005. Une pénalité de 5c€/kWh est appliquée en cas de non-respect du quota en 2003, avec un dispositif original qui prévoit une augmentation jusqu'à 12c€/kWh au cours des années suivantes. Le système de certificats verts wallon qui débute en octobre 2002 diffère dans ses modalités d'application : quota de 3% en 2003 puis 12 % en 2010 (CWaPE, 2002), pénalité à hauteur de 7,5 c€/kWh en 2002, puis 10 c€/kWh en 2003. On notera par ailleurs que la définition des sources renouvelables

² L'expérience des Pays-Bas considérée comme pionnière n'est pas présentée ici parmi les marchés de certificats verts car elle repose pour l'instant sur le volontariat et ne comporte donc pas d'objectifs réellement contraignants pour les opérateurs qui pourraient justifier des échanges de certificats. L'Autriche a, de son côté, instauré un marché de certificats verts qui fonctionne depuis janvier 2002 mais celui-ci ne concerne que la petite hydraulique (< 10 MW).

éligibles diffère entre les deux systèmes puisque la cogénération est incluse en Wallonie, mais pas en Flandres.

En comparaison, la situation du **Danemark** en 2002 reste imprécise. Initialement prévu pour débiter en janvier 2003, le système de certificats verts danois est en cours de révision. Face à l'objectif ambitieux qui prévoit d'augmenter la part des renouvelables de 20% de l'électricité consommée en 2003 à 50% en 2030, un encadrement assez étroit du prix des certificats est prévu : le prix plancher est fixé à 1,4 c€/kWh et la pénalité pour non-respect des quotas s'élève à 3,6 c€/kWh. Les industriels du secteur des énergies renouvelables estiment toutefois que ce schéma présente plusieurs défauts : l'objectif fixé pour 2003 est jugé trop faible (quota déjà atteint) et trop limité pour créer une réelle demande de certificats ; en second lieu, la possibilité de suspendre l'obligation introduit un élément d'incertitude pour les futurs investisseurs. De plus, pointant le défaut des mécanismes de certificats qui incitent à se focaliser sur la meilleure technologie disponible (cf. infra), ils soulignent que l'instauration d'un mode de soutien unique pour la biomasse et l'éolien pourrait se traduire par une très faible contribution de la première (Krohn, 2001). En conséquence, l'entrée en vigueur du marché danois reste pour le moment en suspens.

Tableau 1 : Les modes opératoires des marchés de certificats verts en Europe

	Royaume-Uni	Italie	Belgique	Danemark
Objectif	10,4% en 2011	78 TWh en 2008	Flandres : 5% en 2005 Wallonie : 12% en 2010	20% en 2003 et 50% en 2030
Opérateur « contraint »	Distributeurs	producteurs et importateurs	Flandres : distributeurs Wallonie : distributeurs	consommateurs
Sources éligibles	unités construites après 1990	unités construites après 1999 grande hydro > 2002	Flandres : déchets exclus Wallonie : cogénération	grande hydro et déchets exclus
Pénalité, banking, borrowing	pénalité = 5c€/kWh banking : oui	pas de pénalité validité CV: 1 an borrowing : oui	Flandres : pénalité de 12c€/kWh après 2002 validité CV: 5ans Wallonie : 10c€/kWh	prix plancher : 1,4c€ prix plafond : 3,6c€ borrowing : oui
Echange international	Non	possible si CV compatibles	Flandres : non Wallonie : non	oui (condition de réciprocité)
Entrée en vigueur	1.4.2002	1.1.2001	Flandres : 1.7.2002 Wallonie : 1.10.2002	1.1.2003 (suspendu)

Sources : Baron, 2001 ; GRTN, 2002 ; CWaPE, 2002 ; DTI, 2002

Note : CV = certificats verts

2.3 Les modalités de fonctionnement : le diable est dans les détails

La création d'une infrastructure de marché est un préalable nécessaire au fonctionnement d'un marché de certificats verts. Cette infrastructure s'appuie notamment sur la certification des producteurs et de l'électricité verte, le suivi des échanges de certificats, le contrôle du respect des obligations et l'instauration de pénalités en cas de non-respect des objectifs. Son efficacité dépend dans une large mesure des choix effectués sur des paramètres clés tels que le niveau des objectifs, les opérateurs soumis à l'obligation, les technologies éligibles et les modalités d'encadrement des prix des certificats.

