



**HAL**  
open science

# Effacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques : le cas des énergies renouvelables

Marie-Laure Lamy

## ► To cite this version:

Marie-Laure Lamy. Effacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques : le cas des énergies renouvelables. Economies et finances. Université Pierre Mendès France, Grenoble II, 2004. Français. NNT: . tel-01475090

**HAL Id: tel-01475090**

**<https://theses.hal.science/tel-01475090>**

Submitted on 2 Mar 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**UNIVERSITE PIERRE MENDES FRANCE DE GRENOBLE**  
**LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION**  
**ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE**  
**DEPARTEMENT ENERGIE ET POLITIQUES DE L'ENVIRONNEMENT**

**UFR ECONOMIE, STRATEGIES ET ENTREPRISE**  
**ECOLE DOCTORALE SCIENCES ECONOMIQUES**

**EFFICACITE DES POLITIQUES ENVIRONNEMENTALES**  
**D'INCITATION A L'ADOPTION DE NOUVELLES TECHNIQUES :**  
**LE CAS DES ENERGIES RENOUVELABLES**

**Thèse pour l'obtention du doctorat en économie**  
**Soutenue le 8 octobre 2004**

Marie-Laure LAMY

Jury :

Rapporteurs

Jacques PERCEBOIS, Professeur Agrégé, CREDEN, Université Montpellier I

Gilles ROTILLON, Professeur Agrégé, Université de Paris X Nanterre

Suffrageants

Patrick CRIQUI, Directeur de Recherche CNRS, LEPH-EPE, Université Grenoble II

Jean-Pierre TABET, Chef du Service Economie, ADEME

Directeur de thèse

Dominique FINON, Directeur de Recherche CNRS, CIRED, EHESS

*When the wind blows, some people build walls... others build windmills*  
*Proverbe*

*A Danielle, Jean-Claude et Xavier*

*A Cécile*



**EFFICACITE DES POLITIQUES ENVIRONNEMENTALES  
D'INCITATION A L'ADOPTION DE NOUVELLES TECHNIQUES :  
LE CAS DES ENERGIES RENOUVELABLES**

**INTRODUCTION GENERALE**

**PARTIE I : L'INCITATION AU PROGRES TECHNIQUE EN VUE DE LA  
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT**

**Chapitre 1 – Les objectifs de la promotion des énergies renouvelables**

- I. L'avantage environnemental des énergies renouvelables
- II. L'aide à la maturation des filières renouvelables

**Chapitre 2 - Politique environnementale et changement technique**

- I. Approche néoclassique : économie publique et économie du changement technique
- II. La contrainte environnementale dans les théories évolutionnistes du changement technique
- III. Comparaison des effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique : quelques faits stylisés
- IV. Les critères d'efficacité et de performances des instruments de politique environnementale centrés sur le changement technique
- V. Conclusion

**PARTIE II : UNE ANALYSE EMPIRIQUE REFERENCEE AUX CRITERES  
ECONOMIQUES D'EFFICACITE**

**Chapitre 3 - Les caractéristiques des instruments de soutien aux énergies  
renouvelables**

- I. Les instruments réglementaires
- II. Les instruments basés sur le volontariat
- III. Les instruments économiques
- IV. Conclusion

**Chapitre 4 - Analyse empirique des trois modes principaux d'incitation: tarifs  
d'achat garantis vs. appels d'offres vs quotas échangeables**

- I. La comparaison de l'efficacité des tarifs d'achat garantis et des appels d'offres
- II. La recherche d'une meilleure efficacité dans un environnement institutionnel libéralisé : l'émergence des systèmes de quotas échangeables

**Chapitre 5 - Le mode de sélection des instruments : Influence de l'environnement  
institutionnel et de l'organisation industrielle**

- I. Les sentiers institutionnels et organisationnels nationaux
- II. Le mode de sélection des instruments de soutien aux énergies renouvelables : les influences politiques et institutionnelles

## **PARTIE III : L'ANALYSE THEORIQUE DE L'EFFICACITE DES INSTRUMENTS DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES**

### **Chapitre 6 : Le débat théorique instruments-prix versus instruments-quantités transposé aux instruments de soutien aux EnR**

- I. Le débat prix versus quantités concernant les politiques environnementales (Weitzman)
- II. Courbes de coût marginal et de bénéfice marginal des filières renouvelables : niveau et incertitude
- III. Conclusion : la transposition du débat aux instruments de soutien aux énergies renouvelables

### **Chapitre 7 : Analyse comparative de l'efficacité statique des instruments de soutien aux énergies renouvelables**

- I. Analyse comparative de l'efficacité des instruments en terme d'efficacité environnementale
- II. Analyse comparative de l'efficacité des instruments en terme d'efficacité économique statique
- III. Conclusion

### **Chapitre 8 : Analyse comparative de l'efficacité transactionnelle des instruments**

- I. Le cadrage de la démarche de comparaison par les coûts de transaction
- II. Les coûts de transaction pour les producteurs et acheteurs d'électricité verte
- III. Coûts de transaction associés à l'intermittence
- IV. Crédibilité de l'engagement public : stabilité et prévisibilité du cadre incitatif
- V. Conclusion

### **Chapitre 9 : Analyse comparative de l'efficacité dynamique des instruments**

- I. Les tarifs d'achat garantis
  - II. Les appels d'offres
  - III. Les systèmes de quotas échangeables
  - IV. Bilan de la comparaison
- Les enseignements de la comparaison théorique

## **CONCLUSION GENERALE**

## **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

## **TABLES DES FIGURES**

## **LISTE DES TABLEAUX**

## **ANNEXES**

## **SOMMAIRE**



## **INTRODUCTION GENERALE**

La prise de conscience générale à l'égard des menaces qui affectent l'environnement, renforcée récemment par la confirmation du risque de changement climatique (GIEC, 2000), a entraîné un regain d'intérêt notable pour les énergies renouvelables du fait des avantages environnementaux qu'elles présentent par rapport aux sources d'énergie conventionnelles. Cet intérêt a motivé l'entrée en vigueur le 27 octobre 2001 de la Directive européenne relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (CE, 2001). Outre l'instauration de la certification de l'électricité verte et la mise en place de mesures visant à créer des conditions équitables et à faciliter la pénétration des énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, la Directive fixe comme objectif communautaire le doublement de la part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie brute, sur une base volontaire, pour atteindre 12% en 2010. Cette ambition, déclinée au niveau national, se traduit en objectifs de production conséquents pour chacun des Etats membres à l'horizon 2010.

Parallèlement, depuis la fin des années 80, certains Etats membres se sont engagés dans un processus de libéralisation du secteur électrique. La directive européenne concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (CE, 1996) a généralisé ce mouvement à l'ensemble de l'Union. Une des conséquences les plus importantes de l'introduction de la concurrence dans les industries structurées auparavant en monopole amène à modifier la façon dont les Etats peuvent intervenir dans le secteur pour poursuivre des objectifs de politique publique, notamment environnementale. Une industrie libéralisée nécessite des incitations et des pratiques d'intervention plus explicites et plus transparentes en termes de coût.

Dans ce nouveau contexte, le soutien des pouvoirs publics dont bénéficient depuis une dizaine d'années les énergies renouvelables doit prendre une nouvelle dimension. Auparavant fluctuants avec le prix du pétrole, les cadres incitatifs nécessitent aujourd'hui un renforcement, afin que les objectifs quantitatifs puissent être atteints dans le temps imparti. Le



renchérissement probable du coût des politiques publiques que cela implique confère une place centrale à la question de l'efficacité des instruments d'incitation utilisés. Face au déploiement de la production d'électricité verte recherché par la Commission européenne (22% de la consommation brute d'électricité en 2010 contre 13,9% en 1997), la préoccupation d'atteindre ces objectifs à moindre coût devient primordiale.

Sur le marché intérieur de l'électricité, les obstacles au développement non assisté des énergies renouvelables sont aujourd'hui de deux natures. D'abord, le prix n'internalise que très imparfaitement les coûts environnementaux qui sont intégrés au coût réel de la production électrique, pénalisant ainsi la valorisation complète des productions à partir de sources renouvelables. De fait, en n'intégrant pas de façon optimale les coûts de dépollution inhérents à l'utilisation des combustibles fossiles, il ne permet pas la prise en compte des bienfaits environnementaux des filières renouvelables et leur ôte ainsi une partie importante de leur avantage comparatif.

En outre, l'insuffisant degré de maturité de ces technologies ne les autorise pas à concurrencer directement les technologies classiques. Malgré les taux de progrès technique des filières d'énergie renouvelable, ces technologies n'ont toujours pas atteint un niveau suffisant de maturité économique. Elles ne sont pas en mesure d'entrer en concurrence frontale avec les technologies de production électriques existantes bien installées, qui bénéficient de longue date d'effets d'apprentissage et de série. Or, sans l'étape de diffusion à grande échelle, nécessaire au déroulement complet de l'apprentissage technologique, ces filières ne peuvent prétendre à la compétitivité.

Cependant, la poursuite de la dynamique de progrès technique peut leur permettre de concurrencer les énergies fossiles pour la production d'électricité vendue sur le réseau, d'autant plus que l'internalisation des coûts environnementaux sera menée en parallèle au soutien porté aux énergies renouvelables. Ainsi, le développement des filières d'énergie renouvelable et sa consolidation nécessitent que les pouvoirs publics interviennent dans la phase de leur émergence pour les protéger d'une concurrence directe avec les technologies classiques. A défaut, les seules forces du marché ne conduiraient qu'à une diffusion limitée des énergies renouvelables sur quelques niches de marché, sans pouvoir enclencher une dynamique d'apprentissage et modifier à leur avantage les conditions de compétitivité.

### ***La justification de l'intervention publique en faveur des énergies renouvelables***

Sur le plan théorique, la politique de soutien aux énergies renouvelables peut, par conséquent, se justifier de deux façons :

- la correction des externalités négatives résultant de l'utilisation des combustibles fossiles,
- et la recherche d'efficacité dynamique par la stimulation du changement technique.

Le fait que les problèmes environnementaux ne cessent de croître, autant en complexité qu'en coûts, conduit la théorie à reconsidérer les stratégies de protection élaborées par le passé. La réglementation a été l'outil principalement utilisé en matière de protection de l'environnement jusqu'au début des années 90, mais l'approche réglementaire a ensuite été fortement critiquée. De fait, depuis la fin des années 80, les économistes prônent l'utilisation de la fiscalité et des instruments de marché, subventions ou quotas échangeables, pour remplacer le recours aux réglementations dans. Les instruments économiques, qui modifient les prix et les signaux de marché, permettent d'orienter les modes de production et de consommation vers des technologies et des comportements plus respectueux de l'environnement. Le choix des instruments de promotion des renouvelables s'intègre totalement dans cette évolution.

Enfin, les nouvelles ambitions des politiques de promotion des énergies renouvelables nécessite un renforcement des cadres incitatifs existants et, par conséquent, un renchérissement du coût des politiques publiques. La recherche d'efficacité collective, qui représentait une préoccupation relativement secondaire tant que ces objectifs restaient limités, devient dès lors une question centrale. Les problématiques guidant aujourd'hui le choix des instruments de politique environnementale s'appliquent donc également aux modes de soutien au développement de la production d'électricité renouvelable, sachant que les approches d'économie de l'environnement intègrent désormais explicitement le changement technologique.

D'abord, les conséquences environnementales liées au développement de l'activité sociale et économique sont directement dépendantes du rythme et de la direction du progrès technique. L'impact des changements techniques sur la progression/régression des dommages

causés à l'environnement est cumulatif et s'accroît donc avec le temps. Ensuite, les politiques environnementales sont elles-mêmes génératrices de nouvelles contraintes et incitations affectant directement le processus de changement technique. C'est cette seconde interrelation qui est sous-jacente à l'efficacité des instruments.

Les auteurs néoclassiques (Jaffe et Stavins, 1995 ; Milliman et Prince, 1989), appréhendent le changement technique comme une action rationnelle visant, en univers probabiliste, à maximiser le profit et à augmenter la productivité, dans un cadre analytique où tout écart par rapport à l'équilibre optimal représente une défaillance de marché. On peut également prendre en considération les apports de la théorie évolutionniste qui conçoit le progrès technique comme un processus cumulatif « d'essai et d'erreur » dans lequel les modifications techniques, les savoir-faire et les apprentissages sont utilisés pour améliorer le processus de production, et qui est orientée par les développements sociopolitiques et les institutions dans le processus évolutionniste de sélection des techniques (Nelson et Winter, 1977 et 1982 ; Arthur, 1989 ; David, 1975 ; Foray, 1989 ; Kemp, 1997).

Les hypothèses retenues par ces deux courants reposent sur des conceptions différentes de la façon dont fonctionne le monde et font, par conséquent, intervenir des visions différentes des politiques environnementales à mettre en œuvre en pesant sur le changement technique. Cependant, elles s'enrichissent aussi mutuellement, le second courant ayant notoirement influencé l'approche en termes d'efficacité dynamique du premier courant (Jaffe, Newell et Stavins, 2000 et 2002).

### ***La recherche d'efficacité des politiques environnementales mises en œuvre***

Les critères d'efficacité économique des politiques publiques visent à s'assurer que les coûts occasionnés par l'intervention publique, que ce soit sous forme de dépenses budgétaires ou de modifications des comportements des agents, se justifient au regard des avantages que la collectivité en retire. Dans le cadre d'une analyse coût-avantage, la détermination d'un optimum de pollution s'obtient en comparant les coûts de la pollution et ceux de dépollution liés à une activité donnée, afin de résoudre un problème libellé en termes d'allocation de ressources rares. L'objectif est la minimisation de la somme des deux coûts (optimalité parétienne) : « Une décision sera justifiée, d'un point de vue économique, par une analyse

coûts-avantages si la somme des bénéfices qu'elle procure est supérieure à la somme de ses coûts » (Bontemps et Rotillon, 1998).

Or, depuis Baumol (1972), il est acquis que le réglementeur peut difficilement évaluer les dommages de la pollution. Malgré les progrès effectués en matière d'évaluation monétaire des dommages, la problématique de Baumol s'applique directement à l'évaluation des bénéfices liés à l'utilisation de ressources renouvelables. Prenant acte de la méconnaissance des dommages, Baumol propose une approche dite « de second rang » : l'analyse coût-efficacité. Dans ce cadre, la valeur d'une intervention publique s'appréhende par les avantages qu'elle procure à la collectivité, tout en s'assurant que les coûts ont été minimisés. Parmi les critères d'évaluation, deux s'imposent, quel que soit le domaine :

- l'efficacité, correspondant à l'atteinte des objectifs quantitatifs fixés,
- l'efficience, consistant en la mise en relation des coûts et ressources mobilisés avec les résultats.

C'est à partir de ces critères, déclinés dans le détail en dissociant efficience statique et efficience dynamique incorporant les effets endogènes de progrès technique, ainsi qu'en dissociant efficacité productive et efficacité transactionnelle, que les différents types de politique de promotion des énergies renouvelables seront à comparer dans un cadre coût-efficacité.

### ***La structure de la thèse***

L'objet de cette thèse est la comparaison de l'efficacité des instruments de politique environnementale d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques en se focalisant sur le cas du développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité. L'analyse des effets des politiques environnementales sur le changement technique se développe depuis quelques dizaines d'années, mais rares sont les recherches sur des techniques spécifiques dans un contexte d'organisation industrielle particulier, comme le sont les énergies renouvelables précisément. Or, si cette problématique générale sera utilisée comme fil conducteur, nous la suivrons en tenant compte des spécificités inhérentes à ces filières technologiques émergentes et de leur contexte industriel.

Dans cette optique, nous nous attachons dans la première partie de la thèse à construire la problématique spécifique se rapportant à la promotion des énergies renouvelables dans la production électrique. Le chapitre 1 est ainsi consacré à l'examen détaillé des fins attachées à la promotion des énergies renouvelables que sont la recherche de biens collectifs et d'efficacité dynamique. A la suite de ces considérations spécifiques à notre domaine de recherche, le chapitre 2 analyse théoriquement, sur la base des enseignements des courants néoclassiques et évolutionnistes, les liens unissant les effets des instruments de politique environnementale et le processus de changement technique. La synthèse démontre une convergence sur des constats empiriques. Nous en faisons la base des hypothèses fondant les critères d'évaluation des instruments.

Dans la seconde partie, nous avons fait le choix d'aborder l'analyse de l'efficacité des instruments de soutien aux énergies renouvelables en procédant à une comparaison raisonnée des modes de sélection des instruments en fonction de leur efficacité supposée et en inscrivant leur comparaison dans l'histoire de leur mise en œuvre. L'examen des politiques mises en œuvre dans les pays européens depuis une vingtaine d'années montre que les instruments utilisés présentent des résultats très divers en termes de développement des capacités installées, de dynamique de baisse des coûts de production, d'impact sur le secteur industriel, ou encore d'acceptation sociale (chapitre 3). A l'issue de cet examen, le chapitre 4 se centre sur les trois instruments de soutien dont l'utilisation est aujourd'hui la plus répandue et dont l'efficacité est la plus débattue : les appels d'offres, les tarifs d'achat garantis et les systèmes de quotas échangeables. Ensuite, dans le contexte actuel de la libéralisation et de l'intégration des marchés électriques européens, on pose l'hypothèse de l'influence de l'environnement institutionnel sur le choix d'organisation industrielle et des politiques de soutien aux énergies renouvelables. Nous mobilisons le cadre analytique de l'économie néo-institutionnelle afin d'identifier et d'analyser les facteurs pertinents de sélection des instruments au sein des Etats membres en sus de la perception de l'efficacité (chapitre 5).

La troisième partie présente une analyse théorique de l'efficacité des trois modes de soutien principaux identifiés dans la partie précédente et considère principalement le design intrinsèque des instruments. Afin de mener une analyse en termes d'économie publique, nous avons établi, à l'aide des références exposées plus haut, une grille de critères permettant de saisir au plus près les divers éléments constituant la notion d'efficacité, tout en tenant compte

des aspects économiques entourant la question du développement des renouvelables. La première étape (chapitre 6) examine les enseignements de l'économie de l'environnement concernant la comparaison de l'efficacité des instruments-prix et -quantité en situation d'incertitude (Weitzman, 1974). Dans ce chapitre, il s'agit également de faire le point sur les incertitudes pesant sur l'élaboration des courbes de coût et bénéfice marginaux de production d'électricité à partir de sources renouvelables. Notre démarche consiste ensuite à analyser, dans un premier temps, l'efficacité statique des modes de soutien, c'est-à-dire à technologie fixée, dans le cadre de la théorie néoclassique (chapitre 7). Nous examinons le lien unissant l'efficacité environnementale des instruments à leurs effets en terme d'efficacité économique. Dans un second temps (chapitre 8), nous enrichissons l'analyse par l'approche issue de la théorie des coûts de transactions en traitant de l'efficacité transactionnelle par rapport aux objectifs de politique publique poursuivis (efficacité environnementale, innovation, politique industrielle) sous contrainte d'efficacité allocative. Enfin, dans un troisième temps (chapitre 9), nous comparons leurs résultats à plus long terme, c'est-à-dire en intégrant leurs performances en matière d'incitation au progrès technique - ou efficience dynamique -.

## **PARTIE I : L'INCITATION AU PROGRES TECHNIQUE EN VUE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT**

Malgré les progrès importants enregistrés sur plusieurs filières d'énergie renouvelable, une partie de ces technologies restent encore immatures et les autres n'ont pas atteint un niveau suffisant de performance économique. Elles ne sont pas en mesure de concurrencer directement les technologies bien installées, qui bénéficient de longue date d'effets d'apprentissage et de série. Cependant, la poursuite de la dynamique de progrès technique peut leur permettre de concurrencer ces technologies, surtout si l'internalisation des coûts environnementaux se poursuit. En créant des cadres propices à l'adoption des renouvelables par des producteurs d'électricité, l'action publique vise la stimulation du changement technique et l'enclenchement de politiques d'apprentissage permettant une décroissance des coûts jusqu'au niveau de compétitivité économique.

Cette partie est consacrée à la conceptualisation de la problématique du soutien public au développement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans les termes de l'économie publique. Dans le chapitre 1, nous exposons la justification de l'intervention publique, d'abord en termes de recherche de biens collectifs à l'aide des concepts élaborés en économie de l'environnement, puis en termes de recherche d'efficience dynamique, via l'analyse du changement technique dans les filières renouvelables, en intégrant notamment la notion de courbe d'apprentissage. Une fois les objectifs généraux de la politique de soutien aux énergies renouvelables précisés, le chapitre 2 examine plus précisément les liens théoriques reliant l'économie de l'environnement et celle du changement technique. Le point d'entrée de notre recherche consiste en l'analyse approfondie des concepts développés dans ces deux domaines afin, dans un second temps, d'appliquer ces enseignements à la spécificité de notre objet d'étude.

# **CHAPITRE 1**

## **LES OBJECTIFS DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES**

Le handicap auquel les énergies renouvelables ont aujourd'hui à faire face sur le marché intérieur de l'électricité est double. D'abord, le prix ne reflète que très imparfaitement le coût réel de la production électrique : en ne tenant pas compte des coûts de dépollution inhérents à l'utilisation des combustibles fossiles, il ne permet pas la valorisation des bienfaits environnementaux des filières renouvelables et leur ôte ainsi un avantage comparatif. Ensuite, le degré de maturité encore insuffisant de ces technologies ne les autorise pas à entrer en concurrence frontale sur le marché avec les technologies classiques. Or, sans l'étape de diffusion à grande échelle nécessaire au bon déroulement de l'apprentissage technologique, ces filières ne peuvent prétendre à la compétitivité.

Le développement et la consolidation des filières d'énergie renouvelable supposent que les pouvoirs publics interviennent dans la phase de leur émergence pour les protéger d'une concurrence frontale avec les technologies classiques. A défaut, les seules forces du marché ne conduiraient qu'à une diffusion limitée des énergies renouvelables sur quelques niches de marché. La diffusion serait alors insuffisante pour leur permettre de bénéficier des effets dynamiques d'apprentissage et modifier à leur avantage les conditions de compétitivité.

Sur le plan théorique, cette intervention publique peut, par conséquent, se justifier de deux façons : la correction des externalités négatives résultant de l'utilisation des combustibles fossiles et l'efficacité dynamique recherchée par la stimulation du changement technique. Dans ce chapitre, nous commençons par conceptualiser l'avantage environnemental des énergies renouvelables à la lumière des critères de l'économie de l'environnement, puis appliquons ces notions aux externalités environnementales dans la production d'électricité afin d'obtenir un bilan concernant les énergies renouvelables. Nous spécifions ensuite la problématique du changement technique dans les filières renouvelables.



## I. L'avantage environnemental des énergies renouvelables

Le principal avantage comparatif des énergies renouvelables sur les filières classiques est de participer à la préservation des biens collectifs que sont la qualité de l'air et la stabilité du climat. Du fait du caractère non excludable et non-rival de l'usage de ces biens, les acteurs privés ne sont pas incités à investir pour des bénéfices que tous pourront s'approprier gratuitement. La diffusion des énergies renouvelables ne peut pas dans ces conditions être assurée spontanément par le marché.

Après avoir défini les concepts attachés à la notion d'externalité, nous présentons une évaluation des externalités environnementales des énergies renouvelables dans le cadre de la production d'électricité.

### I.1. Externalités, biens collectifs et pollution

L'analyse économique de la pollution utilise les concepts et instruments issus d'un des prolongements de la théorie néoclassique : l'économie du bien-être. Le point de départ de cette analyse est le modèle concurrentiel selon lequel, sous un ensemble de conditions concernant le fonctionnement des marchés (la concurrence pure et parfaite), les dotations initiales en ressources ou encore les préférences des agents, il existe un équilibre concurrentiel qui assure l'allocation des ressources rares grâce à un système de prix optimaux reflétant la rareté et l'utilité relatives des biens et facteurs. La propriété du marché à satisfaire l'intérêt général est ainsi formalisée dans un cadre mathématique et la vertu de la main invisible y prend la forme d'un théorème : « *tout équilibre de marché de concurrence est un optimum de Pareto<sup>1</sup> et, inversement, (...) tout optimum de Pareto peut être atteint par un marché de concurrence parfaite* » (Lévêque, 1998). Or, ce théorème n'est juste que lorsque qu'un certain nombre de conditions sont réunies (Arrow, 1970). Si tel n'est pas le cas, apparaissent alors les situations de défauts de marché, c'est-à-dire la divergence entre la poursuite des intérêts privés des consommateurs et producteurs et la satisfaction de l'intérêt général. Les notions d'externalités et de biens collectifs permettent de spécifier ces défaillances de marché et

---

<sup>1</sup> Un optimum de Pareto décrit une situation dans laquelle le bien-être d'un individu ne peut plus augmenter sans diminuer le bien-être d'un autre individu.

mènent à analyser la pollution comme une source de divergence entre coûts privés et coûts sociaux.

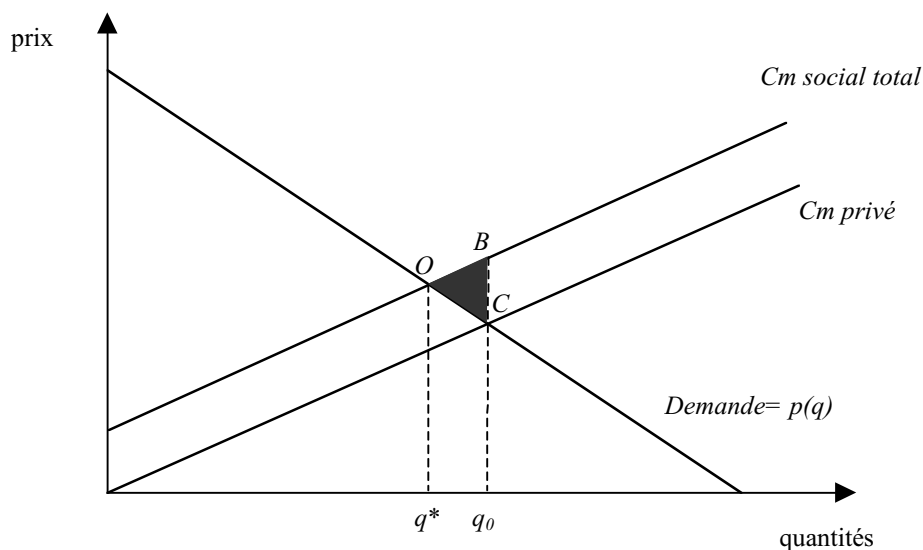
### *1.1.1. Les effets externes ou externalités*

Une externalité est l'effet d'une action d'un agent économique sur un autre qui se déroule en dehors du marché. Ce sont des bénéfices ou des coûts résultant d'une activité de production ou de consommation qui profitent ou affectent des agents économiques tiers sans que ceux-ci n'aient à payer un dédommagement ou ne soient indemnisés pour le tort subi. Selon Baumol et Oates (1988), « *une externalité est présente dès lors que la fonction d'utilité ou de production d'un individu (disons de A) comprend des variables réelles (c'est-à-dire non monétaires) dont les valeurs sont choisies par d'autres agents (personnes, entreprises, gouvernement) sans attention particulière aux effets sur le bien-être de A* ». Une externalité est positive lorsqu'il y a gain de bien-être (production d'énergie à partir de sources renouvelables) et négative lorsqu'il y a perte de bien-être (pollution).

La présence d'effets externes fait obstacle à l'allocation optimale des ressources puisque, pour que celle-ci se réalise, il faut que les décisions de chaque agent économique n'affectent les fonctions objectifs des autres agents que par l'intermédiaire du marché. L'externalité est donc à la source d'une défaillance de marché. Comme l'économie du bien-être l'a démontré, et notamment les travaux fondateurs de Pigou (1920), les externalités se traduisent généralement par une divergence entre équilibre de marché et optimum social.

Supposons que la production d'un bien X induise une externalité négative dont le niveau croît avec les quantités de bien produits (cf. Figure 1). Si les producteurs ne prennent pas en compte ce coût externe, ils produisent le bien X jusqu'à ce que leur bénéfice marginal privé soit nul, c'est-à-dire jusqu'à  $q_0$ . Or, on voit que  $q_0$  est différent de  $q^*$ , qui est le niveau de production associé au bénéfice social maximal. En résumé, si les producteurs ne prennent pas en compte le coût externe induit par leur activité, l'équilibre obtenu n'est pas un optimum social et la perte de bien-être est égale à la surface *OBC* sur le graphique.

**Figure 1 : Divergence entre équilibre de marché et optimum social**



La nature des biens collectifs permet ensuite de préciser le phénomène des effets externes environnementaux.

### 1.1.2. La notion de bien collectif

La notion de bien collectif a été introduite par Samuelson (1954). Par opposition aux biens privés qui sont consommés par un individu et un seul, les biens collectifs sont accessibles à l'ensemble de la communauté, chacun disposant d'une même quantité. En économie publique, un bien collectif est défini à partir de sa consommation. Outre le fait qu'il fasse l'objet d'une consommation collective, il possède deux caractéristiques : la non-rivalité d'usage et la non-excludabilité<sup>2</sup>.

Le principe de non-rivalité, ou encore d'indivisibilité, signifie qu'un bien peut être consommé simultanément par un ensemble d'individus sans que la quantité et la qualité bénéficiant à un consommateur ne réduise celles consommées par les autres. La défense nationale, le phare ou encore la protection diplomatique en sont des exemples typiques. En termes économiques, la non-rivalité se traduit par un coût marginal nul pour servir un consommateur supplémentaire.

<sup>2</sup> Néologisme, formé sur le latin « excludere », qui permet de renvoyer à la possibilité d'exclusion plutôt qu'à son état comme le ferait le terme « non-exclusion » (Lévêque, 1998).

La propriété de non-excludabilité signifie qu'il est impossible d'exclure de l'usage du bien un individu quand bien même celui-ci n'aurait pas contribué à son financement (le passager clandestin). L'exclusion par les prix est inopérante : une fois les investissements réalisés, chacun peut profiter du bien, l'accès à celui-ci n'étant pas limité. Elle est liée à l'absence d'un dispositif technique ou juridique qui limite l'accès à l'utilisation du bien ou du service.

Les deux propriétés citées sont indépendantes et les biens peuvent donc être situés entre les deux extrêmes que sont les biens privés purs et les biens collectifs purs (Vallée, 2002) :

**Tableau 1 : Typologie des biens collectifs**

	<b>Exclusion possible</b>	<b>Exclusion impossible</b>
<b>Rivalité</b>	Biens privés purs	Biens communs
<b>Non-rivalité</b>	Biens de club	Biens collectifs purs

Les biens d'environnement appartiennent en majorité aux trois catégories autres que celle des biens privés. Ils peuvent être des biens collectifs purs (qualité de l'air, stabilité du climat) et leur dégradation via la pollution, par exemple, constitue alors un « mal collectif ». Ils peuvent ensuite être des biens de club (Buchanan, 1965). Ce sont alors des biens non-rivaux, mais excludables dans le sens où ils peuvent faire l'objet d'un paiement par les utilisateurs (espace vert, parc national). A la différence du bien collectif pur qui est destiné à la communauté entière, l'effectif des consommateurs des biens de club n'est pas fixe et répond au critère de non-rivalité tant qu'il n'y a pas d'encombrement. Par ailleurs, l'utilisation d'un bien de club est volontaire contrairement à un bien collectif qui peut s'imposer (défense nationale pour un pacifiste). Enfin, les biens environnementaux peuvent appartenir à la catégorie des biens communs. Un bien commun appartient à tous et à personne, c'est-à-dire qu'il est non-excludable mais possède la propriété de rivalité d'usage: chaque individu peut le consommer, mais il en prive alors les autres consommateurs potentiels. Les ressources naturelles, telles les réserves halieutiques en sont des exemples typiques.

Les deux caractéristiques de non-rivalité et de non-excludabilité constituent des manifestations des défaillances de marché dans le sens où elles entraînent des équilibres de marché non optimaux. D'abord, la non-excludabilité d'un produit entraîne un problème d'incitation à produire pour les entrepreneurs privés, puisqu'ils savent qu'ils auront des

difficultés à se faire payer, et donc à rentabiliser leurs investissements, en raison de l'inefficacité de l'exclusion par le système de prix. De même, les consommateurs ne sont pas incités à payer pour le produit ou service et préféreront en bénéficier sans en supporter le coût : ils auront tendance à se comporter en passager clandestin. De fait, la théorie des jeux, en se basant sur le dilemme du prisonnier, a montré que l'individu n'a pas intérêt à participer au financement. Outre ce problème d'incitation, la non-excludabilité pose également une difficulté de production en termes quantitatifs puisqu'elle biaise la révélation des préférences individuelles, c'est-à-dire l'expression de la demande de biens collectifs. La dissimulation des préférences rend ainsi sous-optimale la quantité produite. Enfin, la non-rivalité débouche elle sur un rationnement sous-optimal des consommateurs. En effet, en raison du coût marginal nul de tout nouvel utilisateur, tous les agents économiques doivent être en mesure de consommer le bien, même ceux qui sont disposés à ne payer qu'un prix faible. De fait, si un système de prix est instauré pour l'accès au bien (comme le péage pour un pont), celui-ci va, *de facto*, exclure les individus aux revenus les plus faibles, alors qu'il ne coûte rien de les satisfaire. La tarification conduit donc à un rationnement sous-optimal au sens de Pareto, c'est-à-dire que le bien-être n'est pas maximisé. Cependant, si cet accès est gratuit, c'est du côté des entrepreneurs privés qu'apparaissent des difficultés puisqu'ils ne peuvent couvrir leurs coûts d'investissement.

L'une des caractéristiques essentielles des bien environnementaux est que leur propriété est mal définie, voire non spécifiée du tout. Dans une économie de marché, cette absence ou mauvaise définition des droits de propriété sur des ressources épuisables est source de gaspillage, voire de dégradation importante, telle la pollution.

### *1.1.3. La pollution comme source de divergence entre coûts privés et coûts sociaux*

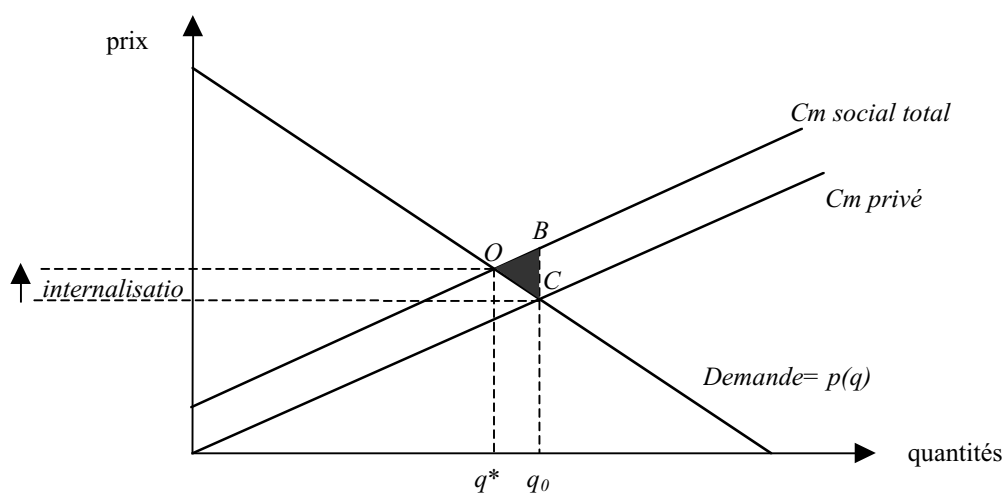
Toute activité économique requiert un sacrifice de la collectivité, ne serait-ce que par l'utilisation des ressources épuisables qu'elle comprend, mais elle est également source d'utilité et se justifie donc socialement. Si le marché fonctionne parfaitement, le mécanisme des prix prend en compte tous les coûts et avantages et peut donc jouer son rôle d'information auprès des agents économiques. En revanche, dès lors qu'apparaissent des coûts externes ou

des biens collectifs, c'est-à-dire des défauts de marché, le coût privé d'une activité s'éloigne de son coût social et le système de prix ne remplit plus son rôle d'informateur correctement.

Appliqué au domaine de l'environnement, « cet écart coût social total – coût privé représente le coût des dommages causés par la pollution que l'on appellera coût (ou déséconomie) externe. Cet écart existe simplement parce que certaines ressources s'échangent sur un marché et d'autres pas ; les premières sont effectivement comptabilisées, les autres ignorées par le calcul économique » (Barde, 1991). Le calcul économique du producteur « polluant » ignore cette partie du coût social qu'il fait peser sur la collectivité puisque qu'il ne paye pas le service que lui rend l'environnement en assimilant sa pollution. Le calcul économique ne prenant en compte que ce qui a un prix et la ressource utilisée étant utile est rare, l'absence du prix de ce service mène à une allocation non-optimale des ressources. De fait, puisque le coût social est supérieur au coût privé (cf. Figure 2), le volume de production qui maximise le profit privé du producteur,  $q_0$ , est supérieur à celui qui correspondrait à l'optimum collectif,  $q^*$ .

De cette analyse découle la solution de l'internalisation des effets externes. Intégrer ces coûts au calcul économique corrigerait le défaut d'information du système de prix et permettrait d'atteindre l'optimum social en amenant par exemple le producteur « polluant » à prendre en compte l'intégralité des coûts de son activité lors de ses décisions. Cette internalisation peut s'accomplir de différentes manières : en donnant un prix à la ressource gratuite, en taxant le pollueur (taxation dite pigouvienne) ou encore en attribuant des droits de propriétés à la ressource commune.

**Figure 2 : Pollution et internalisation des coûts externes**



La présence des défauts de marché, que sont les externalités négatives ou encore les biens collectifs, mène à requérir l'intervention de l'Etat pour permettre l'internalisation des effets externes et atteindre l'optimum social. Dans le cadre de notre recherche, nous procédons maintenant à l'identification de ces défaillances de marché dans le secteur de la production d'électricité.

## **I.2. Les externalités environnementales dans la production d'électricité**

Bien que l'argument majeur en faveur du développement des énergies renouvelables ait toujours été leur faible impact environnemental, en comparaison avec les sources d'énergies conventionnelles, l'appréciation de cet effet est, en général, restée qualitative, sans qu'un consensus se dégage au niveau de son évaluation quantitative (Rabl, 2001). Or, au cours des dernières années, plusieurs grandes études ont été lancées pour quantifier les dommages causés par la pollution, aux Etats-Unis avec l'étude de l'Oak Ridge National Laboratory et Resources for the Future (1994) et en Europe avec le projet ExternE de la Commission européenne (1995 et 1998). Ce dernier quantifie pour chaque Etat membre les coûts socio-économiques de la production électrique des différentes filières (fossiles, nucléaire et sources renouvelables) en se basant sur un cadre et une méthodologie unifiés. C'est l'étude de la plus grande envergure réalisée jusqu'à présent qui intègre, de plus, au fur et à mesure les avancées méthodologiques et les résultats de leur application. Elle fait référence en matière d'évaluation des coûts externes dans la production d'électricité (Bureau et Scherrer, 2003).

### *I.2.1. Méthodologie*

L'évaluation de l'impact d'un polluant nécessite de mener une analyse des « *impacts pathways* » (cheminement des impacts), c'est-à-dire une analyse de la chaîne émission – dispersion – fonction dose/réponse – évaluation monétaire. Cette analyse permet de retracer le « voyage » du polluant, de son lieu d'émission au récepteur affecté (population, écosystèmes, immeubles, etc.). Les étapes principales de cette étude sont les suivantes (Rabl et Sparado, 2001) :

- émission : spécification des émissions pour chaque technologie et de la charge environnementale imposée (par exemple, kg de NO<sub>x</sub> par GWh émis par une centrale thermique) ;
- dispersion : calcul de l'augmentation de la concentration du polluant dans toutes les régions touchées (par exemple, concentration incrémentale d'ozone due au NO<sub>x</sub> calculée grâce aux modèles de dispersion atmosphérique) ;
- impact : calcul de la dose issue de l'exposition accrue au polluant et calcul des impacts physiques résultant de cette dose via l'utilisation des fonctions dose/réponse (par exemple, nombre de crises d'asthme due à l'augmentation d'ozone) ;
- coût : évaluation monétaire de ces impacts (par exemple, multiplication par le coût d'une crise d'asthme).

L'évaluation des coûts externes liés à la production d'électricité nécessite donc de quantifier les émissions, puis de modéliser leur dispersion afin d'estimer les augmentations de concentration, d'en déduire ensuite les dommages occasionnés à court et long terme, en terme de santé notamment, pour enfin valoriser ces derniers en termes monétaires (Bureau et Scherrer, 2003).

**Tableau 2 : Coûts externes de la production d'électricité en mECU/kWh<sup>3</sup>**

pays	charbon	tourbe	pétrole	gaz	nucléaire	biomasse	hydro	photo-voltaïque	éolien	déchets (ECU/T)
Autriche				11-26		24-25	0,04			
Belgique	37-150			11-22	4,0-4,7					
Allemagne	30-55		51-78	12-23	4,4-7,0	28-29		1,4-3	0,5-0,6	
Danemark	35-65			15-30		12-14			0,9-1,6	
Espagne	48-77			11-22		29-52			1,8-1,9	15-24
Finlande	20-44	23-51				8-11				
France	69-99		84-109	24-35	2,5	6-7	6			67-92
Grèce	46-84		26-48	7-13		1-8	5,1		2,4-2,6	
Irlande	59-84	33-38								
Italie			34-56	15-27			3,4			46-77
Pays-Bas	28-42			5-19	7,4	4-5				
Norvège				8-19		2,4	2,3		0,5-2,5	
Portugal	42-67			8-21		14-18	0,3			
Suède	18-42					2,7-3	0,04-7			
Royaume-Uni	42-67		29-47 31-52	11-22	2,4-2,7	5,3-5,7			1,3-1,5	

Source : ExternE, 1998 (repris dans Bureau et Scherrer, 2003).

<sup>3</sup> 1 mECU = 0,001 ECU



Le projet ExternE a effectué cette évaluation sur plus de 50 sites dans les différents Etats membres et les résultats sont suffisamment représentatifs pour tirer des conclusions générales concernant les pollutions des centrales électriques (Rabl, 2001).

Outre l'ampleur des coûts externes liés à la production d'électricité, le tableau 2 souligne la variabilité de ces coûts selon les filières et les pays. Ces divergences résultent à la fois des données technologiques et des impacts de la pollution suivant qu'elle touche des zones urbaines (impact plus élevé) ou rurales. On en déduit alors l'importance de l'internalisation en termes de choix de localisation pour les producteurs. Ensuite, les fourchettes indiquées traduisent les incertitudes pesant encore sur l'évaluation de ces coûts, du fait, notamment, des débats scientifiques inachevés concernant l'évaluation en termes sanitaires de la pollution. Ces derniers portent principalement sur l'épidémiologie (lien entre pollution de l'air et impacts sur la santé) et sur la monétarisation de la mortalité ou de la maladie. Enfin, il est primordial de rappeler que tous les postes ne sont pas quantifiés, concernant notamment le nucléaire, et que ces chiffres agrégés masquent des impacts environnementaux de caractères totalement différents. Ces derniers vont des effets de la pollution atmosphérique sur la santé à l'impact sur le paysage (éolien) ou encore sur les ressources piscicoles (hydraulique). Toutefois, comme le précisent Rabl et Sparado (2001), « afin d'éviter les controverses de l'évaluation monétaire de la mortalité, surtout si elle est imposée aux générations futures, la réduction de l'espérance de vie due aux différents cycles de combustible est généralement indiquée, et les risques nucléaires sont mis en perspective par plusieurs comparaisons ». Le coût de la mortalité dans le dernier projet (ExternE, 1998) est par exemple évalué au prorata des années de vie perdues<sup>4</sup>.

### *1.2.2. Les coûts des dommages par kWh selon les filières*

La dernière phase du projet ExternE (1998) a analysé une grande variété de centrales électriques selon cette méthodologie dans différents Etats membres. Les grands résultats par filière sont les suivants.

---

<sup>4</sup> La valeur d'une année de vie perdue en raison de la pollution de l'air (84 000 €) est calculée sur la base de la « valeur de la vie statistique » en supposant que celle-ci est la somme actualisée des valeurs annuelles (Rabl et Sparado, 2001).

a. *coûts externes environnementaux des filières fossiles et nucléaires*

Que la technique de production soit celle des centrales thermiques classiques, celle des « turbines à gaz », celle des « cycles combinés », ou encore celle de la pile à combustible, toutes émettent des polluants dans l'atmosphère. Ces rejets sont nombreux et variés, mais les émissions de particules, de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et CO<sub>2</sub> sont à l'origine des pollutions de loin les plus importantes (Martin, 1999). Les principaux impacts de la pollution acido-particulaire (particules, SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub>) touchent la santé humaine : problèmes respiratoires et cardio-vasculaires et augmentation du nombre de décès prématurés (mortalité induite). Le coût des dommages sur la santé étant croissant avec le nombre d'individus concernés, il est fortement lié à la densité de population de la région où est située l'installation. Cette pollution est également à l'origine des « pluies acides » qui altèrent les écosystèmes aquatiques et forestiers. Ensuite, le deuxième pôle principal de pollution liée aux cycles de combustion fossile est celui de l'émission de gaz à effet de serre, à l'origine du réchauffement climatique. Au total, le projet ExternE évalue le coût des dommages à 6,4 c€/kWh pour la filière charbon, 3,95 pour la filière pétrole et 2,15 pour la filière gaz (cf. Tableau 3). Ce coût est donc particulièrement élevé pour le charbon puisqu'il est de l'ordre de grandeur du prix de vente de l'électricité, environ 7 c€/kWh (Rabl et Sparado, 2001).

**Tableau 3 : Coûts des dommages des filières fossiles (m€/kWh)**

	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire
Gaz à effet de serre	27,3	18	12,5	0
Particules	2,7	0,3	0	-
SO <sub>2</sub>	8,4	8,4	0	-
NO <sub>x</sub>	25,6	12,8	9	-
Autres	-	-	-	2,52
Total	64	39,5	21,5	2,52

Source : Rabl, 2001

Les impacts de la filière nucléaire concernent les niveaux local, régional et global et se caractérisent principalement par des dommages imposés aux générations futures. Les controverses liées à l'évaluation des dommages dans un futur lointain conduisent à présenter les résultats en les déclinant par impact, puis par horizon temporel et espace, et enfin par taux d'actualisation.

Les coûts présentés ont été calculés avec un taux d'actualisation nul et représentent donc la limite haute des résultats. Ils concernent toutes les étapes du cycle du combustible, y compris le traitement des déchets et les accidents majeurs, même si ces évaluations restent encore sujettes à controverse. La plupart du coût des dommages de la filière nucléaire vient donc du risque de cancer pour les générations futures et n'atteint au total, et au maximum, que 2,52 m€/kWh, soit un faible pourcentage du prix de l'électricité actuel. Ces chiffres sont bien sûr à appliquer dans le cadre de systèmes politiques stables incluant un mécanisme de vérification et de surveillance strict (Rabl, 2001).

*b. coûts externes environnementaux des filières renouvelables*

Les filières renouvelables représentent une catégorie hétérogène car elle contient une grande variété de technologies comme l'hydraulique, l'éolien, la biomasse et différentes formes d'énergie solaire. De manière générale, les coûts d'aménité sont extrêmement variables en fonction du site de l'implantation de l'installation (principalement hydraulique ou éolienne) ; les chiffres contenus dans le tableau 4 sont donc à prendre avec extrême prudence. Pour le calcul des coûts environnementaux des filières renouvelables, l'étude ExternE (ExternE, 1998) a de fait pris une moyenne des estimations effectuées par les différentes équipes du projet.