- **Niveau des objectifs**

L'objectif quantitatif doit être fixé de telle façon que le prix des certificats incite les investisseurs à réaliser de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable, sans pour autant être trop ambitieux et conduire à des coûts marginaux de production trop élevés et un prix de l'électricité excessif. Afin d'assurer un horizon stable aux investisseurs, les quotas à atteindre doivent être définis sur un horizon de long terme (au moins dix ans) et déclinés en objectifs intermédiaires régulièrement croissants.

- **Installations éligibles**

La question de l'éligibilité se pose à plusieurs niveaux :

- l'éligibilité de certaines ressources telles que la grande hydraulique, ou encore les déchets, dont l'impact environnemental est apprécié différemment selon les pays;
- la distinction entre installations nouvelles et installations existantes. Le marché des certificats doit en effet permettre de valoriser les nouvelles productions sans procurer une rente indue aux producteurs d'installations déjà amorties. De nombreux pays considèrent de ce fait que seules les installations les plus récentes sont éligibles ;
- l'éligibilité des productions qui ont bénéficié d'autres modes de soutien avant la mise en place du dispositif de certificats verts;
- enfin, l'éligibilité des productions étrangères. Pour le moment, certains marchés de certificats nationaux sont ouverts aux certificats étrangers, mais sous condition de réciprocité et de certification fiable.

- **Type d'opérateurs soumis à la contrainte de quota**

Le régulateur peut choisir de faire reposer l'obligation sur différents acteurs: les producteurs, les gestionnaires de réseau de transport ou de distribution, les distributeurs ou encore les consommateurs finaux (Schaeffer, 2000). L'objectif est de créer un nombre suffisant de demandeurs pour réduire les risques de pouvoir de marché et de limiter les coûts administratifs du système, tout en évitant d'introduire des distorsions de concurrence entre les acteurs du marché électrique. Le choix des producteurs, comme en Italie, permet de réduire les coûts de transaction, mais risque de créer des pouvoirs de marché. De plus les producteurs de ces pays seront pénalisés par les surcoûts résultant de l'imposition des quotas sur le marché électrique européen si tous les Etats membres ne suivent pas ce modèle. A l'inverse, le choix des consommateurs finals (comme au Danemark) respecte les principes concurrentiels mais risque d'entraîner de forts coûts administratifs. Solution intermédiaire, l'imposition du quota aux fournisseurs apparaît généralement comme une solution satisfaisante.

- **Durée de validité**

Une certaine flexibilité est essentielle au bon fonctionnement d'un marché concernant les énergies renouvelables, ne serait-ce que pour lisser les à-coups de l'offre dus aux aléas climatiques. L'allongement de la durée de validité des certificats de un à trois ou cinq ans permet de limiter les perturbations entraînées par les variations annuelles de la production. L'autorisation des opérations de *borrowing* (emprunt) et de *banking* (mise en réserve) des

certificats, assorties ou non de taux d'intérêt et de dépôts de garantie, a le même effet de déconnecter la période d'émission du certificat de celle de son utilisation, ce qui offre le maximum de flexibilité à la demande.

- **Prix plafond et prix plancher**

La fixation d'un prix plafond et d'un prix plancher a également pour fonction de limiter les variations de prix des certificats. Le prix plafond permet d'éviter que le coût de réalisation d'un objectif ne soit trop élevé pour les fournisseurs. L'instauration d'une pénalité pour non-respect des quotas joue de fait le rôle de prix plafond, les opérateurs préférant s'acquitter du prix plafond plutôt que d'acheter des certificats à un prix supérieur en cas de tensions sur le marché. De façon symétrique, le régulateur peut choisir de racheter les certificats non vendus pour maintenir le prix à un niveau minimum. Cependant, il convient de définir cette fourchette avec précaution pour que le niveau de la pénalité ne soit pas inférieur au prix du marché anticipé sous peine de voir le système s'effondrer.