Les coûts des dommages des énergies photovoltaïque et éolienne (cf. Tableau 4) résultent principalement des polluants émis au cours de la fabrication des installations. De fait, ces deux filières, tout comme la filière hydraulique, ne sont pas émettrices de polluants durant l'étape de production de l'électricité. L'évaluation du coût des dommages de l'hydroélectricité est particulièrement difficile puisqu'elle peut faire apparaître des chiffres négatifs (et donc des bénéfiques) selon qu'elle permet d'organiser l'irrigation de la région, le contrôle du flux ou encore l'aménagement de zones de loisir (Rabl, 2001). A l'inverse, elle peut également être à l'origine d'importants dommages si elle implique le déplacement de populations ou encore si un barrage rompt. Enfin, en ce qui concerne la biomasse, les systèmes considérés dans l'étude sont la combustion avec turbine à vapeur et la gazéification avec turbine à gaz. Suivant la technologie utilisée, les polluants émis peuvent entraîner des coûts de dommages considérables. Par contre, en ce qui concerne la contribution nette au réchauffement climatique, elle est bien sûr nulle pour ce qui est de la production d'électricité,

mais elle est positive (0,3 m€/kWh) quand on prend en compte la production et le transport de la biomasse elle-même.

**Tableau 4 : Coûts des dommages des filières renouvelables (m€/kWh)**

	Production de l'électricité			Etapas amont et aval			Total
	Aménité, bruit	Impacts écologiques	Santé	Santé	Effet de serre	Autre	
Hydro	0-2 ?	0-4	accident ?	0,01-1	0,4	? ?	0-4 ?
Eolien	0-1 ?	ng		0,3-0,9	0,2		0,5-2 ?
PV	ng	ng		0,3-0,9	1		1,3-1,9 ?
Biomasse			1-10	0,1-3	0,3	bénéfice	1-10

Source : Rabl, 2001

En conclusion de l'étude ExternE sur l'évaluation des coûts externes de la production de l'électricité, « *malgré les incertitudes (...), les coûts des dommages des centrales à combustibles fossiles actuelles sont importants, tandis que ceux du nucléaire et des énergies renouvelables sont relativement faibles* » (Rabl et Sparado, 2001). Elle confirme donc l'avantage comparatif des renouvelables sur les filières fossiles.

### **I.3. Bilan des externalités des énergies renouvelables**

Outre l'avantage de la stabilité du climat, que l'on précisera, les filières renouvelables offrent d'autres avantages que l'on peut qualifier d'externalités positives, mais aussi des externalités négatives, dont l'évaluation monétaire reste problématique.

#### *I.3.1. Les externalités positives*

##### *a. réduction des émissions de gaz à effet de serre, protocole de Kyoto et directive européenne*

Les sources d'énergie renouvelables n'émettent pas (ou peu) de gaz dangereux et sont soit exemptes, soit neutres du point de vue du carbone. Dans le contexte du protocole de Kyoto, qui engage les Etats membres à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 8% par rapport à leurs niveaux de 1990 au cours de la période d'engagement 2008-2012, les énergies renouvelables constituent un élément important du train de mesures nécessaires à l'atteinte de ces objectifs. Dans le cas de la France, par exemple, le Gouvernement a fixé l'objectif de

réduire de 58 Mt CO<sub>2</sub>/an (soit 16 MteC/an) via le Plan National de Lutte contre le Changement Climatique (MIES, 2000). Selon l'Ademe (Ademe, 2003), les énergies renouvelables contribueraient à la hauteur de 19 Mt CO<sub>2</sub>/an, soit 30% (cf. Tableau 5).

Au niveau européen, l'adoption de la directive du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (CE, 2001) fixe des valeurs de référence de consommation de sources renouvelables pour chaque Etat en 2010 (cf. Annexe 1). Se pose alors la question de la cohérence entre les objectifs de la directive et les engagements de Kyoto. Dans le cas de la France, la production d'électricité est peu émettrice de carbone du fait d'un parc de production essentiellement constitué d'installations nucléaires et hydrauliques. Or, d'ici 2010, la consommation française d'électricité augmentera de 60 TWh/an minimum (Ademe, 2003). Le recours aux renouvelables permettrait de contrer la tendance du marché de fournir exclusivement cette électricité à partir de turbines à gaz, source d'énergie à haute teneur en carbone.

**Tableau 5 : Emissions de CO<sub>2</sub> évitées en 2010 par les énergies renouvelables**

Filières technologiques	Quantité produite, supplément par rapport à 2000	Emissions de carbone évitées par unité d'énergie	Total des émissions de carbone évitées
Eolien	23,0 TWh/an ou 2,03 Mtep	300 gCO <sub>2</sub> /kWh	6,9 Mt CO <sub>2</sub> /an
Petite hydraulique	4 TWh/an ou 0,34 Mtep	300 gCO <sub>2</sub> /kWh	1,2 Mt CO <sub>2</sub> /an
Electricité biogaz	2 TWh/an ou 0,17 Mtep	300 gCO <sub>2</sub> /kWh	0,6 Mt CO <sub>2</sub> /an
Autre électricité EnR (autres biomasses et solaire)	4 TWh/an ou 0,34 Mtep	300 gCO <sub>2</sub> /kWh	1,2 Mt CO <sub>2</sub> /an
Biomasse usages thermiques	2,6 Mtep	2,4 tCO <sub>2</sub> /tep	6,2 Mt CO <sub>2</sub> /an
Géothermie usages thermiques	0 Mtep	2,4 tCO <sub>2</sub> /tep	0 Mt CO <sub>2</sub> /an
Solaire thermique	0,05 Mtep	2,4 tCO <sub>2</sub> /tep	0,1 Mt CO <sub>2</sub> /an
Biocarburants :			
Ethanol	0,49 Mtep	2,7 tCO <sub>2</sub> /tep	1,3 Mt CO <sub>2</sub> /an
EMHV	0,56 Mtep	2,7 tCO <sub>2</sub> /tep	1,5 Mt CO <sub>2</sub> /an
Total	6,58 Mtep		19,0 Mt CO <sub>2</sub> /an

Source : Ademe, 2003.

L'intervention publique pour promouvoir le développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité peut donc se justifier au regard des engagements pris par les Etats membres en matière de réduction des émissions de gaz à effet

de serre, même en ce qui concerne les Etats dont le parc de production actuel n'est que faiblement émetteur.

*b . diversification du « bouquet énergétique » et sécurité d'approvisionnement*

Les pays industrialisés consomment de plus en plus d'énergie et importent de plus en plus de produits énergétiques. En Europe, la production communautaire est insuffisante pour satisfaire les besoins énergétiques ; la dépendance énergétique externe croît donc de façon continue. Selon le Livre Vert de la Commission concernant la stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique (CE, 2000), la problématique consiste à assurer, à la fois pour le bien-être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie, la disponibilité physique et continue des sources d'énergie sur le marché, à un prix accessible à tous les consommateurs dans le respect des préoccupations environnementales.

D'origine purement nationale, les EnR contribuent à la sécurité des approvisionnements énergétiques et à la diversification de l'apport énergétique. La dépendance de l'Union vis-à-vis des importations d'énergie représente aujourd'hui 50% de sa consommation et devrait atteindre 70% en 2020 si aucune mesure n'était prise. Le développement de la production d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables permettrait de réduire la croissance de cette dépendance. De fait, le contexte énergétique international est dominé actuellement, et pour une longue période assurément, par une incertitude portant à la fois sur la disponibilité physique des matières premières énergétiques et sur la stabilité géopolitique des principales régions productrices. De fait, le secteur européen de la production d'électricité est largement tributaire des hydrocarbures aujourd'hui et donc à la merci des variations des prix internationaux.

*« En théorie, les sources d'énergie renouvelables devraient pouvoir garantir un approvisionnement en énergie sûr, propre et abordable à partir de sources indigènes, sans risque d'interruption d'origine extérieure ou épuisement des réserves ».* Cette appréciation du Livre Vert (CE, 2000) apporte donc une autre justification à l'intervention de l'Etat pour la promotion de l'électricité produite à partir des renouvelables.

c. *développement régional, cohésion économique et sociale et emploi*

Le développement des énergies renouvelables est également souvent considéré comme générateur d'effets positifs et tangibles sur le développement régional et l'emploi. Ces énergies sont par définition locales et leur promotion peut donc être une composante majeure de la politique régionale : « *des études montrent que le développement, l'exploitation et la maintenance des sources d'énergie renouvelables tendent à être beaucoup plus exigeants en main d'œuvre que ceux des technologies des combustibles conventionnels. L'impact des énergies renouvelables sur l'emploi est, selon certaines études, quelque cinq fois supérieur à celui de la poursuite du développement des combustibles fossiles. De plus, la création d'emplois dans ce secteur se fait essentiellement hors des zones urbaines où le taux de chômage est souvent élevé* » (CE, 1996).

En Allemagne, les 12 000 MW installés depuis 1990 ont créé 45 000 emplois. En France, malgré la modestie des programmes, l'éolien, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique ont déjà créé plus de 7 000 emplois, dont une majorité hautement qualifiés et la petite hydraulique emploie quant à elle 2 000 personnes pour l'exploitation des centrales existantes et 500 dans l'industrie des turbiniers : « *Il n'est pas exagéré d'affirmer que l'enjeu en emplois d'un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables se chiffre à 50'000 emplois nouveaux créés avant 2010 en contrepartie d'une diminution des importations d'énergie et non par une destruction d'emplois dans d'autres secteurs* » (Ademe, 2003). L'argument concernant la création d'emploi et le développement régional vient donc renforcer la justification de l'intervention publique.

*1.3.2. Les externalités négatives*

Deux externalités négatives doivent toutefois être considérées afin d'établir un bilan aussi exhaustif que possible de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Il s'agit de la prise en compte du caractère intermittent de certaine production ainsi que des impacts paysagers et de l'emprise au sol des installations.

a. *intermittence*

Un des éléments qui importe dans l'évaluation de la valeur d'un type d'énergie tient dans la puissance qu'elle garantit, c'est-à-dire la puissance qu'elle fournit pour répondre aux besoins des consommateurs. Cela est d'autant plus vrai dans le cas de l'électricité que c'est une énergie non stockable. De ce point de vue, les filières renouvelables présentent des caractéristiques techniques radicalement différentes du point de vue de leur intégration dans le système électrique. La géothermie offre une énergie et une puissance garantie qui lui permet de fonctionner en base. Les technologies de production d'électricité à partir de biomasse ou de déchets présentent une bonne flexibilité du fait de la possibilité de stocker la ressource. Par contre, la micro-hydraulique<sup>5</sup>, le solaire et l'éolien sont par nature des sources d'énergie intermittentes, c'est-à-dire que leur production ne peut être programmée précisément d'une heure sur l'autre, car elle varie selon la disponibilité de la ressource. Cependant, ce désavantage est compensé en partie par les effets de foisonnement et la correspondance avec les pointes de consommation.

Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente sont de nature technique (risque de non-disponibilité pendant la pointe, besoins de réserve supplémentaires) et entraînent des coûts d'ajustement. Dans les systèmes en monopole, ils sont pris en charge par l'entreprise électrique. Dans les systèmes concurrentiels, les modalités de fonctionnement des marchés électriques imposent des pénalités économiques qui dépassent largement ces surcoûts techniques (Menanteau et al., 2003). Cette externalité négative est donc déjà prise en compte par le marché (cf. Chapitre 8).

Des études prospectives détaillées ont été lancées par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité français, le RTE, pour caractériser l'aléa éolien en France (DGEMP-DIDEME, 2003). Les premiers résultats montrent qu'en moyenne, on peut disposer de 15% de la capacité éolienne installée avec une probabilité de 90%. Cette moyenne peut même atteindre 26% à conditions de disposer d'un parc éolien correctement réparti au sein des régions à fort potentiels venteux : le Nord, la Bretagne et le Languedoc Roussillon, afin

---

<sup>5</sup> L'énergie hydraulique est classiquement séparée en trois catégories selon son degré d'intermittence :  
-hydraulique au fil de l'eau : apport < 2h pour remplir le réservoir,  
-hydraulique éclusée : apport compris entre 2h et 400h pour remplir le réservoir,  
-hydraulique de lac : apport > 400h pour remplir le réservoir.



d'éviter des absences totales de vent simultanées. Toutefois, il convient de préciser que, compte tenu de l'imprécision des éléments disponibles actuellement, tant en ce qui concerne les données que les modélisations, une représentation encore très simplifiée de la production éolienne a dû être retenue dans les simulations : « *Ces modélisations, qui amènent à considérer l'existence d'une puissance minimale moyenne de l'ordre de 15 % de la puissance installée pour le parc éolien, sont provisoires. Les études en cours permettront, à la fin 2003 ou en 2004, d'évaluer d'une façon statistiquement mieux fondée un niveau de puissance qui pourrait être garanti avec une bonne probabilité* » (DGEMP-DIDEME, 2003).

Toutefois, le RTE évalue également à 20% le seuil au delà duquel la production intermittente nécessitera un renforcement des lignes de transport et de distribution, ainsi que la construction de moyens de secours pour palier les situations de sous-production. Plus précisément, si le RTE, estime qu'environ 4 000 mégawatts d'éolien peuvent être raccordés sur les réseaux existants, le rapport sur la PPI soulignait d'emblée qu'il était "*indispensable de préparer le raccordement de plusieurs gigawatts supplémentaires [...] en identifiant rapidement les besoins en nouvelles lignes à haute tension*". Or, tout cela a un coût. A plusieurs reprises, le président de RTE, André Merlin, a par exemple chiffré à plus de 3<sup>e</sup> milliards d'euros le renforcement des réseaux pour l'accueil de 14 000 mégawatts d'éolien. Pallier le caractère aléatoire de l'énergie éolienne, et les variations rapides de production qui en découlent, nécessitera aussi la mise en service de "capacités d'ajustement", telles que des stations de pompage ou des centrales thermiques mobilisables à tout moment. Toujours selon la PPI, « *à l'horizon 2010, l'éolien représentera deux à trois fois les capacités des stations de pompage françaises et le gestionnaire de réseau devra disposer d'autres moyens pour réguler les flux* ».

Des études similaires sont en cours au Danemark ou en Allemagne, mais là encore, les recherches concernant l'évaluation monétaire de ces bénéfices négatifs n'en sont qu'à leurs débuts (cf. Chapitre 8).

*b. impacts paysagers, emprise au sol et acceptabilité sociale*

Aucune filière énergétique ne peut se prévaloir de ne présenter aucun inconvénient pour l'environnement. Les impacts environnementaux liés aux énergies renouvelables sont à la fois peu nombreux et bien connus : impacts paysagers pour l'énergie éolienne, émissions

atmosphériques pour le bois combustible, perturbation de l'écosystème local pour la petite hydraulique, occupation des sols nécessaires à l'exploitation de ces énergies, etc...

La superficie « consommée » par la production d'électricité à partir de sources renouvelables est relativement importante, mais il convient d'être prudent dans les comparaisons. Ainsi, la surface nécessaire à l'implantation d'une ferme éolienne de 8 MW s'élève à 1 km<sup>2</sup>, mais 99% de cette aire reste disponible pour d'autres usages comme l'agriculture ou l'élevage. En ce qui concerne le photovoltaïque, 10 m<sup>2</sup> de modules sont nécessaires pour obtenir une puissance de 1 kW, soit 1000 kWh/an, mais en les insérant sur des surfaces déjà utilisées comme les toitures, l'espace occupé peut finalement être considéré comme nul : « *la superficie totale des toitures françaises, qui est de l'ordre de 10<sup>0000</sup> km<sup>2</sup>, pourrait donc produire chaque année 1000 TWh, soit plus de deux fois la consommation actuelle d'électricité française* » (Ademe, 2003). L'importance de la surface au sol requise par les énergies renouvelables ne posera problème que lorsqu'elle requerra l'exclusion d'autres activités sur la surface utilisée (conflit d'usage), comme dans les cas de l'extension des cultures à usages énergétiques.

L'impact paysager est de son côté la source de problème d'acceptabilité. Les projets exploitant les énergies renouvelables sont situés dans les zones où la ressource est présente et où les projets énergétiques ne sont en général pas fréquents. En conséquence, ils sont susceptibles de rencontrer certaines résistances de la part des populations locales soucieuses de la préservation de la qualité de leur environnement. Malgré la moindre incidence sur l'environnement de la plupart des énergies renouvelables par rapport aux combustibles conventionnels, les préoccupations locales prennent souvent le pas sur les avantages globaux. Le problème d'acceptabilité sociale, qui concerne principalement les énergies éolienne et hydraulique, touche deux catégories d'acteurs.

Elle concerne d'abord les services déconcentrés de l'Etat qui ont à se prononcer sur les dossiers. Elle requiert alors un message univoque de la part des autorités nationales sur les enjeux énergétiques et environnementaux que représentent les renouvelables, ainsi qu'une présentation claire des procédures applicables à ces projets. La plupart des pays européens est aujourd'hui en voie de résoudre cette partie du problème d'acceptabilité avec la mise en

œuvre de procédures simplifiées et la formation/information des personnels des administrations concernées.

Elle touche ensuite les populations riveraines qui vont voir leur paysage se modifier et là, les situations diffèrent largement d'un Etat membre à l'autre. L'exemple de l'Europe du Nord, avec principalement les expériences danoise et allemande, est très instructif d'un mode de développement harmonieux de l'énergie éolienne reposant sur l'engagement et la concertation des populations locales. Ce modèle, que l'on pourrait qualifier de « participatif », a permis l'appropriation collective des installations renouvelables par les riverains et donc leur totale acceptation. En 1999, on estimait que 5% de la population danoise, soit 100 000 personnes, détenaient des parts dans l'éolien à travers des coopératives d'investissement (Ademe, 2002). La situation en Grande Bretagne ou en France apparaît nettement différente à première vue. De forts mouvements d'opposition ont en effet été relevés et ont freiné le développement de l'énergie éolienne. Or, soucieuse de vérifier si l'image négative donnée par la coordination des associations d'opposants était représentative ou non de l'opinion, l'Ademe a lancé en 2002 et en 2003 des enquêtes d'opinion et des analyses sociologiques auprès de la population française (2 090 personnes en 2003), mais aussi auprès des riverains de parcs éoliens (300 riverains dans l'Aude et 230 dans le Finistère). Les principaux résultats (Ademe – Synovate, 2003) sont les suivants :

- ✓ les Français sont favorables à l'énergie éolienne à 92%, pour son caractère écologique et économique ;
- ✓ l'argument esthétique est le principal inconvénient cité spontanément par 45% des Français, mais seulement par 40% des riverains de l'Aude et 25% par ceux du Finistère ;

Les deux séries d'enquête menées à un an d'intervalle confirment que la proximité et l'expérience des riverains des sites éoliens renforcent la perception positive de l'énergie éolienne : plus de 80% des riverains interrogés sont favorables à l'implantation d'un parc éolien dans leur environnement proche. Ces chiffres contredisent l'existence du syndrome NIMBY<sup>6</sup>, souvent opposé au développement de l'éolien, et tendent à relativiser la représentativité des mouvements d'opposition observés de part et d'autre de la Manche. Bien que l'acceptabilité sociale reste une notion difficile à mesurer, les divers travaux menés

---

<sup>6</sup> « Not In My Backyard », littéralement, « pas dans mon jardin ».

semblent nettement la relativiser en ce qui concerne l'énergie éolienne. Ils révèlent essentiellement un problème de procédure de choix et de nécessité de gouvernance participative.

En conclusion, le bilan des externalités liées au développement des énergies renouvelables est largement positif. Il justifie l'intervention de l'Etat en vue d'internaliser les bénéfices non pris en compte par le marché, faute d'une vérité des coûts des différentes technologies sur le marché de l'électricité que pourrait introduire une taxation adaptée des diverses filières électriques. Comme nous l'avons indiqué en introduction, l'internalisation ne constitue cependant pas la seule justification à l'intervention publique. Il convient par conséquent maintenant d'examiner la question du changement technique dans les filières renouvelables.

## II. Le changement technique dans les filières renouvelables

L'établissement de conditions de concurrence entre sources d'énergie fossiles et renouvelables qui refléteraient l'ensemble des coûts privés et sociaux ne garantit toutefois pas qu'une dynamique de diffusion des énergies renouvelables cohérente avec l'objectif collectif de préservation de l'environnement local et global pourra se mettre en place. Les énergies renouvelables, confrontées aux barrières classiques à l'entrée de toute nouvelle technologie face aux technologies en place, restent dans une position défavorable. Elles n'ont pas atteint leurs performances optimales en termes de coût et de fiabilité lorsqu'elles sont mises sur le marché. L'action publique peut alors être requise pour supprimer les barrières à l'entrée sur le marché électrique des filières renouvelables dans un premier temps, puis pour leur permettre de progresser sur leurs courbes d'apprentissage dans un second temps.

### II.1. Marché électrique, barrières à l'entrée et spécificités des renouvelables

Quel que soit le marché considéré, les firmes en place ont tendance à préférer les technologies établies, conventionnelles. Même si elles sont conscientes des opportunités que sont susceptibles d'offrir de nouvelles technologies, elles peuvent être réticentes à l'adoption de ces dernières pour diverses bonnes raisons de leur point de vue. Elles peuvent notamment considérer que l'apprentissage et les délais associés à celui-ci avant d'obtenir les bénéfices escomptés de l'adoption sont trop incertains ou encore que leurs investissements dans l'apprentissage bénéficient également à leurs concurrents. Elles sont donc plus enclines à choisir des technologies qui ont déjà parcouru une bonne partie de leur courbe d'apprentissage. Cela peut alors se traduire par un cumul des effets d'apprentissage sur une ou plusieurs technologies de telle façon qu'une autre option technologique est évincée dès le début du processus de la compétition. Cette situation est nommée verrouillage ou « *lock-in* » (Foray, 1989) et signifie que ce n'est pas parce qu'une technologie est technologiquement supérieure qu'elle se diffuse et occupe la plus grande partie du marché. En d'autres termes ce n'est pas parce qu'une technologie est efficace qu'elle est adoptée, mais parce qu'elle est adoptée qu'elle deviendra éventuellement efficace (Arthur, 1989).

Une telle inertie est susceptible de caractériser les marchés bien établis basés sur des technologies énergétiques conventionnelles en place depuis de longues années. Tel est le cas des marchés électriques et les raisons de cette situation de verrouillage sont multiples : aux

attitudes enracinées des consommateurs s'ajoutent les fortes dépenses à engager pour tenter de les réorienter ou encore les avantages que retirent les vendeurs existants si leurs technologies sont basées sur des infrastructures coûteuses en capital déjà, ou en partie, rentabilisées. Dans ces conditions, le marché peut être réfractaire ou lent à l'accueil de nouvelles technologies, comme on le constate pour les techniques efficaces (AIE, 2003).

La diffusion des énergies renouvelables se heurte aussi à d'autres barrières spécifiques liées à leurs caractéristiques technico-économiques : leur profil capitalistique, la nécessité de mobiliser des effets de série plutôt que des effets de taille en raison de leurs limites de taille, et, pour certaines, leur défaut de régularité dans la production d'énergie. Les nouveaux acteurs des marchés électriques libéralisés ont tendance à privilégier les technologies les moins capitalistiques et aux apports sûrs, tandis que la culture technologique des entreprises électriques en place les conduit à privilégier les systèmes de grande taille. L'électricité provenant d'énergies renouvelables ne présente donc pas la même valeur pour un participant au marché que, par exemple, une centrale thermique au gaz dont la puissance serait disponible de façon permanente. Dans cette configuration de concurrence entre techniques électriques, il est justifié d'accompagner le processus de maturation des nouvelles technologies énergétiques, dans une perspective d'efficience dynamique qui vise à révéler les performances ultimes de la technologie (Foray, 1996) et à élargir le panier des technologies qui sont mobilisables pour la préservation de l'environnement global.