3. Quel instrument pour la politique européenne de soutien aux énergies renouvelables ?

L'intérêt théorique des dispositifs de certificats verts justifie-t-il l'abandon des autres schémas d'incitations ? Les mécanismes de prix garantis notamment, qui sont utilisés dans plusieurs pays, ont largement démontré leur efficacité pour stimuler le développement de nouvelles filières d'énergie renouvelable. Mais ils pourraient disparaître dans la perspective de création d'un marché européen de certificats qui imposerait une certaine harmonisation des politiques de soutien.

3.1 Certificats verts, tarifs d'achat garantis ou enchères concurrentielles ?

Les politiques de soutien aux technologies d'énergie renouvelable ayant atteint une certaine maturité font appel à trois grands types d'instruments :

- les prix garantis qui imposent aux distributeurs d'acheter toute l'électricité renouvelable produite dans leur zone de desserte à un tarif décidé par les pouvoirs publics et attribué à tous les producteurs ;
- les mécanismes d'enchères concurrentielles (ou appels d'offre) qui reposent sur la sélection de propositions de contrats de long terme (de l'ordre de 15 ans) avec obligation d'achat, par ordre de coût croissant du kWh et pour une quantité globale prédéfinie par le régulateur;
- et enfin, les dispositifs de certificats verts.

En référence à l'opposition classique concernant les instruments économiques de réduction des pollutions³, ces dispositifs d'incitation relèvent soit d'une approche par les prix (prix garantis), soit d'une approche par les quantités (enchères et certificats). Les deux approches qui présentent une grande symétrie en situation d'information parfaite diffèrent sensiblement dans la réalité. Ainsi, avec les instrument "prix", le résultat en termes de production d'électricité renouvelable n'est pas prévisible alors qu'à l'inverse, les approches par les quantités permettent de définir avec précision le niveau des objectifs sans toutefois offrir aucun contrôle sur le coût des mesures à mettre en oeuvre (P. Menanteau et al., 2002).

³ Voir notamment Weitzman, 1974.

- **Limites et améliorations du système de prix garantis**

L'Allemagne, le Danemark, l'Espagne et la France plus récemment ont choisi de soutenir le développement de la filière éolienne par des systèmes de prix garantis, avec des résultats très favorables tant sur le plan des capacités installées que sur le plan industriel (Chabot, 2000; Gutermuth, 2000 ; Wagner, 2000). En comparaison, l'impact des mécanismes d'enchères, utilisés notamment par le Royaume-Uni ou la France jusqu'à une date récente⁴, a été beaucoup plus limité (Menanteau et alii, 2002). Ainsi plus de 80% de la capacité additionnelle installée en Europe en 2000 était située dans les trois pays ayant adopté les prix garantis avant cette date (Tableau 2).

Les bonnes perspectives de rentabilité des investissements offertes par des niveaux de prix relativement élevés sont la principale raison de l'efficacité du système des prix garantis. Le succès de cet instrument s'explique également par la faiblesse du risque encouru par les développeurs de projets⁵ ; avec les prix garantis, le risque de marché est nul et la rentabilité des projets dépend essentiellement de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts et de l'exploitant à atteindre de bonnes performances.

Tableau 2 : Impact des modes d'incitation sur la capacité éolienne installée en Europe

Incitations	Pays	Capacité installée en MW (début 2000)	Capacité additionnelle MW (en 2000)
Prix d'achat garantis	Allemagne	6113	1668
	Espagne	2402	872
	Danemark	2297	555
	TOTAL	10812	3095
Enchères	Royaume-Uni	409	53
	Irlande	118	45
	France	79	56
	TOTAL	606	154

Source: *WindPower Monthly*, The Windindicator (<http://www.wpm.co.nz>), avril 2002.

Sur le plan du développement industriel de la filière éolienne, l'impact des prix garantis est très important. En 1998, l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne regroupaient huit des dix premiers constructeurs mondiaux d'aérogénérateurs ; aucun de ceux-ci n'était britannique ou français, deux pays ayant utilisé les systèmes de quotas avec enchères.

Toutefois, la politique de tarifs d'achat garantis s'est révélée très coûteuse en subventions par les consommateurs, contrepartie directe de son impact positif sur la production d'énergie renouvelable. Ce système d'aide a été contesté aussi parce qu'il profitait à l'ensemble des producteurs et ne les incitait pas à innover en l'absence de pression concurrentielle (CE, 2000).

Ces limites ont été en partie prises en compte dans les nouveaux systèmes de prix garantis mis en œuvre en Allemagne, ou plus récemment en France, qui présentent des évolutions importantes par rapport aux premiers schémas d'incitation basés sur les prix (Huber et al.,

⁴ Les mécanismes d'enchères (NFFO et Eole 2005) ont été remplacés par un système de certificats verts au Royaume-Uni en avril 2002 et par des tarifs d'achat garantis en France en septembre 2001.

⁵ Les subventions sont allouées à tous les nouveaux projets et pour la durée d'amortissement de l'installation.

2001). L'introduction des tarifs incrémentaux, décroissants avec la productivité du site, a permis de limiter de façon significative la rente accordée aux producteurs les plus favorisés, réduisant d'autant le coût supporté par la collectivité. De même, la dégressivité des tarifs pour les installations nouvelles répond à la critique d'une trop forte inertie des tarifs d'achat garantis face à la décroissance des coûts résultant du progrès technique (Lamy et al., 2002).

Ces corrections ont introduit un mécanisme d'incitation à la baisse des coûts et limité la rente des producteurs, et par voie de conséquence, le coût global pour la collectivité de la politique de soutien aux énergies renouvelables.

- **Avantages et limites des systèmes de certificats verts**

Contrairement aux mécanismes de prix garantis, les dispositifs de certificats verts mettent directement les producteurs en concurrence les uns avec les autres pour la vente des certificats. Chaque producteur doit mettre en œuvre les solutions les moins coûteuses pour la production d'électricité renouvelable de façon à rester compétitif sur le marché des certificats verts. Créant une pression concurrentielle permanente sur les producteurs, cette approche stimule en théorie une décroissance plus rapide des coûts de production résultant du progrès technique et présente de ce fait, en théorie, un avantage en termes d'efficacité dynamique. La logique plus concurrentielle et donc plus risquée pour les candidats investisseurs peut cependant produire des effets allant à l'encontre des objectifs poursuivis.

Tout d'abord, les investissements s'effectuent sur les seules technologies matures ce qui ne facilite pas le déploiement des technologies émergentes. Le marché des certificats verts permet en effet une allocation efficace des ressources qui repose sur l'exploitation des potentiels disponibles par ordre de coût croissant. En contrepartie, les technologies à fort potentiel de progrès technique, mais aujourd'hui encore trop coûteuses, ne peuvent pas s'imposer. Un marché unique de certificats verts pour toutes les technologies ne permet donc pas de soutenir le développement de l'ensemble des filières d'énergie renouvelable. Pour cela, il est nécessaire de définir des objectifs spécifiques par filière technologique (différenciation des technologies) ou d'admettre l'existence de modes de soutien complémentaires pour les filières les moins matures (défiscalisation, subventions à l'investissement, prix garantis, etc.), au risque de limiter la fluidité ou la transparence du marché des certificats.

Ensuite, point rarement souligné dans le débat économique, les promoteurs des certificats tendent à sous-estimer la nécessité de sécurité contractuelle pour assurer le financement et la rentabilité des investissements. Ainsi, les agents soumis aux quotas rechercheront des contrats de long terme avec des fournisseurs d'électricité renouvelable à prix stable pour se garantir contre des fluctuations trop importantes du prix des certificats. De même, on imagine difficilement, du côté des développeurs, des stratégies d'investissement basées majoritairement sur les perspectives de vente de certificats ; le financement des projets impose en effet la recherche de contrats longs pour assurer leur "bancabilité". Ainsi, au Texas, malgré la possibilité offerte d'échanger des certificats, tous les distributeurs ont pour le moment choisi de négocier des contrats bilatéraux de long terme (10 à 25 ans) pour réaliser leurs quotas de production d'électricité renouvelable (Langniss et al., 2002). A côté des contrats de long terme, le marché des certificats risque donc d'être étroit, peu liquide, et peu susceptible de donner le prix de référence pour les contrats de long terme. L'efficacité allocative en sera nécessairement affectée, de même que l'incitation à innover pour les développeurs.