Il faut donc des cadres incitatifs adaptés pour que les technologies d'énergie renouvelable puissent se diffuser au-delà de niches de marché trop limitées et progresser sur leurs courbes d'apprentissage.

## **II.2. Courbes d'apprentissage et maturité des filières renouvelables**

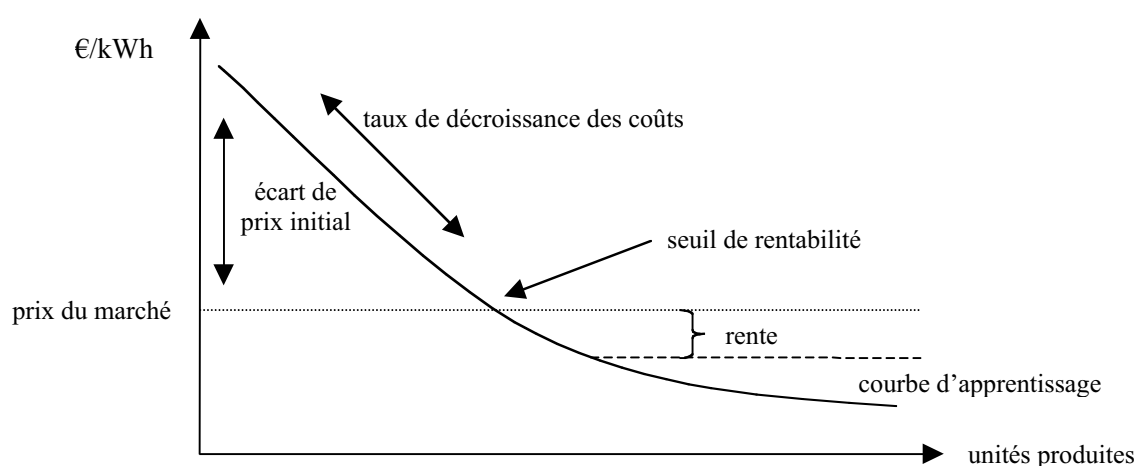
Les performances ultimes des énergies renouvelables en matière de production d'électricité n'ont pas encore été atteintes et elles se révéleront progressivement par l'effet des processus d'apprentissage par l'usage ou par la pratique (Arrow, 1962 ; Dosi, 1988).

La théorie du « *learning by doing* » a été énoncée pour la première fois par Arrow en 1962 dans l'optique d'améliorer la compréhension du changement technique (cf. Chapitre 2). Elle décrit un processus de diffusion basé sur l'expérience dans le cadre des modèles

macroéconomiques de croissance. « *The crux of diffusion theory is that technology develops through a diffusion process that includes improved efficiency and cost reduction. The observed pattern is often the same. The unit cost decreases concurrently with an increase in the accumulated production. There is a learning effect – the more you produce the better you become to make the technology* » (Jensen et al., 2002). Cette idée de l'apprentissage par la pratique a ensuite été reprise pour la traduire en courbe d'apprentissage ou « *learning curve* » afin de décrire la réduction de coût dans une usine (Boston Consulting group, 1968). A l'origine, le terme de courbe d'apprentissage représentait la décroissance du nombre d'heures de travail requis suite à l'accroissement des volumes de production.

Cette notion a ensuite été élargie pour décrire la relation empirique liant les coûts et les capacités de production accumulées. La courbe d'apprentissage (ou « *experience curve* » « ... *helps to illustrate the technical progress as a function of the cumulative production. Thereby, the experience curve is estimated by observed historical data* » (Jensen et al., 2002), soit, par exemple, 20 à 30% pour chaque doublement de ce volume. Les réductions dans les coûts de production n'ont pas été uniquement attribuées aux effets de la courbe d'apprentissage (c'est à dire à la réduction du nombre d'heure de travail requis), mais aussi à d'autres facteurs : « *cost control, shared experience, improved product design, better choices about make or buy, improved procurement negotiation and other.* » (Aldersey-Williams, 2002).

**Figure 3 : Courbe d'apprentissage et maturité de la filière**

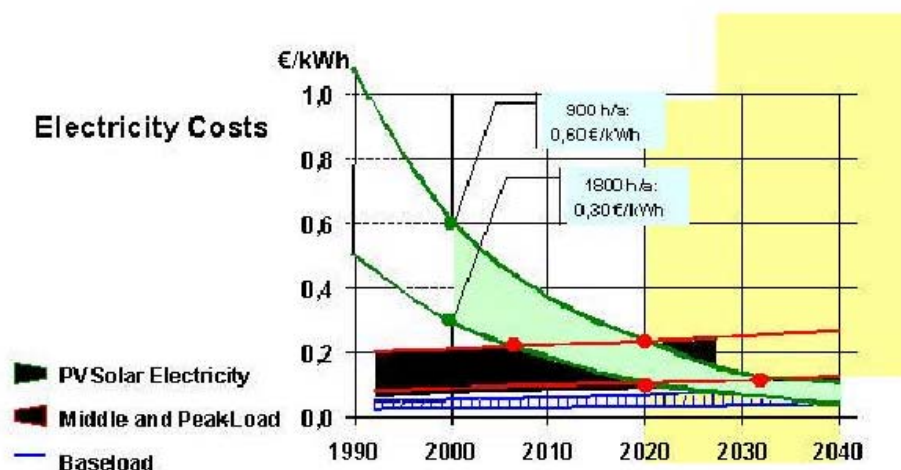


Source : Alderley-Williams, 2002

Les phénomènes d'apprentissage s'appliquent de plusieurs façons aux filières renouvelables (Jensen et al., 2002) :

- lorsqu'une certaine homogénéité du produit permet une amélioration incrémentale de la rentabilité et l'utilisation de moyen de production de masse. Que ce soit la production de panneaux photovoltaïques ou celle d'aérogénérateurs, les deux filières présentent toutes les caractéristiques nécessaires à la production de masse. Aucune spécificité n'apparaît lors de leur installation et la production en série est même recherchée afin de diminuer les coûts puisque. Par contre, l'effet taille joue ici très peu (Antolini et Chartier, 2002). A l'inverse, une filière comme celle du biogaz requiert un design trop différent d'une installation à l'autre pour pouvoir répondre à ce critère.
- lorsqu'existent des conditions de marché stable afin d'obtenir une diffusion continue du produit et éviter les ruptures dans son déploiement. Cette condition concerne les trois filières renouvelables (photovoltaïque, éolien, biomasse) considérées dans l'étude de Jensen et al. (2002), puisque toutes trois sont sujettes aux variations politiques influençant les niveaux d'aide publique. Toutefois, les auteurs montrent que dans une perspective internationale, l'existence de marchés dynamiques compense celles de marchés stagnants et de politique irrégulière.

**Figure 4 : Analyses prévisionnelles des industriels du photovoltaïque**



source : EPIA (European Photovoltaic Industry Association), in Ademe, 2003.

Les études montrent que les technologies photovoltaïque et éolienne sont déjà engagées dans cet apprentissage : « la courbe d'apprentissage du photovoltaïque observée sur les 30 dernières années montre une diminution du prix de vente de 18% chaque fois que les livraisons de l'industrie mondiale doublent » (Ademe, 2003). En outre, en ce qui concerne l'énergie éolienne, une étude danoise (Hansen et Andersen, 1999) avance une division par 4 des coûts de production en 16 ans. Enfin, l'application de ces courbes à la prévision de



décroissance des coûts de production permet d'obtenir des projections de long terme (cf. Figure 4).

La seconde partie de ce chapitre a donc mis en lumière la justification en terme de changement technique d'une intervention publique pour soutenir le développement des énergies renouvelables. La présence d'une situation de verrouillage technologique du marché électrique, renforcée par la nécessité d'offrir l'opportunité à ces filières de parcourir leurs courbes d'apprentissage et de révéler leurs performances ultimes, requiert de fait une politique gouvernementale afin que, via un effet levier, les fonds publics puissent attirer les fonds privés nécessaires à leur développement.

A travers ce chapitre, nous avons identifié et conceptualisé les deux principaux éléments de justification de l'intervention publique en matière de promotion des énergies renouvelables pour la production d'électricité, et donc les finalités générales de la politique de soutien. D'une part, il s'agit d'intégrer à la valorisation de la production d'électricité à partir de sources renouvelables les composantes externes, c'est-à-dire non prises en compte par le marché, que sont les bénéfices nets issus de cette production : externalités positives (réduction des émissions de gaz à effet de serre, diversification et sécurité d'approvisionnement énergétiques, développement économique) déduites des externalités négatives (intermittence, impacts paysagers et emprise au sol). D'autre part, étant donné l'immaturation économique caractérisant encore aujourd'hui les filières renouvelables, le second pan de l'intervention consiste, dans un premier temps, à supprimer les barrières à l'entrée sur le marché électrique pour ces filières, puis, dans un second temps à leur permettre de progresser sur leurs courbes d'apprentissage.

Notre problématique se situe par conséquent à l'intersection des champs de l'économie de l'environnement et de celle du changement technique et nécessite que nous étudions à présent plus précisément les interactions les caractérisant.

## **CHAPITRE 2**

### **POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE ET CHANGEMENT TECHNIQUE**

Les débats concernant la politique et l'économie de l'environnement sont aujourd'hui intimement liés aux questions relatives au changement technologique. Deux raisons à cela. D'abord, l'impact environnemental de l'activité sociale et économique est profondément affecté par le rythme et la direction du progrès technique : l'effet des changements techniques sur l'évolution des problèmes environnementaux est cumulatif et gagne donc en puissance au fil du temps. Ensuite, les politiques environnementales créent elles-mêmes de nouvelles contraintes et incitations qui affectent le processus de changement technique. C'est précisément ce second aspect qui retiendra notre attention dans ce chapitre. Les politiques de promotion des technologies renouvelables sont un cas particulier des politiques environnementales au sens large du terme puisqu'elles visent à promouvoir le développement de technologies productrices d'électricité respectueuses de l'environnement. Pour analyser les instruments de promotion des énergies renouvelables, on les reliera aux instruments de « politique environnementale classique » : instruments réglementaires, économiques, informationnels, ainsi que ceux reposant sur le volontariat, en présentant les débats théoriques et les résultats des recherches appliquées à leur impact sur le changement technique.

Les instruments réglementaires, dits de *command and control*, sont des mesures institutionnelles visant à contraindre le comportement des pollueurs via l'imposition de sanctions administratives ou judiciaires en cas de non respect (Glachant, 2004). Parmi les plus courants, on trouve : les normes d'émissions, qui fixent des intensités maximales d'émission dans le milieu ; les normes techniques, qui imposent l'utilisation d'une technologie particulière de réduction de la pollution ; les normes de produits, qui déterminent les teneurs en polluants de certains mode de production ; les procédures d'autorisation administrative de mise sur le marché ou homologations ; les autorisations administratives d'exploitation, délivrées à chaque site industriel selon le principe de soumission *a priori* des sites ayant des activités potentiellement polluantes à des autorisations émanant des autorités administratives.

Les instruments économiques sont des mesures institutionnelles visant à transformer l'environnement économique du pollueur (c'est-à-dire à modifier les profils de bénéfices et de

coûts) à l'aide de signaux « prix » afin de l'inciter à adopter volontairement des comportements moins polluants (Glachant, 2004). Ils prennent principalement la forme de :

- taxes, dont le principe consiste à donner un coût à la pollution pour le pollueur via l'imposition d'une taxe dont le montant est lié au dommage de la pollution émise ;
- subventions, qui peuvent, dans la même logique que les taxes sur les émissions, être allouées pour chaque unité de polluant éliminé. Cependant, en général, l'assiette de la subvention est assise sur le coût de la dépollution ;
- systèmes de consigne, consistant à imposer une taxe sur un produit potentiellement polluant et à la rembourser lorsque la pollution est évitée ;
- systèmes de permis négociables, dont le principe consiste à limiter la quantité de pollution émise par un pollueur à celle des permis dont il dispose. Ces permis sont ensuite échangeables sur un marché où se confrontent les offres des pollueurs ayant dépassé leurs quotas et les demandes de ceux ne les ayant pas atteints ;
- règles juridiques de responsabilité, obligeant le responsable d'un dommage environnemental à compenser financièrement les victimes pour le dommage subi. Il s'agit d'une incitation à prévenir *a priori* les atteintes potentielles portées à l'environnement afin d'éviter les coûts de dédommagement *a posteriori*.

Les instruments informationnels sont des mesures institutionnelles visant à transformer l'environnement informationnel du pollueur (c'est-à-dire à modifier les informations du pollueur concernant ses profils de bénéfices et de coûts) à l'aide de signaux informationnels, afin de l'inciter à adopter volontairement des comportements moins polluants (Glachant, 2004). Ils prennent principalement la forme d'information sur portant les solutions de dépollution, qui peuvent amener le pollueur à découvrir l'existence d'actions de dépollution rentables, c'est-à-dire d'actions dites « sans regret » ; ou sur les dommages environnementaux d'un site ou d'un produit, incitant le pollueur de manière beaucoup plus indirecte (pression exercée par les consommateurs ou associations via leur comportement de consommation ou de lobbying).

Les instruments basés sur le volontariat, accords volontaires ou accords négociés, sont des dispositifs contractuels qui lient l'autorité publique à un secteur industriel, le plus souvent représenté par une association professionnelle. Par le biais de ces contrats, qui n'en sont pas au sens légal du terme, l'industrie s'engage à respecter des objectifs libellés en général en

termes collectifs et quantitatifs, et non individuellement au niveau de chaque entreprise. Le caractère volontaire de cet instrument doit cependant être relativisé puisqu'il est le plus souvent assorti d'une menace de l'autorité publique d'instaurer une politique incitatrice alternative en cas d'échec de l'initiative.

Les théories économiques du changement technique sont traditionnellement classées selon qu'elles appartiennent à l'une ou l'autre des deux approches dominantes. D'un côté se positionnent les analyses qui appréhendent le changement technique comme une action rationnelle visant à maximiser le profit et à augmenter la productivité, que l'on désignera sous le terme de « théories néoclassiques ». Dans cette vision, il existe un équilibre optimal et tout écart par rapport à cet optimum représente une défaillance de marché. De l'autre côté sont classées les analyses qui conçoivent le progrès technique comme un processus cumulatif « d'essai et d'erreur » dans lequel les modifications techniques, les savoir-faire et les apprentissages sont utilisés pour améliorer le processus de production. Dans cette vision, l'histoire et les développements sociopolitiques forment un processus évolutionniste de sélection des techniques, d'où l'appellation « théories évolutionnistes » (Christiansen, 2001).

Les hypothèses retenues par les deux théories reposent sur des conceptions différentes de la façon dont fonctionne le monde et font, par conséquent, intervenir des visions différentes des politiques à mettre en œuvre sur les questions d'environnement en pesant sur le changement technique. La théorie évolutionniste, et l'économie de l'innovation qui s'en inspire, ont, de plus, amené la théorie néoclassique à s'enrichir de leurs avancées. On présentera ici les analyses des effets des politiques environnementales exercés sur le changement technique. Pour cela, nous commencerons par examiner ces effets à la lumière de la théorie néoclassique, puis poursuivrons l'analyse en intégrant les conceptions de la théorie évolutionniste. Dans un troisième temps, nous établirons une synthèse de ces enseignements en effectuant une comparaison des effets des politiques environnementales sur le changement technique sur la base de faits stylisés, en se référant à la fois à la théorie néoclassique qui introduit des éléments d'efficacité dynamique, et à l'économie du changement technique et de l'innovation, dont l'inspiration institutionnaliste permet d'intégrer la dynamique technologique. Dans un quatrième temps, on définira les critères d'efficacité et de performances des instruments de politique d'environnement centrés sur le changement technique.

## **I. Approche néoclassique : économie publique et économie du changement technique**

La littérature économique portant sur le changement technique est large et diverse. Jaffe et al. (Jaffe et al., 2000) ont identifié les sous-domaines pertinents pour les questions d'environnement suivants : théorie des incitations à la R&D (Tirole, 1988), la mesure des intrants et sortants liés à l'innovation (Grilliches, 1984 et 1998), la mesure des externalités résultant du processus de recherche (Grilliches, 1992 ; Jaffe, 1998, David et al., 2000), la mesure et l'analyse de la croissance de la productivité (Jorgenson, 1990), la diffusion des nouvelles technologies (Karshenas et Stoneman, 1995), l'effet de la structure de marché sur l'innovation (Sherer, 1986), les défaillances de marché liées à l'innovation et les réponses politiques appropriées (Martin et Scott, 2000), les effets économiques des systèmes de brevets et le rôle du changement technique dans la croissance macroéconomique endogène (Romer, 1994).

Dans cette section, nous présentons les concepts fondamentaux de l'économie du changement technique dans le cadre néoclassique, puis dans ce cadre, l'analyse des effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique.

### **I.1. Le cadre analytique des théories néoclassiques**

L'approche néoclassique se réfère à une économie à l'équilibre et tout écart par rapport à l'optimum représente une déficience de marché. Les analyses des cas de réussite et d'échec de marché, ainsi que les raisons qui justifient les politiques gouvernementales interventionnistes, trouvent habituellement leurs fondements dans les modèles d'équilibre, comme celui formalisé par Arrow et Debreu, sous l'hypothèse de rationalité parfaite des acteurs.

#### ***Un comportement axé sur la maximisation***

Dans cette approche, les agents sont rationnels dans le sens où ils adoptent un comportement maximisateur (maximisation d'une fonction utilité ou revenu). Le

consommateur maximise sa « satisfaction » en comparant le prix et les quantités de tous les biens qu'il peut se procurer avec un budget donné. L'entrepreneur maximise quant à lui son profit sous la contrainte des coûts de production, ce qui se traduit, en situation de concurrence, par le choix de la quantité produite de façon à égaliser le coût marginal au prix de vente. Cette hypothèse requiert, entre autres, que l'entrepreneur connaisse bien ses coûts de production, que la technique soit bien maîtrisée et que l'on puisse probabiliser ou assurer les imprévus. Le producteur connaît donc toutes les technologies de production disponibles et a choisi parmi celles-ci la plus efficace selon le coût de la main d'œuvre et des équipements qui lui sont associés. Il innove dans la mesure où il espère en retirer un certain bénéfice. Dans ce cadre, toute situation est probabilisable et traitée en terme de risque. Les décisions optimales sont prises en examinant tous les résultats possibles des choix et en attribuant des probabilités à chacun pour ensuite sélectionner l'option qui offre la valeur attendue la plus élevée. On parle alors de rationalité substantive : l'acteur économique connaît tout et décide en conséquence. Deux acteurs, ayant les mêmes goûts et les mêmes capacités, placés devant le choix entre deux modes d'action concurrents et disposant de la même pertinence d'informations, doivent nécessairement faire le même choix.

### ***Un équilibre unique***

Dans les modèles néoclassiques standards, l'équilibre est unique et concurrentiel. Il maximise le bien-être. L'équilibre statique se caractérise par la constance des goûts et de la technologie. En cas de progrès technique, la notion d'équilibre devient un sentier de croissance optimale représenté par une succession d'états stationnaires. Dans l'analyse conventionnelle des politiques, les conditions requises pour l'existence d'un équilibre unique sont tenues pour acquises par hypothèse.

### ***La technologie implicite***

Habituellement, les détails de la technologie ne sont pas explicitement modélisés. L'influence de la technologie est saisie par la forme des fonctions de production et des relations entre facteurs qui déterminent les flux de produits qui découlent de flux donnés de facteurs. L'hypothèse de maximisation suppose que toute unité nouvelle immobilisée (pour tout élément de capital physique ou de R&D) a la même valeur marginale attendue quel que soit le lieu où elle se produit. Pour cette raison, une politique qui vise à encourager une unité

supplémentaire d'investissement devra avoir le même rendement quels que soient la forme que prend l'investissement et l'endroit où il est réalisé. Cette hypothèse importante sous-tend les avis de politique découlant du modèle néoclassique.

### ***Le changement technologique représenté uniquement en fonction de ses effets sur la productivité relative des facteurs***

La technologie n'étant pas modélisée de façon explicite, le processus et la structure du changement technologique ne sont observables que dans leurs résultats. Ces derniers peuvent être représentés de deux manières :

- la forme de la fonction de production peut changer, via l'augmentation en valeur d'une constante multiplicative;
- la nature des facteurs peut également être modifiée : le changement technique a pour effet d'accroître le nombre d'unités de main d'œuvre découlant de chaque unité du facteur travail.

### ***La concurrence perçue comme état de nature***

Dans les modèles néoclassiques axés sur l'équilibre, la concurrence n'est pas appréhendée en tant que comportement dynamique modelé sur la rivalité, mais comme un état de nature. Si la concurrence est parfaite, l'équilibre unique qui en résulte est optimal dans le sens où aucune amélioration sociale ne peut être obtenue en s'éloignant de celui-ci. Les écarts à cet équilibre sont attribuables à des défaillances de marché, dont la suppression constitue la totalité de la tâche réservée aux politiques.

### ***Une structure des institutions peu explicite***

Les modèles néoclassiques ne renferment en général aucun modèle explicite de la structure des institutions en dehors de la concurrence. Même si de nombreux économistes néoclassiques se sont intéressés aux institutions et ont modélisé certains aspects structurels (théories de l'oligopole, de la concurrence imparfaite, des marchés contestables), les modèles d'équilibre général de type Arrow-Debreu, sur lesquels se fondent les prescriptions de politique néoclassiques, ne portent qu'une faible attention aux caractéristiques de la structure des institutions.

## **I.2. Les effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique**

En termes d'effets, on oppose les instruments de marché (subventions, taxes, permis d'émission) aux approches réglementaires (normes). L'étude de ces effets est ensuite différenciée selon qu'ils portent sur les deux premières étapes du processus de changement technique, l'invention/innovation, ou sur la troisième, la diffusion des nouvelles technologies. Après avoir présenté les analyses théorique et empirique menées par les auteurs néoclassiques selon cette grille d'analyse, on se focalisera plus particulièrement sur les apports du modèle de concurrence oligopolistique sous contrainte environnementale élaboré par Milliman et Prince (Milliman et Prince, 1989).

### *I.2.1. Analyse théorique*

Le fonctionnement des instruments de marché repose sur des mécanismes qui influent sur le comportement des acteurs via des signaux de marché et non par des réglementations directes concernant les niveaux de pollution. Les taxes, subventions et permis négociables incitent les firmes à entreprendre des actions de réduction de pollution conformes aux objectifs politiques et correspondant à la fois à leur propre intérêt et à celui de la collectivité : « *...if they are well designed and implemented, they encourage firms (and/or individuals) to undertake pollution control efforts that are in their own interests and that collectively meet policy goals* » (Jaffe et al., 2000). A l'inverse, les approches réglementaires offrent relativement peu de flexibilité dans les moyens d'atteindre les objectifs fixés et contraignent les firmes à effectuer les mêmes réductions sans aucune référence aux coûts des actions à engager. Dans certaines circonstances, leur application peut être jugée inefficace, lorsque les coûts de dépollution varient fortement d'une firme à l'autre.

Quelle que soit l'approche retenue pour l'intervention, tous ces instruments affichent un potentiel d'incitation au changement technique, puisque tous entraînent les firmes à entreprendre des actions de dépollution qu'elles n'auraient pas mises en œuvre autrement.



a. *les effets des deux catégories d'instruments sur l'invention/innovation*

Bien que les décisions concernant l'invention et la commercialisation d'une nouvelle technologie soient en grande partie fonction du revenu actualisé des ventes anticipées, la majorité des analyses néoclassiques comparant les effets des différents instruments de politique environnementale sur ces deux premières étapes du changement technique porte sur l'étude de l'offre de techniques (Jaffe et al., 2002). Plus précisément, les auteurs étudient les incitations des firmes à investir en R&D suivant les revenus, incertains, qu'elles retireront de leur recherche.