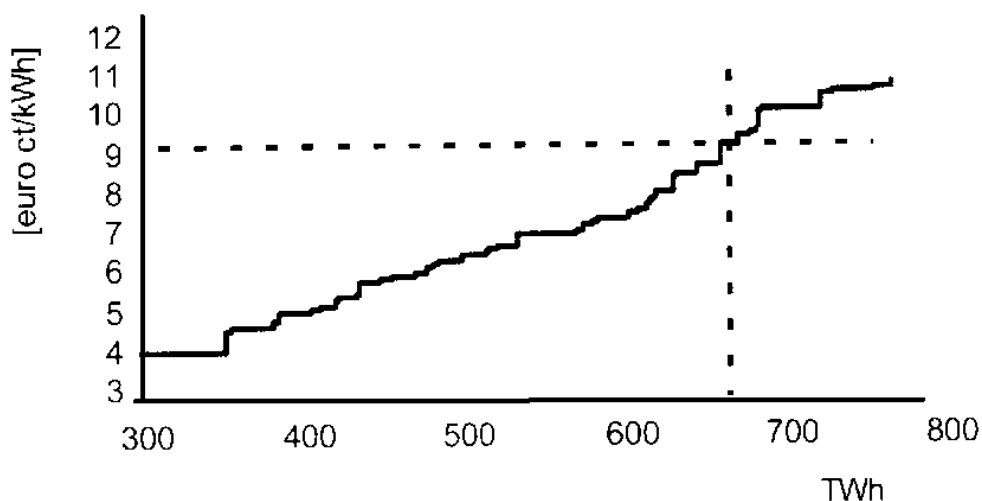
En conséquence, l'avantage réel des certificats verts sur les autres instruments de soutien aux énergies renouvelables pourrait être moins décisif que ce que suggèrent leurs promoteurs, notamment pour ce qui concerne l'impulsion d'une dynamique de progrès technique. Ce dispositif présente toutefois un intérêt plus net dès lors que l'on envisage la création d'un marché européen de certificats verts.

3.2 L'intérêt de l'élargissement des échanges à l'Europe

Comme il a été dit plus haut, l'intérêt des dispositifs de certificats verts tient à la possibilité d'un contrôle précis des quantités produites et donc indirectement des dépenses publiques. Il tient aussi à la mise en concurrence des producteurs et à l'impact attendu sur la baisse des coûts. Mais les limites exposées précédemment conduisent à valoriser le dernier argument en leur faveur, à savoir la perspective d'amélioration de l'efficacité allocative par l'extension du marché à l'ensemble des pays européens, ce qui permettrait la localisation de la production dans les pays ou régions où les ressources sont les plus abondantes et les moins coûteuses. Les pays peu dotés en ressources ou ayant déjà largement exploité certains potentiels pourraient de ce fait profiter des ressources existant dans les pays voisins à leurs bénéfices mutuels. Elle permettrait également de limiter les défauts des marchés nationaux : l'augmentation de la taille du marché réduirait la volatilité des prix de court terme et limiterait le pouvoir de marché de certains acteurs⁶.

Trois études européennes ont simulé le fonctionnement d'un marché de certificats verts et semblent confirmer l'intérêt économique que présenterait un tel système élargi à l'ensemble des pays membres de l'Union en termes allocatifs (Voogt et alii, 2001 ; Huber et alii, 2001 ; RECerT, 2001)⁷.

Figure 2 : Courbe de coût marginal – Union Européenne – à l'horizon 2010



Source : Voogt, 2001

⁶ Les échanges physiques n'étant pas nécessaires, la taille du marché n'est théoriquement pas limitée par les contraintes d'engorgement sur les réseaux électriques.

⁷ Ces travaux s'appuient sur des courbes de coûts marginaux de production d'électricité renouvelable obtenues en juxtaposant par ordre de coût croissant les différents potentiels disponibles, par pays et par technologie. Il est alors possible d'obtenir des courbes de coût nationales et, par agrégation, une courbe européenne. Ces courbes permettent d'estimer les coûts de réalisation des objectifs fixés par la Directive européenne selon que les échanges entre les opérateurs sont autorisés à la seule échelle nationale ou étendus à l'ensemble des pays européens.