***Normes de performance et normes de technologie***

Les approches en terme de *command and control* sont scindées en deux sous catégories : les normes de performances (*performance standard*) et celles de standards technologiques. Si elles peuvent être toutes les deux conçues pour promouvoir le changement technique (*technology forcing standards*), elles n'affichent pas les mêmes résultats. Les normes de performance fixent une limite quantitative de pollution, mais laissent aux entreprises régulées le choix des moyens à mettre en œuvre pour y parvenir. A l'inverse, les normes de technologie spécifient l'utilisation de produits ou processus, reconnus comme les meilleures technologies disponibles (« *Best Available Technology* » ou « *BAT* »), ne laissant que peu de marge de manœuvre aux firmes concernées. Les premières comparaisons effectuées par Magat (Magat, 1979) placent ainsi les normes de technologie au dernier rang du classement des instruments en terme d'incitation à l'innovation, puisqu'elles imposent l'utilisation d'une technologie existante à l'ensemble de l'industrie. De façon plus générale, l'absence d'incitation à dépasser les normes imposées amène à considérer ces instruments comme des freins à l'innovation.

L'approche réglementaire peut se justifier lorsqu'il existe des barrières à l'apparition de nouvelles technologies, puisque des normes rigoureuses peuvent alors obliger les acteurs privés à investir dans la R&D (Christiansen, 2001). La programmation dans le temps d'une sévèrisation progressive de la norme peut également permettre de maintenir une pression incitatrice à l'innovation. Cependant, le manque d'information nécessaire au régulateur pour concevoir de telles normes risque d'entraîner un coût total de la politique extrêmement élevé pour l'industrie concernée : « ... *since it may be difficult for policy and decision makers to*

*obtain precise information on cost functions pertaining to different firms and/or industrial sectors, the overall costs of using standards may be excessive in terms that cost-effectiveness is not achieved* » (Hoel, 1998).

### ***Instruments de marché***

Une tentative de classement théorique des instruments de marché<sup>1</sup> en terme de capacité à atteindre un niveau optimal a été proposée par Fischer et al. (Fischer et al., 1998). Dans leur modèle, les auteurs posent comme hypothèse de départ les bénéfices attendus de l'innovation par les firmes, puis étudient les effets des différents instruments en tenant compte des coûts d'adoption pour la firme, des fonctions de bénéfices environnementaux et du nombre de firmes émettant les polluants concernés. Le modèle comprend trois étapes :

- d'abord, les firmes décident du montant de leur investissement en R&D en égalisant le coût marginal de l'innovation au bénéfice marginal attendu ;
- ensuite, elles décident d'adopter ou non cette innovation, de l'imiter ou encore de ne rien faire ;
- enfin, elles minimisent leurs dépenses de réduction de pollution en égalisant leur coût marginal au prix de la pollution.

Les auteurs n'obtiennent aucun classement non équivoque des effets des différentes politiques sur l'innovation, mais identifient quatre effets exercés par les instruments de marché sur les décisions de la firme :

- l'effet coût de dépollution : la volonté des firmes à investir en R&D pour la mise au point d'une nouvelle technologie croît avec l'impact de l'innovation en terme de diminution des coûts de dépollution ;
- l'effet d'imitation : la volonté des firmes non innovatrices à investir en R&D pour une nouvelle technologie décroît avec la possibilité croissante de réduire les coûts de dépollution offerte par imitation de l'innovation ;
- l'effet paiement des émissions : l'innovation peut réduire dans certain cas le coût à payer pour la pollution émise (permis) ;

---

<sup>1</sup> Trois instruments sont considérés dans l'analyse de Fischer et al. : la taxe sur les émissions, les permis distribués gratuitement et les permis vendus aux enchères.

- l'effet prix d'adoption : la réduction du prix du permis découlant de l'innovation diminue l'incitation à innover des autres firmes puisqu'elle allège le coût de la pollution émise et donc le montant des royalties que les firmes non innovatrices sont prêtes à verser pour adopter cette nouvelle technologie, ce qui se répercute sur les anticipations de l'innovateur potentiel.

Les résultats de ces déterminants sur l'incitation à l'innovation impulsée par les différentes politiques étudiées sont présentés dans le tableau 1.

**Tableau 1 : Déterminants des incitations à l'innovation (Fischer et al., 1998)**

	taxe sur les émissions	permis distribués gratuitement	permis vendus aux enchères
effet coût de dépollution	+	+	+
effet d'imitation	-	-	-
effet paiement des émissions	0*	0	+
effet prix d'adoption	0*	-	-

\* les taxes sont ici considérées comme fixes : aucun ajustement n'est réalisé après l'innovation.

En conclusion de cette étude, les instruments de marché encouragent l'innovation via l'effet coût de dépollution, mais la freine via les effets d'imitation et prix d'adoption. L'établissement d'un classement définitif est donc ici impossible puisqu'il dépend de la force relative des ces quatre effets.

Une étude, méthodologiquement proche de celle-ci, menée par Ulph (Ulph, 1998) montre deux autres effets opposés inhérents à la régulation environnementale. D'un côté, elle accroît directement les coûts incitant les firmes à investir en R&D afin de développer de nouvelles méthodes ou technologies pour réduire les coûts de dépollution, mais de l'autre, elle induit indirectement une réduction de la production qui freine l'innovation.

*b. les effets des deux catégories d'instruments sur la diffusion de l'innovation*

En ce qui concerne l'étude de la diffusion, le cadre d'analyse théorique néoclassique dominant est le « *discrete technology choice model* » (Jaffe et al., 2000). Dans ce modèle, les firmes décident ou non d'adopter une innovation en considérant l'utilisation d'une technologie réduisant les coûts marginaux de réduction de la pollution. Elles disposent de

toute l'information concernant les coûts associés à cette décision. Les diverses études théoriques ayant utilisé ce modèle d'adoption (Zerbe, 1970 ; Dowing et White, 1986, Milliman et Prince, 1989 ; Jung et al., 1996) concluent à l'efficacité supérieure des instruments de marché sur ceux de régulation directe.

Cependant, les analyses théoriques comparant les instruments de marché entre eux n'ont pas permis de dégager un consensus solide. Les résultats obtenus en comparant les incitations à la diffusion au niveau de la firme, avec ou sans l'hypothèse de coûts de réduction identiques (Milliman et Prince, 1989 et 1992), comme au niveau du marché (Jung et al., 1996) présentent le classement suivant : les permis distribués aux enchères procurent l'incitation la plus grande, suivis des taxes et subventions, puis des permis distribués gratuitement. Toutefois, des analyses récentes viennent contester certains aspects du classement. Dans le cas des permis négociables, la diffusion de la technologie diminue le prix de marché des certificats. Kehoane (Kehoane, 1999) critique le raisonnement précédent qui indiquait qu'il en résultait une augmentation globale des bénéfices des adopteurs. Pour l'auteur en effet, si les firmes sont *price takers* sur le marché des permis, l'incitation à l'adoption exercée par les permis vendus aux enchères est en fait égale (et non supérieure) à celle exercée par les permis délivrés gratuitement. Les systèmes de taxes deviennent alors les instruments affichant les performances supérieures (Denicolo, 1999).

Comme dans le cas de l'innovation, l'obtention d'un classement théorique non ambigu, notamment entre les permis et les taxes, paraît difficile, du fait principalement de l'incertitude reposant sur la forme des courbes de dommage marginal. La règle de Weitzman (Weitzman, 1974) concernant la pente des courbes s'applique alors dans cette situation : « *if the marginal damage curve is relatively flat and there is uncertainty in marginal costs (from the regulator's perspective) due to potential innovation at the firm level, then a price instrument is more efficient* » (Jaffe et al., 2002). Le modèle de Weitzman sera étudié plus en détail dans la suite de notre recherche (cf. Chapitre 6).

### 1.2.2. Analyse empirique

Les apports des études empiriques au débat concernant les effets des instruments de politique environnementale sur le rythme et la direction du changement technique sont trop

peu nombreux pour éclairer les analyses théoriques présentées précédemment. Toutefois, certains résultats méritent d'être soulignés. De fait, même si les études concernant précisément les innovations technologiques en matière de réduction des émissions et autres technologies vertes sont rares, faute de données disponibles, celles, plus nombreuses, appliquées à l'efficacité énergétique ont cependant permis quelques avancées.

Une des rares études portant sur l'évaluation de l'incitation à innover créée par une politique de réduction des émissions est celle de Bellas (Bellas, 1998). Elle consiste en une analyse statistique des progrès effectués dans le domaine de la désulfuration (*scrubbing*) des centrales à charbon américaines suite aux normes de performances établies par les *Clean Air Acts* de 1970 et 1977. L'auteur conclut au faible impact des normes de performances sur l'innovation dans ce cas.

Une autre approche, appliquée au domaine de l'efficacité énergétique, considère l'innovation, sur un graphique dont les abscisses représentent les coûts de production et les ordonnées l'intensité énergétique, comme un déplacement de la courbe vers l'intérieur, traduisant une meilleure intensité à coûts inchangés ou une réduction des coûts à intensité énergétique égale. Elle reprend, et élargit au domaine de la régulation environnementale, l'hypothèse d'innovation induite, édictée pour la première fois par Hicks (Hicks, 1932), selon laquelle un changement dans les prix relatifs des facteurs de production est en lui-même une incitation à l'innovation, innovation particulière puisqu'elle vise à économiser le facteur qui est devenu relativement plus cher. Newell et al. (1999) ont utilisé cette méthode pour évaluer les effets sur la stimulation de l'innovation exercés par les changements dans les prix de l'énergie et par les normes d'efficacité énergétique. Leur évaluation mène à la conclusion qu'une proportion importante des progrès observés peut être considérée comme autonome (c'est-à-dire exogène au modèle et liée au temps), mais qu'une partie non négligeable des innovations résulte des changements de prix de l'énergie et des normes d'efficacité énergétique, sans pour autant répartir les effets entre ses deux déterminants.

Pour Popp, appréhendant l'innovation via le nombre de brevets déposés dans le domaine des technologies énergétiques et suivant la même méthodologie, la réponse globale en terme de consommation d'énergie à un changement de prix s'explique pour

approximativement un tiers par l'hypothèse d'innovation induite, les deux tiers restants étant associés à la substitution de facteurs (Popp, 2001).

Les études concernant les effets des politiques environnementales sur la diffusion de l'innovation sont un peu plus nombreuses et offrent cette fois des résultats pour les instruments réglementaires et pour ceux reposant sur les mécanismes de marché.

Les analyses menées par Jaffe et Stavins sur l'adoption des technologies solaires thermiques aux Etats-Unis dans le secteur des nouvelles constructions résidentielles offrent une comparaison des effets des taxes énergétiques avec ceux des subventions à l'adoption de nouvelles technologies (Jaffe et Stavins, 1995). Leurs résultats, corroborés par ceux d'une étude sur les investissements de maîtrise de la consommation d'énergie dans le résidentiel (Hasset et Metcalf, 1995), confèrent aux subventions une efficacité 3 à 8 fois supérieure à celle des taxes pour la stimulation de l'adoption. Les auteurs relativisent cependant ces résultats en soulignant qu'à l'inverse des taxes, les subventions concernant l'efficacité énergétique n'incitent pas à la réduction de la consommation et surtout requièrent un budget public important. La comparaison menée par Jaffe et Stavins s'élargit ensuite aux approches de régulation directe sous la forme des *state building codes*. Ils ne discernent cette fois aucun effet de ces normes sur la diffusion des innovations et rappellent que l'écueil le plus courant de l'approche « *command and control* » consiste en la fixation de norme en deçà des pratiques existantes.

L'un des plus grands succès de politique environnementale américaine a été obtenu dans les années 1980 par le programme de diminution progressive de la teneur en plomb des carburants. Dans ce cadre, un système de permis a été mis en place, permettant aux raffineries d'échanger ou de mettre en réserve leurs réductions excédentaires. L'étude des effets sur la diffusion des technologies réalisée sur toute la durée du programme (Kerr et Newell, 2000) a permis de mettre en évidence l'efficacité des permis dans l'incitation à adopter des technologies plus efficaces, grâce notamment à l'observation de divergences significatives dans les comportements d'adoption entre les firmes affichant des coûts élevés de mise en conformité (qui ont constitué la demande sur le marché des permis) et celles présentant des coûts plus faibles (qui ont constitué l'offre). Les auteurs concluent à l'efficacité supérieure de marchés de permis par rapport aux normes de performances utilisées auparavant.

L'étude empirique menée sur un autre système de permis, celui du « *sulfur dioxide allowance program* » initié par les amendements du *Clean Air Act* américain de 1990 confirme ces résultats. De fait, l'analyse économétrique (Kehoane, 2001) montre que la flexibilité offerte par le marché de permis a créé une forte incitation à l'adoption des technologies : les firmes ont été sensibilisées au choix à effectuer entre l'achat d'un charbon de meilleure qualité et la technologie de désulfuration du fait des différences de coûts en résultant.

Enfin, l'examen des effets des normes d'économie de carburant aux Etats-Unis (CAFE, *Corporate Average Fuel Economy*) sur l'évolution du parc automobile révèle quant à lui que l'effet de la norme a été significatif en termes d'incitation à l'innovation car, même si l'évolution du prix des carburants est reconnue comme le facteur le plus important, il aurait fallu une taxe élevée sur l'essence pour obtenir les mêmes résultats (Goldberg, 1998).

Bien que le nombre restreint de ces études ne permette pas de valider l'une ou l'autre des études théoriques présentées ci-dessus, elles confirment l'idée selon laquelle les instruments de marché présentent une incitation supérieure aux instruments de régulation directe concernant l'adoption et la diffusion des technologies efficaces dans la protection de l'environnement.

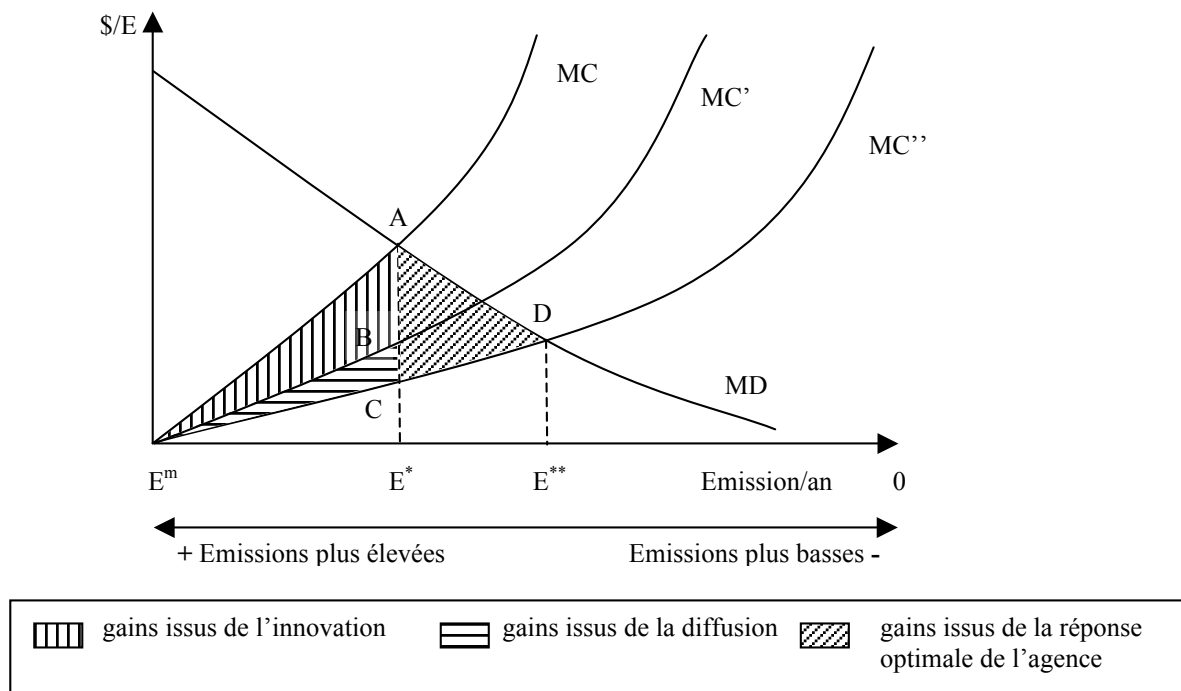
### *1.2.3. Analyse graphique : l'approche de Milliman et Prince*

Un progrès important dans l'analyse des effets des politiques environnementales sur le changement technique a été réalisé par Milliman et Prince, que ce soit au niveau de l'analyse entière du processus (prise en compte de la réponse du régulateur), ou de celui de la comparaison entre instruments : « *Theoretical comparisons among market-based instruments have produced some inconsistencies, but these disagreements seem to have been resolved. In a frequently cited article, Milliman and Prince (1989) examined firm level incentives for technology diffusion provided by five instruments* » (Jaffe et al., 2002).

a. présentation du modèle

Le modèle construit par les auteurs vise à établir un classement relatif des instruments de politique environnementale selon leur efficacité dynamique à inciter les firmes au changement technologique dans le domaine du contrôle de la pollution (Milliman et Prince, 1989). Le processus de changement technique y est abordé en trois étapes : l'innovation, la diffusion et la réponse optimale de l'agence (*optimal agency response*) qui consiste en l'ajustement de l'optimum de pollution par le régulateur, suite à la prise en compte de la diffusion de l'innovation. L'intérêt de ce découpage est qu'il permet d'étudier les gains sociaux correspondant à chacune de ces étapes (cf. Figure 1), ainsi que l'incitation perçue par la firme, représentée par l'augmentation de surplus attendue (cf. Figure 2).

**Figure 1 : Les gains sociaux associés au changement technique dans le contrôle de la pollution (Milliman et Prince, 1989)**



La variable de contrôle du régulateur est E, le montant total des émissions de l'industrie pour la période de temps. Elle est maximale en E<sup>m</sup> (hors régulation) et optimale à l'état initial en E\*. MD et MC sont les courbes de dommage et de coût marginaux associées à E. L'innovation induit un abaissement de la courbe de coût marginal de MC en MC', générant



les gains sociaux représentés par la surface  $E^mAB$  ; la diffusion celui de  $MC'$  à  $MC''$  avec les gains égaux à la surface  $E^mBC$  ; enfin, la réponse optimale de l'agence consiste à diminuer le niveau des émissions de  $E$  à  $E^{**}$ , produisant les gains à hauteur de l'aire  $CAD$  (cf. Figure 1).

Dans l'étape initiale du processus, le régulateur, possédant par hypothèse une information parfaite sur les technologies de réduction d'émission, mais faisant face à un certain délai dans la perception des innovations, fixe le niveau des émissions à son optimum  $E^*$  (intersection des courbes  $MC$  et  $MD$ , point  $A$ , cf. Figure 1). Selon les données du modèle, il dispose alors de 5 instruments pour amener les firmes à réaliser cet effort (cf. Figure 2) :

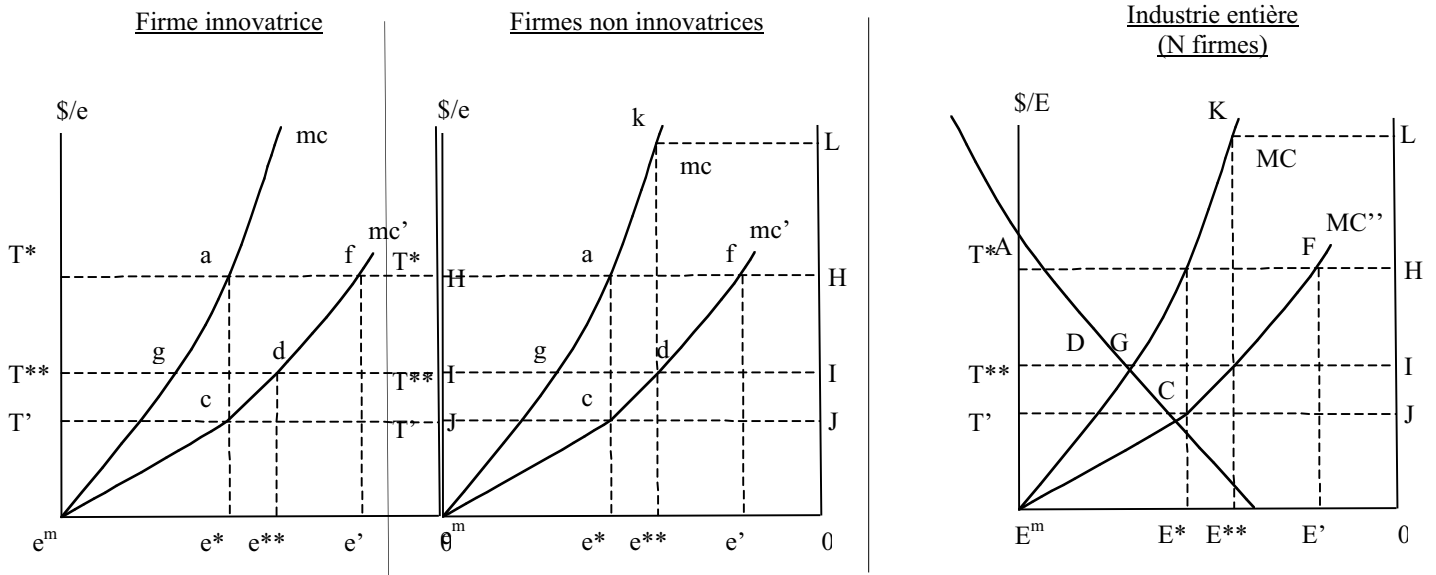
- fixation d'une norme d'émission au niveau  $e^*$  pour chaque firme (avec  $E^* = e^* \cdot N$ ),
- fixation d'une taxe unitaire sur les émissions de niveau  $T^*$ ,
- octroi d'une subvention unitaire sur les réductions d'émissions de niveau  $T^*$ ,
- distribution de  $e^*$  permis gratuitement à chaque firme et à intervalles réguliers,
- mise aux enchères d'une quantité de permis  $E^*$  à une fréquence réglée.

L'incitation d'une entreprise à se lancer dans l'une des étapes du processus dépend des changements induits dans ses coûts de réduction d'émission. Les auteurs les classent en trois catégories :

- les coûts directs de réduction : investissement en équipements, frais d'exploitation, etc...
- les pertes de transfert associées : paiement de la taxe, achat des permis, etc...
- les gains de transfert associés : subventions, royalties, etc...

L'hypothèse qui sous-tend ensuite l'analyse des incitations exercées par les différents instruments est l'existence d'une corrélation positive entre les coûts totaux économisés et la probabilité qu'une firme s'engage dans une étape du processus de changement technique. Elle sert également de critère principal pour le classement des instruments (changement anticipé dans le surplus du producteur). Suivant l'étape analysée, les auteurs se réfèrent au graphique concernant soit la firme innovatrice (innovation et diffusion), soit les  $N-1$  firmes non innovatrices (diffusion), soit encore l'industrie entière (réponse du régulateur) (cf. Figure 2).

**Figure 2 : Un modèle simple de contrôle de la pollution (Milliman et Prince, 1989)**



*b. l'incitation à l'innovation*

Avant l'innovation, les firmes supportent les coûts suivants (cf. Figure 2) :

- coûts directs :  $e^m a e^*$  quel que soit le régime. Cela correspond aux coûts de réduction des émissions nécessaires à l'atteinte de l'objectif fixé par le régulateur (réduction de  $e^m$  à  $e^*$ ).
- pertes de transfert :  $e^* a H_0$  pour l'achat des permis aux enchères ou le paiement de la taxe sur les émissions.
- gains de transfert :  $e^m T^* a e^*$  correspondant à la subvention obtenue pour la réduction.

Après l'innovation, la courbe de coût marginal passe de  $CM$  à  $CM'$  pour la firme innovatrice, amenant à un rééquilibrage des coûts et bénéfices de la firme en  $f$  et donc à un niveau d'émission  $e'$ , sauf dans le cas de la norme où le niveau des émissions reste inchangé en  $e^*$  (point d'équilibre en  $c$ ). Les changements dans les coûts totaux de réduction sont les suivants :

- coûts directs :  $e^m f e'$  pour tous les régimes et  $e^m c e^*$  dans le cas de la norme.

- pertes de transfert :  $e'fH0$  pour l'achat des permis aux enchères ou le paiement de la taxe sur les émissions.
- gains de transfert :  $e^mT*fe'$  correspondant à la subvention obtenue pour la réduction et  $e*afe'$  résultant de la vente de  $(e*-e')$  permis dans le cadre des permis distribués gratuitement.

Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous et procurent un premier classement des instruments selon leur efficacité à inciter les firmes à innover.

**Tableau 2 : Classement relatif des incitations à innover (Milliman et Prince, 1989)**

	Régime de régulation				
	contrôle direct	subvention	permis gratuits	permis enchères	taxe
<u>coûts pré innovation</u>					
-coûts directs	$e^mae^*$	$e^mae^*$	$e^mae^*$	$e^mae^*$	$e^mae^*$
-pertes de transfert	-	-	-	$e^*aH0$	$e^*aH0$
-gains de transfert	-	$e^mT*ae^*$	-	-	-
Total pré innovation	$e^mae^*$	$-e^mT*a$	$e^mae^*$	$e^maH0$	$e^maH0$
<u>coûts post innovation</u>					
-coûts directs	$e^mce^*$	$e^mfe'$	$e^mfe'$	$e^mfe'$	$e^mfe'$
-pertes de transfert	-	-	-	$e'fH0$	$e'fH0$
-gains de transfert	-	$e^mT*fe'$	$e*afe'$	-	-
Total post innovation	$e^mce^*$	$-e^mT*f$	$(e^mce^*-caf)$	$e^mfH0$	$e^mfH0$
Total	$-e^mac$	$-e^maf$	$-e^maf$	$-e^maf$	$-e^maf$
<b>Classement relatif</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

La firme est donc gagnante à innover dans tous les cas de figure (coûts négatifs, i.e. augmentation du surplus), mais l'incitation est moindre dans le cas de la norme. Ceci vient confirmer les analyses effectuées précédemment concernant la moindre efficacité des instruments de régulation directe en terme d'incitation à l'innovation.

### *c. l'incitation à la diffusion*

Les auteurs étudient l'incitation à la diffusion des innovations, d'abord du point de vue de l'innovateur, puis de celui des firmes non innovatrices, suivant le même mode d'analyse graphique. Nous ne présentons ici que les résultats obtenus.

#### ***Du point de vue de la firme innovatrice***

En l'absence de la réponse optimale de l'agence, apparaissant par hypothèse après l'étape de diffusion complète (délai dans l'obtention de l'information sur les découvertes pour

le régulateur), et sans méthode de capture de la rente des firmes imitatrices<sup>2</sup>, la diffusion ne génère aucun gain pour l'innovateur sous les régimes de norme, de subvention et de taxe. Dans le cas des permis alloués gratuitement par le régulateur, la baisse de la valeur du permis de  $T^*$  à  $T'$  lors de la diffusion complète affecte à la baisse le surplus de la firme innovatrice, seule vendeuse de permis. Par contre, avec les permis vendus régulièrement aux enchères, la diffusion génère des revenus additionnels à toutes les firmes (acheteuses de permis) puisque le prix du permis baisse (seul le régulateur est alors vendeur). Au final, le classement relatif des instruments en terme d'incitation à la diffusion pour la firme innovatrice place donc au premier rang les permis vendus aux enchères, suivis des normes, subventions et taxes qui n'apportent aucun gain et enfin des permis alloués gratuitement qui eux sont porteurs de perte de surplus.

### ***Du point de vue des firmes non innovatrices***

L'étape de diffusion complète élimine le différentiel de coût créé par l'innovation entre l'innovateur et les firmes non innovatrices. Les gains issus de l'adoption pour ces firmes résultent donc de la différence de coûts induits par le déplacement de la courbe de  $mc$  en  $mc'$  (cf. Figure 2). Le classement relatif issu de la comparaison graphique des aires promeut encore une fois les permis vendus aux enchères, suivis des taxes et subventions et place au dernier rang les normes et permis alloués gratuitement.

A l'issue de l'analyse des effets incitatifs à l'adoption des innovations, les permis vendus régulièrement aux enchères apparaissent donc les plus efficaces, que ce soit du point de vue de l'innovateur ou de celui des firmes imitatrices.

#### *d. attentes et conséquences de la réponse du régulateur*

L'hypothèse d'entreprises identiques (mêmes coûts marginaux), prévalant au départ du processus de changement technique, se retrouve ici puisque comme nous l'avons vu précédemment, la diffusion élimine le différentiel de coût créé par l'innovation. Les auteurs en déduisent que les firmes agissent collectivement dans l'arène politique pour influencer à

---

<sup>2</sup> Les brevets sont introduits plus tard dans l'analyse mais leur prise en compte aboutit aux mêmes classements relatifs (cf. Milliman et Prince, 1989, p255 et appendices).

leur avantage la réponse optimale du régulateur au changement d'optimum de pollution (de  $E^*$  à  $E^{**}$ , cf. Figure 1). C'est donc du point de vue de l'industrie entière que cette étape est analysée.

A part pour le régime de taxation des émissions, la réponse optimale de l'agence impose des pertes à l'industrie sous tous les régimes d'incitation étudiés ici :

- dans le cas de la norme et des permis alloués gratuitement, l'imposition de la limite réglementaire d'émission en  $E^{**}$  accroît les coûts directs de réduction de  $E^*CDE^{**}$  (cf. Figure 1).
- la baisse de la subvention accordée (de  $T^*$  à  $T^{**}$ ) réduit les bénéfices nets des firmes (de  $T^{**}T^*FD$ ).
- la diminution du nombre de permis mis aux enchères par le régulateur (de  $E^*$  à  $E^{**}$ ) influe à la hausse sur le prix du permis (de  $T'$  à  $T^{**}$ ), ce qui se répercute en une augmentation des coûts de réduction.

Les firmes sont donc opposées à la réponse du régulateur sous ces quatre régimes.

A l'inverse, dans le cas de la taxe, la réponse optimale de l'agence consiste à abaisser le niveau de celle-ci, ce qui réduit les coûts de réduction supportés par les firmes. Par conséquent, seule la taxe présente ici un effet incitatif, tous les autres instruments induisant une opposition de l'industrie entière à la réduction de la limite d'émissions.

**Tableau 3 : Récapitulatif des classements relatifs obtenus**

	Régime de régulation				
	contrôle direct	subvention	permis gratuits	permis enchères	taxe
innovation	5	1	1	1	1
diffusion					
- innovateur	2	2	5	1	2
- non innovateur	4	2	4	1	2
-innovateur (B)	4	2	5	1	2
-non innovateur (B)	4	2	4	1	2
réponse optimale de l'agence	2-5	2-5	2-5	2-5	1

(B) = avec prise en compte des brevets dans l'analyse.

Plusieurs remarques, soulevées par les auteurs de l'analyse, doivent être prises en compte. Tout d'abord, le fait que l'innovateur déclenche à lui seul le processus entier de changement technique amène à considérer son étude préalable des gains retirés de son

innovation à l'issue de toutes les étapes. Il en résulte que seuls les taxes et les permis vendus aux enchères génèrent des réductions de coûts (ie. une augmentation de surplus) pour la firme innovatrice, plaçant indéniablement les deux instruments en tête du classement.

Ensuite, la simplicité du cadre d'analyse nécessite de souligner les effets de certaines des hypothèses posées. La fixation du nombre d'entreprises à  $N$ , sans évolution dans le temps, ne permet pas de prendre en compte les phénomènes d'entrées et de sorties de l'industrie étudiée. De plus, les coûts de réduction sont supposés identiques pour toutes les firmes, ce qui biaise certainement les analyses menées concernant la réponse optimale du régulateur. Un autre sujet à explorer porte sur le déroulement des trois étapes. La réponse du régulateur peut également intervenir entre l'innovation et la diffusion afin d'influer sur cette dernière. Surtout, l'introduction d'un taux d'actualisation est indispensable pour rendre compte de la durée du processus de changement technique dans le calcul des gains obtenus. Les auteurs soulignent finalement que les résultats présentés en terme de gains de surplus des firmes sont certainement surestimés puisque dans la majorité des cas, la baisse des coûts de réduction entraîne une baisse des prix non considérée ici.

Le résultat principal de cet article concerne la supériorité des taxes et permis vendus aux enchères pour la promotion du changement technique (cf. Tableau 3). De fait, du point de vue de l'efficacité dynamique, les taxes présentent l'avantage considérable d'inciter les firmes à ce que le régulateur ajuste sa politique sur le nouvel optimum de pollution obtenu après diffusion complète de l'innovation, ce qui accélère indéniablement l'obtention de gains sociaux. Cependant, la conception de cette politique requiert que les pouvoirs publics disposent de l'information nécessaire à l'ajustement optimal du niveau de la taxe et qu'ils puissent convaincre les groupes environnementaux que la baisse de la taxe est conforme à l'objectif de réduction des émissions. Dans le cas des permis vendus aux enchères, leur efficacité dynamique est également démontrée ici puisqu'ils apportent un gain à l'innovateur plus rapidement que les autres instruments (dès la diffusion) et ne dépendent pas de la réponse du régulateur (l'ajustement se fait automatiquement). Le défaut principal de ces deux instruments, à l'inverse des contrôles directs qui n'influent que sur les coûts internes et sont aujourd'hui bien connus des entreprises, réside toutefois dans le paiement qu'ils requièrent de la part des entreprises qui les incite à entreprendre de véritables opérations d'opposition.

Ainsi, même si l'analyse présentée ici permet d'obtenir un classement plus complet des effets incitatifs des différents instruments concernant le changement technique, les résultats demandent encore des approfondissements avant de pouvoir être totalement entérinés.

## **II. La contrainte environnementale dans les théories évolutionnistes du changement technique**

Le traitement des choix technologiques des firmes et des processus de diffusion des technologies dans la théorie économique traditionnelle, apparaît pour beaucoup comme insatisfaisant, ce qui a suscité l'intérêt pour l'analyse du changement technique dans la théorie évolutionniste (Nelson, Winter, 1982 ; Dosi et al., 1988). L'une des spécificités essentielles de la théorie évolutionniste est liée aux fondements du comportement des agents économiques qui ne résulte pas d'un processus d'optimisation, mais de procédures d'adaptation imparfaite et de découvertes aléatoires dans un environnement économique donné (Moreau, 1997). Depuis le milieu des années 80, l'environnement naturel apparaît comme un des éléments de sélection aux cotés d'un environnement institutionnel construit, c'est-à-dire dépendant des décisions passées et dont le marché fait partie parmi d'autres formes institutionnelles (Freeman, 1992).

Dans cette seconde section, nous exposons les concepts de l'économie du changement technique dans le cadre évolutionniste, afin de situer la façon dont les politiques technologiques sont à concevoir et comment les effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique sont analysés.

### **II.1. Le cadre analytique des théories évolutionnistes**

Considérées par les auteurs évolutionnistes comme fondatrices de leur pensée, les analyses de Schumpeter (1934) appréhendent le processus de développement technologique en trois phases principales : l'invention, qui consiste en la production d'idées ou de connaissances nouvelles et en la première démonstration de la faisabilité de la nouvelle solution proposée ; l'innovation, qui est effectivement commercialisée (produit) ou mise en œuvre (procédé) ; et la diffusion, c'est-à-dire l'adoption de l'innovation à grande échelle ou par une large population d'agents, phase finale et déterminante du processus de changement technique et test révélant si l'innovation peut créer une niche ou supplanter les méthodes ou produits existants. Dans ces analyses, les entrepreneurs sont motivés par le pouvoir de marché temporaire créé par une innovation réussie de produit ou de procédé et introduisent par conséquent régulièrement de telles innovations. Les innovateurs tirent profit de leur action jusqu'à ce que de nouveaux innovateurs acquièrent à leur tour leur pouvoir de marché dans un



processus continu nommé par l'auteur « *creatrice destruction* ». L'objet de la théorie économique de l'innovation est d'insérer ces différents concepts dans le cadre général de l'économie et de déterminer les mécanismes économiques qui les sous tendent, tout en identifiant les relations qu'ils entretiennent avec les grandeurs économiques.

Les théories évolutionnistes rendent explicites la technologie et les institutions pour étudier le changement technologique et la croissance. Dans ces modèles, le changement est largement endogène au système au sens où il est sensible à des stimulants économiques. La volonté de auteurs consiste à ne pas exclure la dynamique de création technique et d'innovation du champ de l'économie, ou de la maintenir dans une « boîte noire » pour n'étudier uniquement que ce qui y entre ou en sort. Les travaux de Nelson et Winter (1982) constituent l'une des principales sources d'inspiration de ces modèles. Bien que cette catégorie renferme de nombreux modèles et théories distincts, les six caractéristiques suivantes figurent parmi celles qui les fédèrent.

*a. la non maximisation*

Les théories évolutionnistes abandonnent en général l'hypothèse néoclassique de maximisation. Elles considèrent que l'incertitude est inhérente au processus du changement technologique endogène ; toute activité innovatrice renfermant un élément d'incertitude radicale. En conséquence, des investissements importants sont parfois réalisés sans résultat positif, tandis que des dépenses modestes engendrent dans d'autres cas de très bons résultats. De plus, la recherche de progrès technologique mène souvent à des débouchés imprévus.

La présence de cette incertitude signifie que les agents sont souvent incapables d'assigner des probabilités à différents états futurs pour réaliser une analyse de risque telle que présentée précédemment. De ce point de vue, les évolutionnistes se situent en rationalité limitée des acteurs économiques. Leur comportement évolue dans le temps via un processus d'apprentissage. L'apprentissage est cumulatif, dans le sens où les expériences répétées enrichissent le savoir faire des agents (Montaigne, 1997). Cette connaissance issue de l'apprentissage s'incorpore ensuite dans des « routines » statiques, en reproduisant les pratiques antérieures (idée de conservation), ou dynamiques si elles sont orientées vers de nouveaux apprentissages. La conséquence de l'incertitude radicale est que deux personnes,

ayant les mêmes goûts et possédant le même ensemble limité d'informations pertinentes, peuvent aboutir à des choix différents alors qu'elles étaient placées devant le même choix.

*b. l'absence d'un équilibre unique*

L'hypothèse selon laquelle les entreprises à la recherche de percées technologiques nouvelles avancent à tâtons dans un contexte d'incertitude entraîne l'absence d'un équilibre unique qui maximise le bien-être. Certaines formulations du comportement qui en découlent engendrent des équilibres ponctués : les périodes de stabilité sont entrecoupées de changements soudains dont on peut prédire ni la nature, ni le moment. D'autres n'engendrent aucun équilibre, mais seulement un changement perpétuel. Ici, la théorie de l'équilibre ne peut être appliquée. Comme le souligne Arthur (Arthur, 1989), la perspective classique selon laquelle l'équilibre atteint est le « meilleur » résultat possible, c'est-à-dire correspondant à une allocation optimale des ressources, est considéré par les évolutionnistes comme une perspective irréaliste puisqu'elle repose sur l'hypothèse des rendements décroissants. A l'inverse, l'auteur avance que dans de nombreux secteurs économiques, l'existence de rétroactions positives est source de rendements croissants. Ceux-ci apparaissent notamment par le biais de l'expérience acquise dans la fabrication d'un produit ou encore par le passage de sa fabrication en grande série qui induisent l'augmentation des rendements. Or, les théories décrivant les marchés à rendements croissants ne peuvent être statiques et déterministes ; le recours à une théorie probabiliste et non linéaire est nécessaire et mène à l'identification de plusieurs ensembles de points fixes contredisant l'existence d'un équilibre unique.

*c. la technologie rendue explicite*

Contrairement à la « boîte noire » technologique de la théorie néoclassique, les théories évolutionnistes tiennent explicitement compte de la structure détaillée de la technologie. Le patrimoine technologique n'est pas représenté ici par un simple catalogue des techniques, mais par ce que Nelson et Winter (Nelson et Winter, 1982) appellent la « base de connaissance » (*knowledge base*). A un instant donné, il est constitué d'une part de l'ensemble des technologies couramment utilisées et d'autre part de l'ensemble des options (ou opportunités) technologiques. Ce réservoir d'options évolue dans le temps : il est alimenté par la création de nouveaux savoirs techniques qui viennent remplacer les technologies

abandonnées (Willinger et Zuscovitch, 1993). La technologie est définie comme « *un bien capital distinct et autonome sur le plan matériel qui peut être utilisé pour produire un bien utile* » (Lipsey et al., 1998). Elle comporte des liens complexes tant à l'intérieur que vers l'extérieur, selon un modèle fractal :

- chaque technologie possède des éléments différenciés ayant des relations spécifiques entre eux : c'est ce que l'on appelle la « composition » de la technologie. Chacune de ses sous-technologies (comme la carte mère pour un ordinateur) peut elle-même être constituée de sous-sous technologies, ... etc. La nature fractale de la composition d'un ordinateur se retrouve pratiquement dans tous les biens de capital, mais aussi dans les biens de consommations durables (voitures, réfrigérateurs...).
- en regardant vers l'extérieur cette fois, les technologies sont habituellement regroupées en « systèmes technologiques ». Ce sont des ensembles de deux ou plusieurs technologies qui « coopèrent » pour produire une gamme de biens ou de services connexes. De plus, ces structures se chevauchent au sens où un sous-ensemble de technologies servant à produire le bien A est utilisé, conjointement à d'autres, pour produire le bien B, et ainsi de suite.

Ainsi, la technologie générale d'une économie est un ensemble de technologies intégrées qui s'emboîtent les unes dans les autres. On retrouve un réseau fractal de sous-technologies derrière chaque technologie. Il existe de plus des liens réciproques entre les biens en capital d'une industrie, mais aussi entre les industries que celles-ci soient apparentées au niveau de leur production ou non.

#### *d. le changement technique rendu explicite*

Dans toutes les théories micro-économiques néoclassiques, et notamment les théories d'équilibre général de type Arrow-Debreu, les préférences et la technologie sont des variables exogènes données ou issues d'une fonction stochastique de production des connaissances. Le changement technique y est donc un événement non expliqué ou difficilement intégrable au modèle (changement technique induit). A l'inverse, suivant l'intuition de Schumpeter selon laquelle le capitalisme « *is an economic system characterised above all by evolutionary turmoil associated with technical and organisational innovation* » (Freeman, 1994), les évolutionnistes s'interrogent sur la façon dont se forme et se transforme le système. Les

théories évolutionnistes montrent ainsi que le changement technique est une réaction endogène répondant à des signaux économiques. Dans ce contexte, l'innovation est appréhendée comme un processus d'essai – erreur (ou de tâtonnement), influencé par le contexte institutionnel (l'environnement de sélection) et dont les résultats sont incertains.

### ***Les modèles stochastiques à rétroactions positives : Arthur, David et Foray***

Dans ces modèles, la diffusion des technologies constitue un processus dynamique, initié par un événement aléatoire, qui détermine l'amélioration continue des technologies via des mécanismes de rétroactions positives. Dans le cadre de la compétition entre technologies, le choix d'adoption d'une option technologique se réalise dans un cadre d'interdépendance où des mécanismes de rétroactions positives augmentent la probabilité de choix d'une option. En d'autres termes, contrairement à la réponse de la théorie standard, ce n'est pas parce qu'une option est technologiquement supérieure qu'elle se diffuse plus rapidement et occupe la plus grande partie du marché (cf l'exemple des réacteurs nucléaires in Cowan, 1988) : « on ne choisit pas une technologie parce qu'elle est la plus efficace, mais c'est parce qu'on la choisit qu'elle devient la plus efficace » (Foray, 1989). Cela résulte d'un cumul des effets d'apprentissage sur une première option de telle façon que l'option rivale est définitivement évincée de la compétition (situation dite de verrouillage ou de *lock-in*).

Les processus dynamiques de création-diffusion sont ici producteurs d'irréversibilités au niveau de la conduite collective du processus (Le Dortz, 1995). Celles-ci proviennent de diverses origines :

- le rôle primordial des fluctuations initiales : les petits événements exogènes qui se produisent dans la phase d'émergence de la compétition peuvent déclencher un processus déterministe via un phénomène de résonance avec les structures d'interdépendance. L'issue du processus est donc imprévisible *ex ante* en raison du caractère aléatoire de ces événements.
- le verrouillage (*lock-in*): chacune des technologies en concurrence possède une probabilité positive de remporter la compétition de sorte que le marché peut être remporté par une technologie dite « inférieure » et que des verrouillages peuvent être imposés à d'autres pourtant considérées *ex post* comme « supérieures » (Foray, 1989).

- le risque de sélection non pertinente : il résulte du fait que la sélection est en partie endogène au processus de diffusion et aléatoire en fonction des événements historiques survenant en début de processus (cf. infra).
- la dépendance du sentier : l'attractivité d'une technique et donc son évolution future dépendent de son passé, c'est-à-dire de la distribution des choix antérieurs.

Les mécanismes d'auto-renforcement (Arthur, 1989), ou rendements croissants d'adoption (RCA), sous-tendent la dépendance du chemin. Ils ont de multiples origines :

- l'apprentissage par l'usage (*learning by using*) : plus une technique est utilisée, plus ses performances sont élevées. L'usage permet d'explorer le potentiel d'une nouvelle technique et conduit à modifier les résultats de son évaluation, puis les critères mêmes de celle-ci ;
- les externalités de réseau : plus une technique est adoptée, plus son utilité croît pour chaque usager. D'abord, l'augmentation du nombre d'utilisateurs élève l'utilité de la technique et ensuite, les caractéristiques mêmes de l'offre sont améliorées ;
- les économies d'échelle de production et l'apprentissage par la pratique productive (*learning by doing*) : plus une technique se diffuse, plus la maîtrise des processus de fabrication est grande, ce qui accroît alors la qualité et la fiabilité de l'innovation ;
- le rendement croissant d'information (*learning about payoffs*): au fur et à mesure qu'une technologie se diffuse, l'incertitude relative à son rendement diminue grâce aux nouvelles informations délivrées par les utilisateurs. Cela diminue l'aversion au risque associée à toute nouveauté ;
- les interrelations technologiques : tout changement dans un élément de la structure technologique présentée plus haut engendre des stimulants qui induisent à leur tour d'autres changements au niveau de la technologie dans l'ensemble du système. La diffusion d'une technique entraîne celle d'autres techniques affluentes et contribue à la formation d'un environnement technique favorable.