La courbe de coût agrégée à l'échelle européenne obtenue par l'exercice REBUS (cf. Figure 2) montre que le coût marginal de réalisation de l'objectif fixé par la Directive (662 TWh) serait de 9,2 c€/kWh, soit un prix d'équilibre pour les certificats verts de 6,2 c€/kWh si le prix de référence de la production d'électricité est de 3 c€/kWh. La réalisation de l'objectif imposerait un surcoût global de production de 17,6 milliards d'euros (Voogt et al., 2001). Selon les estimations, la création d'un marché européen de certificats verts permettrait de réduire les coûts de réalisation des objectifs de la Directive de 15% (Voogt et alii, 2001) à 20% (Hubert et alii, 2001).

Tous les pays sont théoriquement gagnants à l'instauration d'un système international d'échange : ils peuvent vendre des certificats s'ils disposent de potentiels à faibles coûts ou acheter des certificats si leurs objectifs sont très ambitieux. Mais tous n'en profitent pas dans les mêmes proportions. Les pays ayant des potentiels limités, comme la Belgique, et ceux ayant des objectifs ambitieux, comme l'Espagne ou l'Allemagne, sont les plus favorisés par l'échange. En revanche, les gains sont naturellement moins importants pour les pays ayant des niveaux d'objectifs plus faibles.

Globalement toutefois, le volume des échanges reste relativement limité. L'exercice REBUS estime qu'ils se monteraient à 41,5 TWh, soit 6% de la production totale d'électricité renouvelable à l'horizon 2010, dans l'hypothèse de la création d'un marché d'échange à l'échelle européenne. Ceci traduit le fait que les objectifs définis par la Directive sont finalement assez peu éloignés des niveaux optimaux, ce qui correspondrait à une situation dans laquelle les coûts marginaux de production sont identiques pour tous les pays.

3.3 Les difficultés de création d'un marché européen

La création d'un marché européen de certificats verts, et plus généralement la possibilité d'échanger des certificats entre plusieurs pays, ne vont cependant pas sans soulever certaines difficultés.

Tout d'abord, la création d'un marché international de certificats va normalement de pair avec une certaine harmonisation des mécanismes d'aide. En premier lieu, un pays qui maintiendrait des systèmes d'aide complémentaires à l'instauration d'un marché de certificats (des subventions à l'investissement ou des prix d'achat garantis par exemple) créerait une baisse de coût artificielle entraînant l'exportation de permis vers les pays où les prix sont plus élevés. Pour cette raison, les pays ou les régions qui souhaiteraient soutenir une filière d'énergie renouvelable pour bénéficier de certaines externalités positives ne seraient pas autorisés à le faire ou ne pourraient échanger les kWh ainsi produits⁸. En second lieu, l'harmonisation des règles doit concerner non seulement les mécanismes d'aide mais également les modalités de fonctionnement des marchés : les pénalités en cas de non-respect des quotas doivent être comparables dans tous les pays. En troisième lieu, les technologies éligibles doivent résulter d'un consensus entre tous les pays participants au risque d'introduire des barrières aux échanges. La création d'un marché européen de certificats nécessite donc au préalable une phase d'harmonisation des politiques nationales qui peut soulever des difficultés importantes ou imposer des délais conséquents.

⁸ Les productions développées en Allemagne, en Espagne ou en France, par exemple, en bénéficiant des prix garantis, seraient ainsi exclues des échanges de certificats ; ce qui réduirait sensiblement le périmètre des échanges et la fluidité du marché.

Second type de problème, certains pays peuvent refuser le principe même des échanges de certificats pour conserver les externalités positives du développement des unités de production d'électricité renouvelable en termes d'emploi, de réduction des pollutions régionales ou de diversification énergétique, qui contribuent à la justification du soutien public. En cas d'échanges de certificats, les consommateurs ou les contribuables d'un pays donné sont amenés à financer des réalisations et donc une partie des retombées positives dans un autre pays mieux doté en ressources.