Dans cette approche, le processus de création technologique est indissociable de la dynamique de diffusion-adoption. Le processus de création technologique n'est donc pas analysé en lui-même, mais inséré dans des structures d'interdépendances. Rien n'est dit sur les facteurs qui fondent l'engagement des agents dans des projets de recherche et d'innovation, les opportunités et les incitations (David et Foray, 1994).

e. *la concurrence vue comme un processus*

La perception évolutionniste de la concurrence peut être qualifiée d'inspiration autrichienne dans la mesure où elle conçoit les comportements rivaux en termes de processus et non comme une situation d'équilibre final. De plus, elle ne restreint pas sa modélisation à la partie de l'économie dans laquelle les demandeurs et les fournisseurs n'ont aucune influence sur les prix. Le comportement axé sur la rivalité en tant que processus concurrentiel s'étend de fait à l'oligopole et à d'autres situations où les entreprises possèdent un pouvoir de marché important, mais sont aussi en concurrence directe, et souvent intense, avec d'autres entreprises. La théorie évolutionniste retient de plus des facteurs moins classiques de concurrence : nature des marchés des produits et du capital, effets des politiques publiques ou encore discontinuités technologiques. L'entreprise évolutionniste est caractérisée par sa « *compétence foncière : ensemble de compétences technologiques différenciées, d'actifs complémentaires et de routines qui constituent la base des capacités concurrentielles d'une entreprise dans une activité particulière* » (Coriat et Weinstein, 1995).

f. *le mode de sélection des techniques*

La sélection se caractérise par des processus d'interactions la rendant dynamique. L'unité fondamentale de sélection est constituée des technologies, des politiques, des modes de comportement, etc., qui peuvent par conséquent être modifiés et améliorés de génération en génération. Ces « gènes », qui au niveau de l'individu, de l'entreprise ou de l'organisation prennent la forme des routines organisationnelles et des compétences, vont influencer les représentations et les règles. A leur tour, les contraintes rencontrées vont amener les acteurs à s'adapter à la situation nouvelle, ce qui va également être source de variation. L'hypothèse centrale est que « *les agents suivent différentes formes de comportements guidés par des règles spécifiques du contexte et, dans une certaine mesure, indépendants des événements. De plus, les agents ont toujours la capacité d'expérimenter et de découvrir de nouvelles règles et ils continuent ainsi à introduire des nouveautés comportementales dans le système* » (Dosi et Nelson, 1994). La théorie évolutionniste prend donc en compte l'incertitude ainsi que les résultats défavorables obtenus. Une grande attention est portée à la façon dont les valeurs sociales et les institutions évoluent et affectent les choix possibles. Elle permet ainsi une

analyse des comportements dans un contexte d'innovation où les « bonnes » réponses s'apprennent au fur et à mesure.

## **II.2. L'approche du changement technique sous l'effet de la politique environnementale**

Le traitement des choix technologiques des firmes et des processus de diffusion des technologies dans la théorie économique traditionnelle est insuffisant pour les économistes évolutionnistes. En matière d'innovation, le comportement des agents économiques ne résulte pas d'un processus de maximisation, mais de procédures d'adaptation imparfaites et de découvertes aléatoires dans un environnement donné. C'est dans ce cadre d'analyse que s'intègre l'environnement naturel comme un des éléments de sélection aux côtés d'un environnement institutionnel construit dépendant des décisions passées (Freeman, 1992). Cette position conditionne le mode normatif d'appréhension des politiques publiques, et plus particulièrement environnementales.

### *II.2.1. Les difficultés de l'intervention publique dans les choix technologiques*

Face à un processus de compétition technologique, où l'efficacité des technologies en compétition est imparfaitement connue, du fait de l'incertitude et d'une information coûteuse ou indisponible pour le moment, toute politique publique intervenant dans les choix technologiques rencontre plusieurs difficultés (David et Foray, 1994) :

- le risque de la « fenêtre étroite » : période courte durant laquelle l'intervention peut se faire sans engendrer d' « orphelins » (entreprises ayant basé leur développement sur la technologie finalement abandonnée) ;
- le risque du « géant aveugle » : la meilleure période d'intervention se situe en début de processus, au moment où l'information est la plus imparfaite ;
- le risque de « l'orphelin enragé » : les adopteurs précoces d'une technologie finalement non retenue sont pénalisés.

L'existence de rendements croissants d'adoption élevés réduit la fenêtre d'intervention de la puissance publique et accroît les coûts de la maintenir ouverte. Par contre, en accélérant le processus de standardisation technologique, elle réduit le nombre d'orphelins créés. A

l'inverse, si l'incertitude augmente, le décideur public doit intensifier son effort en matière de connaissance des phénomènes afin de découvrir la technologie intrinsèquement supérieure. Il appartient donc à la puissance publique de déterminer le meilleur moment pour passer de la phase d'exploration (apprentissage des mérites respectifs des diverses options) à celle d'exploitation (amélioration des performances économiques de la « meilleure » option) (David et Foray, 1994). Dans ce schéma, en ramenant la préoccupation publique de protection environnementale, la prise en compte de l'incertitude concernant l'impact environnemental futur des technologies en compétition doit conduire les décideurs publics à adopter une politique de maintien de la diversité technologique. Cependant, une telle politique tend à diminuer les performances économiques en réduisant les opportunités d'économies d'échelle, d'externalités de réseau et de réduction des coûts lié à l'apprentissage d'une des technologies. Cette politique entre alors en contradiction avec la nécessité, exprimée par la société, d'une réponse rapide et lisible (Moreau, 1997). C'est à la lumière de ces paradoxes que les économistes évolutionnistes étudient donc l'impact des politiques environnementales sur le changement technique.

### II.2.2. Adéquation de la dynamique de changement et de la politique publique

Les économistes évolutionnistes offrent une vision alternative à la politique gouvernementale environnementale en se basant sur les idées issues des études technologiques dynamiques. Cette vision alternative, baptisée « *modulation approach* », part de la conception selon laquelle les points d'entrée des interventions des pouvoirs publics sont les aptitudes, intérêts, interdépendances et interactions des acteurs concernant un problème environnemental et non le problème environnemental lui-même ou la façon dont il peut être résolu via l'utilisation des instruments de politique. Ainsi, si les instruments n'offrent pas de bons résultats en terme d'efficacité, c'est parce qu'ils ne correspondent pas au contexte économique et social dans lequel ils sont appliqués. L'incertitude sur les déterminants et les effets des pollutions entraîne certaines catégories d'acteurs à contester le problème environnemental soulevé et/ou les solutions proposées, du fait principalement de l'existence de divergences de conceptions du monde et de valeurs. Il en résulte des luttes incessantes dans un cadre sociotechnique en perpétuelle évolution.



Ces luttes ne sont pas considérées par les évolutionnistes comme un aspect périphérique au problème. Au contraire, ils exercent une influence significative sur le choix et la mise en place pratique des instruments (Hahn, 1989). D'après Majone (Majone, 1976), la performance des instruments politiques dépend plus du cadre institutionnel dans lequel ils sont utilisés que de leurs caractéristiques techniques : « *the actual outcomes of environmental policies are affected more by the institutional arrangements emerging from the political process than by the technical characteristics of the instruments employed (...). The significant choice is not among abstractly considered policy instruments, but among institutionally determined ways of operating them* ».

Les économistes néoclassiques appréhendent l'influence des acteurs sur le mode de fonctionnement des instruments comme un obstacle à l'atteinte de l'objectif de bien-être recherché. A l'inverse, les économistes évolutionnistes préconisent de les prendre en compte comme des éléments incontournables, inhérents au problème, et sur lesquels il convient d'agir également. « *Within a modulation view, the task for government is to modulate the dynamics of socio-technical change into desirable directions, to ensure that the outcome of interactions – between firms and other actors in market and policy arenas – lead to desirable outcomes from a societal point of view* » (Rip et Schot, 1999).

Les économistes évolutionnistes considèrent deux types de politique d'intervention : celles qui tiennent explicitement compte des processus d'apprentissage et d'innovation et celles qui ne le font pas. Les taxes, permis, subventions et autres accords volontaires tombent dans la seconde catégorie puisqu'ils ne s'intéressent qu'indirectement aux phénomènes d'apprentissage et de changement technique. Ils ont tout de même un rôle important à jouer dans la mise en œuvre des politiques environnementales afin de modifier les conditions légales et économiques à partir desquelles les agents prennent leurs décisions. Or, s'ils peuvent promouvoir une amélioration environnementale (*environmental upgrading*) à l'échelle d'un secteur, ce qu'Elzen (Elzen et al., 1996) appelle l'optimisation du système, ils ne sont pas en mesure d'engendrer une transformation du système et des trajectoires de développement existants, qui est pourtant nécessaire à l'atteinte des objectifs de soutenabilité. Les possibilités d'intervention des pouvoirs publics pour créer ce renouvellement complet du système tiennent dans la création d'espaces d'apprentissage des nouvelles technologies, dans

la fixation d'objectifs de long terme ou encore dans l'orientation des investissements privés et publics dans de nouvelles voies.

L'approche alternative qu'il propose requiert donc la mise en œuvre de politiques plus adaptatives et ouvertes aux nouvelles opportunités, ainsi que des décideurs politiques appréhendant les problèmes environnementaux de manière plus globale et participative. La mise en œuvre de politiques visant à promouvoir l'efficacité dynamique et le changement technique, en opposition à la recherche d'objectifs environnementaux de court terme, est donc loin d'être une tâche aisée. Les interrelations existant entre l'innovation et la régulation rendent la gouvernance du changement technique ardue : « *it is difficult to design instruments that to do the job and to do it well – in the sense that society as a whole is better off* » (Kemp, 1997).

L'idée générale d'influer sur le changement technique pour préserver l'environnement constitue un autre pilier de cette approche modulée. Les politiques environnementales doivent aller au-delà de la recherche de changement de coûts et de la structure de la demande pour s'intéresser à la stimulation des échanges entre l'industrie et le gouvernement. En d'autres termes, les décideurs politiques adoptent un comportement plus ouvert sur les possibilités de l'avenir et moins réactif *ex post*. Parmi les solutions préconisées, la définition et la mise en œuvre collectives de solutions (*game management*) consistent à rechercher des solutions environnementales et à sélectionner la meilleure, par un changement des règles du jeu : augmentation du nombre de participants, allongement de la durée du jeu en cas de résultat insatisfaisant, création de marchés protégés, etc... Selon les situations, les pouvoirs publics agiront alors en « matchmaker » pour rassembler les acteurs sur un problème précis ou en médiateur pour organiser les discussions entre groupes opposés.

Cette approche alternative ne condamne pas pour autant l'utilisation des instruments « traditionnels » de politique environnementale. Ces derniers sont toujours requis pour modifier les conditions du comportement économique et du changement technique. L'approche présentée ici « *helps to identify useful points for intervention and exercise some leverage and helps to fine-tune policy instruments to the techno-economic and institutional contexts in which they are applied* » (Kemp, 2000) (cf. infra).

En conclusion de cette section, il convient de souligner l'importance accordée par les auteurs à la considération du cadre institutionnel et des interactions entre acteurs. Ainsi, l'analyse de l'efficacité dynamique d'un instrument nécessite non seulement une réflexion théorique sur son mode de fonctionnement, mais également la prise en compte du poids des contraintes institutionnelles, politiques et sociales :

*« The potential long-run consequences of today's policy choices create a high priority for broadening and deepening our understanding of the effects of environmental policy on innovation and diffusion of new technology. Unfortunately, these issues cannot be resolved at a purely theoretical level, or on the basis of aggregate empirical analyses. For both benefit-cost and cost-effectiveness analysis, we need to know the magnitudes of these effects, and these magnitudes are likely to differ across markets, technologies, and institutional settings »* (Jaffe et al., 2000).

### III. Comparaison des effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique : quelques faits stylisés

Les économistes soutiennent généralement l'utilisation des instruments économiques qui permettent de stimuler le changement technique et l'innovation : « *continuous incentives for allocating efforts and financial investments in innovative activities* » (Jaffe et Stavins, 1995); cependant, les preuves empiriques de l'efficacité dynamique des approches économiques restent peu nombreuses.

Les travaux menés par Ashford et Heaton (Ashford et al., 1979) aux Etats-Unis, comme les études allemandes (Hartje, 1985 ; Hemmelskamp, 1997 ; Klemmer, 1999), par exemple, traitent de l'innovation technique sans tenir compte de l'innovation organisationnelle. Plusieurs tentatives d'étudier l'incitation des firmes à l'innovation dans le cadre du changement climatique sous différents régimes d'instruments ont également été entreprises, mais leur portée pratique est jugée limitée du fait que la réponse technologique ne dépend pas simplement de la pression de la régulation. On peut voir en effet que la non prise en compte des interrelations dynamiques existant entre innovation et régulation explique les limites rencontrées par certaines politiques.

Dans cette section, nous établissons une synthèse des enseignements issus de l'examen des conceptions néoclassique et évolutionniste via la comparaison des effets des politiques environnementales sur le changement technique sur la base de faits stylisés. Pour cela, en nous situant à la convergence ponctuelle des deux courants, nous nous référons à la fois aux éléments d'efficacité dynamique introduits par la théorie néoclassique, et à l'analyse de la dynamique technologique que l'inspiration institutionnaliste de l'économie du changement technique et de l'innovation permet d'intégrer.

#### *a. les subventions*

Les subventions à l'investissement en technologies propres affichent des résultats limités en terme d'impact sur les décisions des acteurs. Au Pays-Bas, où cet instrument a largement été utilisé, les études concernant le « *Wet Investeringsregeling* » (WIR) montrent

ainsi que les subventions à l'investissement (15% des coûts totaux d'investissement) n'ont incité que 8% des firmes à entreprendre des investissements en technologies propres : « ... *the subsidies provided applicants with a windfall gain. It is unclear to what extent they encouraged technological innovation, but given that the subsidies hardly influenced adopter decisions, the innovation effects are likely to be small* » (Kemp, 2000). D'autres facteurs d'incitation jouent un rôle plus important que la subvention dans le processus de décision de l'agent. Les firmes innovatrices développent des technologies propres, non pas parce qu'elles peuvent bénéficier d'une subvention, mais parce qu'elles anticipent un marché pour cette nouvelle technologie.

L'incertitude concernant la demande de technologies propres peut cependant requérir l'utilisation de prêts ou subventions à la R&D. Dans ce cas, l'agence responsable de leur mise en œuvre possède la responsabilité de ne pas stimuler des technologies de second rang. L'utilisation des subventions doit de plus être réservée aux technologies environnementales pour lesquels un marché n'existe pas encore (notamment pour les technologies à développement lent comme les énergies renouvelables ou encore celles comportant des problèmes d'appropriation des bénéfices). Enfin, le risque est grand qu'elles procurent une faible incitation effective compte tenu de la présence d'effets d'aubaine.

*b. taxes et permis négociables*

Les effets des taxes environnementales et des permis sur l'innovation constituent un sujet rarement étudié par une approche évolutionniste. Parmi les avantages que les évolutionnistes soulignent, le danger que les firmes échouent au développement de nouvelles technologies pour des raisons stratégiques est ici faible, puisqu'elles sont constamment incitées à comparer le coût de cette innovation au montant de la taxe ou du permis. De plus, les instruments économiques tendent à stimuler « les solutions intégrées au processus » par rapport aux technologies « end-of-pipe » qui ont été choisies en masse dans un passé même récent pour une adaptation aux normes réglementaire (Kemp, 2000).

Dans le cas des permis négociables, l'existence d'une incitation financière à diminuer la pollution au-delà du quota fixé crée une demande constante d'innovation de la part des agents soumis à l'obligation. De plus, un tel système requiert une moindre information de la

part du régulateur autant sur l'état des technologies que sur les questions économiques, allégeant ainsi les coûts décisionnels (Stewart, 1981).

Le désavantage principal des taxes provient du manque d'information possédée par le décideur public qui l'incite à minimiser le taux de la taxe afin de ne pas entraîner des coûts totaux - coût de la taxe + coût de réduction des émissions - trop élevés à l'industrie. Ce faible niveau auquel elles sont généralement fixées ne préfigure pas de forts impacts sur l'innovation. Ensuite, toujours du fait du contexte d'incertitude des effets politiques environnementales, les réponses en terme de dépollution, et donc d'innovation, ne peuvent être connues a priori. Les études menées à ce sujet tendent à montrer que les incitations par les prix sont plus efficaces pour les modifications de comportement des firmes que pour celles concernant les décisions d'achat des consommateurs. Cet inconvénient s'applique également aux permis.

L'intérêt principal des instruments économiques tient donc dans la liberté qu'ils laissent à l'acteur d'engager ou non un processus innovant selon le coût attribué à la pollution via le prix du permis ou le montant de la taxe et dans l'incitation continue qu'ils produisent à dépasser les normes de dépollution imposées et donc à innover. Cependant, ces instruments présentent en fait de meilleurs résultats en terme de diffusion des nouvelles technologies qu'en terme d'innovation proprement dite (Kemp, 1997).

c. *les accords volontaires*

Cet instrument est politiquement attractif car il offre une grande liberté à l'industrie concernant la méthode et le moment de mise en conformité, ce qui réduit d'autant la charge du régulateur tout en créant une relation plus coopérative entre les pouvoirs publics et les industriels. Cependant, le désavantage principal des accords volontaires réside dans le danger d'une exploitation stratégique des accords par les firmes qui peuvent facilement se comporter en passager clandestin ou sous-exploiter volontairement les opportunités d'innovation. On trouve ici le problème général de l'influence des industries dans le design des politiques environnementales que les évolutionnistes dénomment « *institutional capture of policies by special interests* » (Kemp, 2000).

**Tableau 4 : Conclusions sur l'utilisation des instruments de promotion des technologies respectueuses de l'environnement dans différents contextes (Kemp, 1997)**

<b>Instrument</b>	<b>Caractéristiques générales</b>	<b>Utilisation</b>	<b>Contexte d'utilisation</b>
Normes technologiques environnementales	-Efficaces dans la majorité des cas (quand elles sont correctement mises en oeuvre) -Normes uniformes inefficaces quand pollueurs hétérogènes	Diffusion technologique et innovation incrémentale	Quand les différences de coûts marginaux de réduction de la pollution sont petites et que des solutions économiquement viables sont disponibles
Normes « technology-forcing »	-Efficaces (in focusing industry's minds on environmental problem) -Danger de forcer l'industrie à investir dans des technologies chères et sous optimales -Problèmes de crédibilité	Innovation technologique	Quand les opportunités technologiques disponibles peuvent être développées à coûts suffisamment bas
Taxes	-Efficaces -Incertitude concernant la réponse de l'industrie -Danger qu'elles procurent un stimulus trop faible et indirect -Risque de coûts environnementaux élevés pour l'industrie -Attractivité politique limitée	Diffusion technologique et innovation incrémentale	En cas d'hétérogénéité des pollueurs qui répondent au signal prix quand il diffère de technologies procurant des bénéfices environnementaux
Permis échangeables	-Efficaces -Efficacité allocative (les bénéfices environnementaux sont atteints au moindre coût)	Innovation technologique et diffusion	Idem que les taxes Coûts de contrôle et de transaction ne devraient pas être prohibitivement hauts
Accords volontaires et « conventions technologiques »	-Incertitude concernant le respect des engagements de l'industrie ; doivent être assortis d'une pénalité pour non-respect	Diffusion technologique	Quand les pollueurs sont nombreux et qu'il existe plusieurs solutions technologiques Quand le contrôle de la performance environnementale est coûteux
Subventions à la R&D	-Risque de financer des projets de second rang -Risques d'effets d'aubaine	Innovation technologique	Quand les marchés de technologies environnementales sont inexistantes et quand il y a incertitude sur les politiques futures En cas de problème d'appropriation des bénéfices de l'innovation
Subventions à l'investissement	-En conflit avec le principe de pollueur-payeur -Risques d'effets d'aubaine	Diffusion technologique	Quand l'industrie souffre de désavantage compétitif dû à une réglementation moins stricte dans les autres pays
Communication	Aide à attirer l'attention des firmes et des consommateurs sur les problèmes environnementaux et les solutions disponibles	Diffusion technologique	Quand il y a un manque de conscience environnementale Quand il y a déficit d'information
Government as a match-maker	-Solutions adaptées à des besoins spécifiques -Requiert la maîtrise des processus	Diffusion technologique et innovation	Quand il y a déficit d'information

Les accords volontaires mis en œuvre dans un objectif environnemental précis présentent ainsi l'inconvénient majeur de reposer la plupart du temps sur des engagements de réduction de pollution via des technologies existantes de la part des entreprises. L'impact en terme d'incitation à innover apparaît très faible, mais peut se révéler plus important pour stimuler la diffusion des innovations.

Leur utilisation dans le futur devrait donc être plus clairement orientée vers la promotion de l'innovation. La mise en place de contrats d'implémentation de changement technique de long terme entre les décideurs publics et les firmes peut constituer un des moyens d'atteindre cet objectif (Banks et Heaton, 1995). Avec ces contrats, l'industrie s'engage dans des objectifs de performance qui requièrent une nouvelle technologie en échange de la mise en application de mesures de flexibilité. Là encore, l'asymétrie d'information concernant ce qui est techniquement possible est en faveur des industriels qui peuvent exploiter cette connaissance dans la définition des contrats.

*d. les « technology-forcing » standards*

La définition de normes d'innovation environnementales strictes constitue une autre stratégie de promotion du développement de nouvelles technologies. Cependant, elles doivent être réservées aux situations où le risque environnemental est grand et où il existe un consensus concernant la trajectoire ou technologie ayant le plus de chances de réussir. De fait, si un tel consensus n'existe pas, le danger est grand que ces normes bloquent l'industrie dans des solutions techniques sous optimales. Les décideurs politiques doivent ainsi porter une grande attention à la définition de ces normes : leur sévérité, la différenciation, le timing, la flexibilité et la mise en application (Hahn, 1989).

L'exposé des avantages et inconvénients des divers instruments passés en revue ci-dessus mène à la conclusion qu'il n'existe pas un seul meilleur instrument de politique environnemental pour promouvoir le changement technique. Il en découle que ces derniers doivent être combinés afin de bénéficier d'effets de synergie. « *A combination of standards with economic instruments is particularly useful since it combines effectiveness with efficiency* » (Kemp, 1997). Les marchés de permis d'émissions négociables, ou les politiques



basées sur le modèle du CAFE (Corporate Automobile Fuel Economy, US) associant des normes à des objectifs progressifs d'économie de carburant pour les constructeurs automobiles américains de 1979 à 1985 renforcés par une pénalité en cas de non respect, apparaissent donc comme les voies à suivre pour les économistes. Cependant, les apports analytiques et recommandations en termes de politique environnementale incitant à l'innovation dépassent largement le cadre du design des instruments utilisés.

La synthèse des effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique (cf. Tableau 4), obtenue par une comparaison des résultats de leur mise en œuvre sur la base de faits stylisés, constitue donc une source d'enseignements pertinents pour notre recherche concernant l'efficacité des instruments de soutien aux énergies renouvelables. De fait, en s'appuyant sur les apports des deux courants dominants, que sont les théories néoclassique et évolutionniste, elle établit une convergence entre les deux cadres analytiques. Celle-ci nous permet maintenant de définir les critères d'efficacité et de performances des instruments de politique d'environnement centrés sur le changement technique.

## **IV. Les critères d'efficacité et de performances des instruments de politique environnementale centrés sur le changement technique**

Les critères d'efficacité des politiques publiques, d'un point de vue économique, visent à s'assurer que les coûts occasionnés par l'intervention publique, que ce soit sous forme de dépenses budgétaires ou de modifications des comportements des agents, se justifient au regard des avantages que la collectivité en retire. Cette approche, dite « coût-avantage », aussi séduisante qu'elle puisse paraître, requiert, au préalable, que nous nous intéressions aux conditions de son application dans le domaine des politiques de soutien au développement des énergies renouvelables.

### **IV.1. Les difficultés de l'analyse coût/avantage**

L'approche coût-avantage découle directement de la théorie du bien être selon laquelle la valeur d'une intervention publique se mesure par la somme des utilités qu'en retirent les agents concernés. Cependant, ce critère d'efficacité économique est difficilement applicable dans toutes les situations, et notamment lorsqu'un objectif environnemental n'est pas valorisable économiquement.