Autre effet conflictuel, l'efficacité du dispositif pourrait être limitée par les barrières à l'exportation de certificats érigées par certains pays qui refuseraient une exploitation trop importante de leurs ressources naturelles. La création d'un marché unique de certificats peut en effet entraîner une répartition très inégale des installations de production entre pays, les pays ayant des potentiels importants et relativement peu coûteux se spécialisant sur certaines sources d'énergie (l'éolien au Royaume-Uni, par exemple). Cette exploitation différenciée des ressources provoquerait des problèmes d'encombrement visuel et entraînerait des contraintes d'acceptabilité sociale dans les pays suréquipés.

Enfin, une difficulté encore peu examinée concerne l'effet de l'hétérogénéité des prix de gros entre les marchés électriques dans l'Union européenne en raison de l'existence de contraintes techniques aux interconnexions qui isolent certains marchés des autres. Les prix de gros sont ainsi, et devraient rester, plus élevés dans les "péninsules électriques" (Espagne, Royaume-Uni et Italie) que sur les marchés de la plaque continentale (CRE, 2002). Ceci a pour conséquence d'entraîner des distorsions dans la formation du prix des certificats entre pays, celui-ci étant plus faible dans les pays où le prix de gros de l'électricité est plus élevé à conditions de coût marginal de production d'électricité renouvelable équivalentes.

4. Conclusion : la proie pour l'ombre ?

L'intérêt récent de plusieurs pays européens pour les dispositifs de certificats verts est motivé par la possibilité qu'ils offrent d'une allocation optimale des ressources et d'une meilleure compatibilité avec l'ouverture des marchés électriques en Europe.

Toutefois, si les dispositifs de certificats verts affichent un certain nombre d'avantages théoriques, on peut craindre qu'ils présentent en pratique une efficacité moindre pour au moins trois raisons:

- les échanges de certificats pourraient rester limités et le marché peu liquide du fait de l'exclusion des productions ayant bénéficié ou bénéficiant d'un autre mode de soutien, de la négociation de contrats de long terme à prix stables entre producteurs et fournisseurs, de la différenciation des certificats selon les technologies, et des barrières aux échanges dans les pays refusant de reconnaître certaines sources comme éligibles ;
- l'efficacité allocative du dispositif pourrait pâtir du souhait de certains pays ou régions de maintenir des aides complémentaires à certaines technologies, des contraintes aux échanges liées à des difficultés d'acceptabilité sociale ainsi que des différences de formation du prix des certificats entre pays du fait de l'hétérogénéité des prix de gros ;
- enfin, l'impact de ce mécanisme sur le long terme reste incertain. A technologie donnée, les échanges de certificats apportent une efficacité économique que les mécanismes de prix garantis ne peuvent assurer alors que leurs performances en termes d'efficacité dynamique restent un point de débat (Lamy et al., 2002). La baisse

de coûts sur courte période n'est pas le seul critère à prendre en compte, la possibilité d'instaurer une dynamique durable de progrès technique est également essentielle. Sur ce plan, les mécanismes de prix garantis ont montré une réelle efficacité alors que les marchés de certificats doivent encore faire preuve de leur capacité à créer un cadre jugé stable et incitatif par les investisseurs.

Le dispositif ne prendrait réellement tout son sens que dans le cadre d'un marché de certificats étendu à l'ensemble des pays de l'Union européenne. L'exploitation rationnelle des ressources à l'échelle européenne et la mise en concurrence directe des producteurs pour la vente des certificats permettraient en effet d'envisager la réalisation à moindre coût des objectifs de production fixés par la Directive européenne.

Cette perspective reste pour l'instant éloignée en raison de la complexité de la procédure de création d'un marché européen de certificats verts ainsi que de la nécessité de définir des règles communes de fonctionnement (définition des quotas, niveau de pénalité, choix des technologies éligibles, durée de vie des certificats, etc.), de mettre en place une infrastructure de marché (certification, vérification, suivi des échanges, etc.) et d'harmoniser les politiques nationales qu'imposent les échanges entre différents pays. Dans ces conditions il nous semble peu opportun que les gouvernements se détournent des tarifs d'achat garantis qui ont prouvé leur efficacité pour stimuler la production d'électricité renouvelable et contribué à l'élargissement du portefeuille des technologies disponibles.

Références bibliographiques

BARON R., SERRET Y. [2001], *Domestic Tradable Permits : Lessons and Future Directions*, Contribution to an informal expert workshop, OECD, Paris, 6-7 september

BERRY T., JACCARD M. [2001], "The renewable portfolio standard : design considerations and an implementation survey", *Energy Policy*, 29, p 263-277

CHABOT, B., [2000], "Allemagne: des mesures sans précédent", *Systèmes Solaires*, (139), pp. 7-15

COMMISSION EUROPEENNE (CE). [1996], *Livre Vert « Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables »*, COM (96) 576

COMMISSION EUROPEENNE (CE). [2001], *Directive 2001/77/EC relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité*, COM (2001)581, Bruxelles

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE [2002], *Rapport d'activité 2002*, Paris.

CWaPE (Commission Wallonne Pour l'Energie). [2002], *Le régime des certificats verts dans le cadre de l'ouverture du marché de l'électricité en Wallonie*, Namur, Belgique, www.cwape.be

DEPARTMENT FOR TRADE AND INDUSTRY. [2002], *Draft order for Renewable Obligation in England and Wales*, <http://www.dti.gov.uk>

DINICA V. [2002] (forthcoming) "Policies for the support of renewable energy in the United Kingdom" : in: REICHE D. (eds), *Handbook of renewable energies*, Peter Lang Publishing Group, pp. 1-13

HUBER, C., HAAS, R., FABER, T., et al., [2001], *Action Plan for a Green European Electricity Market (ElGreen)*, Energy Economics Group, Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, Vienna

GRTN. [2002], *Green certificates : a key innovation*, <http://www.grtn.it/Elementi/Eng/procedure/Rivista02/evidenza-2.htm>

GUTERMUTH, P-G, [2000], "Regulatory and institutional measures by the state to enhance the deployment of renewable energies: German experiences", *Solar Energy*, 69 (3), pp. 205-213

KROHN S. [2001], *An industry view of a proposed Danish green certificate market*, Copenhagen Workshop on tradables, 10-11 September, Copenhagen, www.windpower.dk/articles/busiview.htm

LAMY M-L., MENANTEAU P., FINON D., [2002], "Price-based versus quantity-based approach for stimulating the development of renewable electricity : new insights in an old debate", *IAEE International Conference "Innovation and Maturity in Energy Markets:*

Experience and Prospects", Aberdeen, 26-29 June, <http://www.iaee.org/documents/a02lamy.pdf>

LANGNISS O., WISER R., "The Renewable Portfolio Standard in Texas : an early assessment", à paraître dans *Energy Policy*.

MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M.L., [2002] " Prices versus quantities : choosing policies for promoting the development of renewable energy", à paraître dans *Energy Policy*

MORTHORST P.E. [2000], "The development of a green certificate market", *Energy Policy*, 28(15), p. 1085-1094

RECerT, [2001], *The European Renewable Electricity Certificate Trading Project*, Final technical report, contract for the EU – DG TREN

SCHAEFFER G.J., BOOTS M.G., MARTENS J.W., et al., [1999], *Tradable green certificates – A new market-based incentive scheme for renewable energy*, Report ECN-I—99-004, Petten, The Netherlands

SCHAEFFER G.J., BOOTS M.G., MITCHELL C., et al., [2000], *Options for design of tradable green certificate systems*, Report ECN-C--00-032, Petten, The Netherlands

VOOGT, M.H., UYTERLINDE, M.A., DE NOORD, M., ET AL., [2001], *Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe*, REBUS Project

WAGNER, A., [2000], "Set for the 21st Century: Germany's new renewable energy law", *Renewable Energy World*, 3 (2)

WEITZMAN, M.L, [1974], "Prices vs Quantities", *The Review of Economic Studies* , 41 (4), pp. 477-491, October

WISER R., LANGNISS O. [2001], *The Renewable Portfolio Standard in Texas : An Early Assessment*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, California, <http://eetb.lbl.gov/EA/EMP/>

WOHLGEMUTH, N., [1999], *Renewable energy promotion in competitive electricity markets*, Solar Energy Society, London