L'analyse coût-avantage consiste à comparer les coûts et les bénéfices d'une décision. Or, puisque la décision concerne ici l'environnement, et donc le domaine public, les critères de rationalité individuelle d'une économie de marché ne peuvent être appliqués. Un critère de rationalité collective est requis : « *une décision sera justifiée, d'un point de vue économique par une analyse coûts-avantages si la somme des bénéfices qu'elle procure est supérieure à la somme de ses coûts* » (Bontemps et Rotillon, 1998). Ainsi, lorsqu'un bien possède des effets environnementaux positifs (biodiversité, paysage, ...), le principe coût – avantage assure que les agents lui attribue une valeur égale au coût consenti pour sa production.

Plus précisément, les politiques environnementales sont constituées de mesures visant à modifier les comportements des agents en vue de réduire les dommages causés à l'environnement. Appliqué aux politiques de soutien aux énergies renouvelables, le principe d'efficacité « coût-avantage » implique que le coût de l'intervention publique soit inférieur,

ou égal, à la valeur créée par la non-dégradation de l'environnement issue de la production d'énergie à partir de ressources propres.

Cette règle soulève des problèmes complexes d'application, notamment en ce qui concerne l'évaluation des dommages, ou plutôt des bénéfices, liés à la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Les travaux d'évaluation des dommages environnementaux, entamés depuis de nombreuses années, avec notamment l'étude de Kneese et Bower (1968) sur le management de la qualité de l'eau, sont en plein essor aujourd'hui. Ils ont permis le développement d'un corpus méthodologique et la réalisation de nombreuses études appliquées, notamment dans le secteur de l'énergie, avec l'étude ExternE de la Commission européenne (CE, 1995). Cependant, l'évaluation des dommages associés de manière générale au changement climatique se heurte à des difficultés intrinsèques, en raison d'une part, de la diversité et de la faible prévisibilité des impacts locaux à long terme et d'autre part, des questions éthiques associées au problème de la comparabilité des dommages, pour des sociétés présentant des niveaux de richesse extrêmement inégaux (Hourcade, 1996).

Dès le début des années 70, Baumol (1972) postule que le régulateur peut difficilement évaluer les dommages de la pollution. Si depuis, les solutions en matière d'évaluation monétaire des dommages ont progressé, la problématique de Baumol n'en reste pas moins applicable à l'évaluation des bénéfices liés à l'utilisation de ressources renouvelables. Prenant acte de la méconnaissance des dommages, Baumol propose une approche dite « de second rang ». Elle consiste à scinder le problème général en deux questions :

- le choix de l'objectif social de dépollution que se fixe la politique environnementale,
- le choix des instruments pour atteindre cet objectif avec l'ambition de minimiser les coûts de sa réalisation.

Il propose ensuite de laisser au processus politique le soin de fixer l'objectif pour limiter l'analyse économique au choix de l'instrument. L'optimalité parétienne est remplacée

par un critère plus « modeste » consistant en la minimisation des coûts de dépollution, représentant un optimum de second rang (Glachant, 2002).

#### **IV.2. Optimum de production vs. objectifs fixés par régulateur : le passage à l'analyse « coût-efficacité »**

On peut en effet s'interroger sur la possibilité de disposer d'une valeur fiable et indiscutable des bénéfices ; la difficulté est d'estimer la valeur du bien collectif préservé par le développement des renouvelables.

Quel est le coût des dommages évités par l'utilisation d'énergies renouvelables sur le plan de la qualité de l'air et du changement climatique ? Compte tenu des problèmes d'observabilité de certains paramètres, on ne peut pas se référer à un niveau optimum de réduction d'émission et donc de production d'énergie renouvelable ou non carbonée dans un ensemble de mesures de politique énergétique. En conséquence on est contraint de se situer dans une perspective de coût / efficacité dans laquelle l'objectif à atteindre est défini de façon discrétionnaire par les décideurs politiques, sur la base des informations scientifiques disponibles, mais hors rationalisation économique.

Dans cet optimum de second rang, le critère d'efficacité suppose de s'assurer que les coûts collectifs de l'intervention publique sont minimisés pour atteindre l'objectif. Ce critère ; dit « coût-efficacité », consiste, pour atteindre un objectif donné, à sélectionner parmi les diverses décisions et actions possibles, la moins coûteuse, en prenant en compte tous les coûts, y compris administratifs, et les avantages.

L'absence d'informations scientifiques solides concernant l'évaluation des bénéfices ou avantages liés à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables conduit nécessairement à une fixation plus ou moins arbitraire des objectifs de production à atteindre. « *They represent the decision-maker's subjective evaluation of the minimum standards that must be met in order to achieve what may be described in persuasive terms as "a reasonable quality of life"* » (Baumol et Oates, 1971).

En l'absence d'une évaluation des dommages (ou du coût de pollution), il est nécessaire de faire appel à un processus politique (ou à une méthode de choix collectif) pour

déterminer l'optimum de pollution : « *the selection of environmental standards can be viewed as a particular device utilized in a process of collective decision-making to determine the appropriate level of activity involving external effects* » (Baumol et Oates, 1971). Le problème devient celui de savoir si la situation requiert ou non une intervention de l'État, c'est à dire si elle impose des coûts sociaux élevés et que ces coûts peuvent être significativement réduits en décroissant le niveau des activités génératrices des externalités ou le niveau des émissions à activité donnée. Graphiquement, cela signifie que la détermination collective d'un objectif de dépollution est justifiée lorsque la courbe reliant le bien-être social au niveau d'activité (ou courbe de bénéfices nets) est à la fois décroissante et abrupte.

Conformément à la proposition de Baumol (Baumol, 1972), nous laissons donc au processus politique le soin de fixer les objectifs en matière de développement des renouvelables (cf. Directive européenne en Annexe 1) pour se centrer sur le coût - efficacité des instruments. Cependant, l'efficacité sociale ne relève pas d'une simple efficacité allocative. Il apparaît nécessaire de se référer à des critères d'efficacité supplémentaires à celui de l'atteinte de l'objectif fixé à moindre coût.

### **IV.3. Les critères de comparaison de l'efficacité**

La valeur d'une intervention publique s'appréhende par les avantages qu'elle procure à la collectivité, tout en s'assurant que les coûts ont été minimisés. Plusieurs critères d'évaluation peuvent être retenus, parmi lesquels deux priment, quel que soit le domaine :

- l'efficacité, correspondant à l'atteinte des objectifs quantitatifs fixés,
- l'efficience, consistant en la mise en relation des coûts et ressources mobilisés avec les résultats.

Ils vont se décliner de façon plus détaillée.

#### *IV.3.1. Efficacité environnementale*

La première étape dans l'évaluation des effets des mécanismes de marché appliqués à la politique environnementale est celle de leur impact environnemental. Comment et dans quelle mesure ces instruments permettent-ils d'atteindre l'objectif de production d'électricité verte défini par le processus politique ? Cette question prévaut bien évidemment pour tous les instruments de politique environnementale, mais elle est plus complexe pour l'évaluation des

instruments de marché. En effet, avec eux, l'efficacité environnementale dépend de la réponse des acteurs à un signal délivré au niveau du marché par les prix et non à une contrainte imposée comme dans le cas des instruments réglementaires ou de quotas. Ce critère renvoie directement à la fonction de dommage et à l'optimum social de réduction des émissions / production d'électricité d'origine renouvelable. Toutefois, l'incertitude entourant la fonction de dommage relativise toute prétention à l'optimalité de l'objectif quantité, et donc la portée du critère. Cela dit, l'efficacité environnementale d'un instrument économique est intéressante à étudier en soi. Elle se mesure par le degré avec lequel l'objectif politique est atteint, mais également par le temps écoulé entre la mise en oeuvre de la politique et l'atteinte de l'objectif (Enzensberger et al., 2001).

#### *IV.3.2. Efficience économique statique*

La problématique d'allocation optimale des ressources conduit à apprécier la capacité de l'instrument à orienter les investissements vers les réductions de pollution ou vers les productions d'électricité verte en procurant les meilleurs profils rendements/coûts.

La préférence vis-à-vis des instruments de marché repose à l'origine principalement sur ce second critère d'efficience : « *la préférence donnée aux instruments économiques par rapport à la réglementation par « obligation et réglementation » dans la politique environnementale se justifie essentiellement par le moindre coût qui serait encouru pour réaliser un niveau donné de réduction de la pollution au moyen d'instruments économiques* » (OCDE, 1997). De fait, l'efficience économique évalue si l'instrument a permis d'atteindre les objectifs de la politique avec un meilleur rapport coût-efficacité qu'une autre mesure. La théorie économique enseigne que le principal avantage des instruments économiques tient dans la possibilité qu'ils offrent de limiter au minimum les coûts globaux de réduction de la pollution par rapport à la norme grâce à la possibilité de transferts entre les pollueurs dans le cas des quotas échangeables. L'application de ce critère consiste à comparer cette efficience entre les instruments économiques.

#### *IV.3.3. Efficacité transactionnelle*

Parmi les coûts à prendre en compte dans l'atteinte de l'objectif, les coûts de recherche d'information et de montage de contrats garantissant les investissements en énergies

renouvelables, partie importante des « coûts de transaction », comme les coûts de gestion de ces contrats, tiennent une grande place dans le cadre de l'étude des instruments basés sur les mécanismes de marché. « *The organisation of transactions is inevitably causing costs, so called transaction costs* » (Langniss, 2002). Ils conditionnent donc en retour l'efficacité de l'instrument.

La mise en œuvre d'un instrument politique doit être aussi simple que possible. Le degré de complexité du mécanisme de soutien constitue un obstacle à la fois au niveau du contrôle par les pouvoirs publics et pour les acteurs concernés. La complexité peut notamment être à l'origine d'opportunisme des agents. Ils ont donc une incidence sensible sur la charge financière du système. Enzensberger et al. (2001) avancent le concept de « praticabilité » d'un instrument : « *the practicability embraces regulation and control requirements* ».

#### *IV.3.4. Effets dynamiques et innovation : l'efficacité dynamique*

Enfin, autre avantage théorique conféré aux instruments économiques aujourd'hui, ils sont censés stimuler plus efficacement l'innovation dans le domaine technique de lutte contre la pollution que les instruments réglementaires, par exemple, qui n'incitent pas à dépasser la norme fixée. En effet les mécanismes de marché peuvent donner lieu à des gains d'efficacité dynamique en incitant à la recherche et au développement de nouvelles technologies moins onéreuses ou plus efficaces de lutte contre la pollution ou de production d'électricité verte (Milliman et Prince, 1989).

Ce critère englobe également les performances des instruments en terme de développement industriel. Le marché d'équipements en technologies renouvelables étant naissant et comprenant des effets d'apprentissage et des opportunités d'innovations incrémentales par incorporation de R&D, la question du partage de la rente entre fabricants d'équipements et développeurs de projets est primordiale. Par conséquent, un équilibre doit être atteint afin d'assurer un niveau de rente suffisant pour permettre l'établissement de relation de partenariat entre constructeurs et développeurs, sans tomber dans l'excès d'une rente induite sur les bénéfices de l'innovation.

De fait, les technologies de production renouvelables étant encore non concurrentielles avec les filières traditionnelles, ce critère d'efficacité dynamique est primordial. Comme nous le verrons (cf. Chapitre 1), la progression sur les courbes d'apprentissage des filières renouvelables constitue un des objectifs majeurs de l'intervention publique, ce qui donne toute son importance au critère d'efficacité dynamique. Il tiendra de ce fait une place importante dans nos analyses.



## **V. Conclusion**

En conclusion de ce chapitre, les analyses des effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique étudiées ici présentent le point commun principal de proposer des lignes directrices sans, pour autant, déterminer de résultats clairs.

Les travaux évolutionnistes offrent un cadre d'étude complet, tenant compte des interrelations existant entre l'innovation et la régulation environnementale, mais aboutissent finalement à des analyses complexes dont il est difficile de tirer des enseignements précis concernant le comportement des instruments (importance du contexte sociotechnique, dynamique évolutive du système, ...).

A l'inverse, les analyses néoclassiques reposent sur des hypothèses souvent peu représentatives des conditions réelles d'application des politiques environnementales (agent rationnel, firmes identiques, information parfaite...), mais permettent de dégager des lignes directrices aisément applicables à notre étude.

C'est donc conscients de ces limites que nous nous inspirerons de ces derniers travaux, et plus spécifiquement de ceux de Milliman et Prince, pour mener à bien notre recherche concernant l'efficacité dynamique des instruments de promotion des énergies renouvelables. Toutefois, la théorie évolutionniste sera sous-jacente à plusieurs de nos analyses, puisque nous intégrerons des éléments de dynamique technologique et de prise en compte du contexte institutionnel à l'examen comparatif de l'efficacité des instruments de soutien aux énergies renouvelables.

Les enseignements issus des deux courants examinés ici nous ont de plus permis d'élaborer une grille de critères servant de socle à l'analyse comparative de l'efficacité des instruments de soutien aux énergies renouvelables.

**PARTIE II**

**LES INSTRUMENTS DE SOUTIEN AUX ENERGIES**

**RENOUVELABLES :**

**UNE PREMIERE COMPARAISON**

La complexité et les coûts des problèmes environnementaux ne cessent de croître et conduisent les théoriciens et décideurs politiques à remettre en question les modèles de développement et les stratégies de protection élaborés par le passé. Jusqu'aux années 90, la réglementation a été l'outil majeur utilisé en matière de protection de l'environnement. Cependant, l'approche réglementaire a été fortement critiquée ces dernières années. Depuis la fin des années 80, la plupart des économistes prônent l'utilisation de la fiscalité et d'autres instruments de marché (subventions, quotas échangeables), en remplacement des réglementations pour assurer la protection de l'environnement. Les instruments économiques, en modifiant les prix et les signaux de marché, permettent de décourager certains modes de production et de consommation et d'en encourager d'autres. Le choix des instruments de promotion des renouvelables et leur évolution s'intègrent dans ce climat.

L'accroissement des ambitions des politiques de promotion des énergies renouvelables dans les années 90 nécessite un renforcement des cadres incitatifs existants et un renchérissement du coût des politiques publiques. La possibilité d'atteindre les objectifs de développement à moindre coût, qui était jusqu'à présent une préoccupation relativement secondaire tant que ces objectifs restaient limités, devient dès lors une question centrale. La problématique guidant aujourd'hui le choix des instruments de politique environnementale s'applique donc également aux modes de soutien au développement de la production d'électricité renouvelable. Elle invitera dans la suite de cette thèse à procéder à une analyse théorique de l'efficacité des instruments de promotion des renouvelables.

Dans cette partie, nous procéderons à une analyse raisonnée des faits, c'est-à-dire des modes de sélection des instruments en fonction de leur efficacité supposée et des contextes

institutionnels et organisationnels, en faisant l'hypothèse que ces environnements exercent une influence sur le fonctionnement des secteurs industriels et par conséquent sur ce mode de sélection (North, 1990).

Nous commençons par présenter les différents instruments utilisés pour la promotion de l'électricité verte au sein des Etats membres ainsi que les premiers résultats obtenus. Dans un second temps, nous retranscrivons les débats encadrant la sélection des politiques de soutien depuis le début des années 90 et qui mettent en avant les recherches d'efficacité et de limitation des effets redistributifs. Nous développons dans un paragraphe spécifique, l'avantage qui serait recherché par l'adoption générale des systèmes de quotas échangeables, dans le contexte de l'intégration des marchés. Enfin, dans un troisième temps, nous apportons un éclairage institutionnel et organisationnel au mode de sélection des instruments de soutien.

## **CHAPITRE 3**

### **LES CARACTERISTIQUES DES INSTRUMENTS DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES**

Un instrument de soutien est un moyen d'action choisi par les décideurs politiques pour modifier le comportement des acteurs concernés afin d'atteindre l'objectif poursuivi. Une grande variété de mécanismes de soutien aux énergies renouvelables s'observe depuis une vingtaine d'année. Une catégorisation théorique est un préalable nécessaire à l'analyse de leur efficacité.

Une première distinction est à opérer entre les instruments directs et indirects (Van Dijk et al., 2003) : les instruments directs visent à une internalisation des externalités positives des renouvelables alors que les instruments indirects concernent l'internalisation des externalités négatives des autres formes d'énergie. On s'intéressera ici aux modes de soutien direct des renouvelables, en raisonnant toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire en faisant l'hypothèse que les instruments aux effets indirects sur les énergies renouvelables doivent être complétés par des instruments directs.

La seconde distinction consiste à classer en trois catégories les instruments de politique environnementale selon la nature de l'intervention de l'autorité publique : les instruments réglementaires, les instruments basés sur le volontariat et les instruments économiques (Glachant, 2002). Comme nous l'avons vu dans la partie précédente, cette distinction revêt une importance majeure lorsque l'on cherche à étudier les effets des politiques sur les différentes étapes constituant le processus de changement technique.

Dans ce chapitre, nous étudions successivement les modes de fonctionnement et les premiers retours d'expérience des instruments de soutien réglementaires, de ceux basés sur le volontariat et des instruments économiques. Le chapitre suivant reviendra cependant plus en détails sur l'analyse de l'efficacité empirique comparée des politiques de tarifs d'achat garantis, des appels d'offre et des systèmes de quotas échangeables.

## I. Les instruments réglementaires

Les instruments réglementaires sont des mesures institutionnelles « visant à contraindre le comportement des pollueurs sous peine de sanctions administratives ou judiciaires » (Glachant, 2002), ce qui implique un contrôle. Ces instruments prennent la forme de normes : normes d'émissions, normes technologiques ou encore normes de produits, mais aussi de licences d'exploitation (*permitting*).

Dans le secteur des énergies renouvelables, les normes ne sont pas employées. Par contre l'instrument réglementaire peut être utilisé en combinaison avec les instruments de marché quand on impose à des producteurs ou des vendeurs d'électricité d'atteindre un certain quota d'électricité verte et en utilisant ensuite les possibilités d'échanges de ces quotas qui, selon les recommandations de Coase, constituent des droits de propriété échangeables pour rechercher la meilleure allocation des ressources. Les systèmes de Renewable Portfolios Standards (ou RPS) américains en sont l'expression la plus usuelle (Wiser et Langniss, 2001 ; AWEA, 1997a). Cette politique assure qu'une part minimum d'énergie renouvelable est incluse dans le « portefeuille de ressources » servant à la production d'électricité d'une entreprise de vente d'électricité. En accroissant régulièrement la part requise, les RPS enclenchent une dynamique de développement de l'électricité verte. Les producteurs ou les fournisseurs, sur qui repose ce quota, ont le choix de combiner différentes façons d'atteindre l'objectif qui leur est assigné, dont l'achat de certificats verts.

Les autres instruments réglementaires servent à définir les normes techniques et l'environnement institutionnel de la production et de la vente d'électricité verte. Ils jouent donc un rôle important, que ce soit dans la phase d'élaboration du projet ou durant l'exploitation. Les règles concernant l'attribution des permis de construire, les conditions d'accès au réseau (dont la répartition des coûts de raccordement) sont autant d'exemples illustrant l'importance de ce cadre.

## **II. Les instruments basés sur le volontariat**

Les approches volontaires sont présentées comme une autre génération d'instruments de politique environnementale. Elles consistent, pour une entreprise, à mettre en valeur ses performances environnementales et, pour un ménage, à concrétiser en achats ses préférences en matière de protection de l'environnement. Elles nécessitent toutefois une infrastructure de règles et de contrôle comprenant notamment la certification de l'électricité d'origine renouvelable.

### **II.1. Les accords volontaires ou accords négociés**

Il s'agit de dispositifs contractuels qui lient l'autorité publique avec un secteur industriel, en général représenté par une association professionnelle, et qui relèvent d'une négociation. A travers ces contrats, même s'ils n'en sont pas au sens formel du terme, l'industrie s'engage à respecter des objectifs de protection de l'environnement. Les objectifs sont en général quantitatifs et collectifs : ils s'appliquent au secteur dans son ensemble et non pas aux firmes individuellement. L'industrie est ensuite libre d'organiser les modalités d'atteinte de l'objectif et notamment la répartition de l'effort entre les firmes du secteur. Cependant, le caractère volontaire de l'engagement de l'industrie est souvent artificiel puisqu'il est assorti d'une « menace » de l'autorité publique de mettre en œuvre une politique alternative plus contraignante en cas d'échec (Glachant, 2002).

Le système néerlandais de certificats verts relève de ce type d'instrument. Le « Green Label System » a fonctionné au Pays-Bas de 1997 à 2000. Sa mise en place a résulté de l'initiative du secteur électrique national représentée par EnergieNed (l'association des compagnies de distribution néerlandaises) et négocié avec le gouvernement. En 1997, les compagnies s'étaient accordées pour un objectif collectif de 1,7 milliards de kWh de production à l'horizon 2000, soit 170 000 certificats de 100 MWh. Chaque objectif individuel avait été calculé en prenant en référence l'électricité distribuée en 1995 à laquelle on a appliqué un pourcentage de 3%. A partir de 2000, c'est-à-dire au bout de deux ans d'apprentissage, pour chaque certificat manquant, le distributeur défaillant devait payer un prix égal au prix du marché majoré de 50%. Aucun mécanisme de limitation des prix des certificats n'était prévu. En sus les autorités néerlandaises avaient promu une loi prévoyant un

régime de quotas assortis de certificats verts pour début 2001 si l'initiative précitée ne permettait pas d'atteindre le déploiement escompté<sup>1</sup>.

## II.2. La différenciation du produit « électricité verte »

Dans de nombreux pays industrialisés, en marge de la libéralisation du marché de l'électricité, émerge un marché de l'électricité verte qui part de la possibilité ouverte par la libéralisation de mettre en contact direct des acheteurs ayant une disponibilité à payer pour préserver l'environnement par le développement des énergies renouvelable et des producteurs d'électricité verte. Le *green marketing* s'appuie sur la volonté des consommateurs de payer (*willingness to pay*) plus cher des produits procurant des bénéfices environnementaux privés et publics (Polansky et Mintu-Wimsatt, 1995)<sup>2</sup>. Via ce marché, des opérateurs électriques offrent aux consommateurs une production électrique partiellement ou totalement d'origine renouvelable contre un prix généralement supérieur. On parle de *marketing vert* pour qualifier cette activité dans le contexte de marché électrique libéralisé. On notera que ce système peut également être mis en œuvre en régime de monopole où il faut aussi que les quantités vendues comme électricité verte soient certifiées : on parle alors de tarification verte.

La certification verte permet d'attester de l'origine renouvelable de l'électricité produite et d'éviter les fraudes. Un certificat vert est un document qui prouve qu'une unité d'électricité a été produite à partir d'une source d'énergie renouvelable. Les producteurs reçoivent un certificat pour chaque unité prédéfinie (libellée en kWh) d'électricité verte livrée au réseau. Il est utilisé pour représenter le bénéfice environnemental (*greenness* en anglais) d'une unité d'électricité renouvelable. Il est donc avant tout un instrument de certification et de mesure de la production et des ventes d'électricité verte. Il est notamment utilisé comme système de comptage pour enregistrer la production, authentifier les sources d'énergie et vérifier si les objectifs ont été atteints (ECN, 2003a). Ce n'est pas en tant que tel un instrument de soutien, mais une labellisation préalablement nécessaire à toute action de promotion des énergies renouvelables.

---

<sup>1</sup> Le montant total d'électricité verte a finalement atteint 1500 GWh, soit un manque de 200 GWh par rapport à l'objectif initial. Les raisons invoquées par EnergieNed sont les délais des procédures administratives et l'opposition locale rencontrée par de nombreux projets, notamment éoliens (Dinica et Arentsen, 2001).

Dans la directive de 2001 (Commission Européenne, 2001), la Commission stipule que les Etats membres sont tenus d'assurer l'homologation de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables de façon exacte et fiable. Par conséquent, il revient désormais à chaque Etat de mettre en place un organisme certificateur afin que la production d'électricité d'origine renouvelable soit clairement identifiable par les opérateurs, mais aussi aisément et sûrement quantifiable. Cette certification est évidemment nécessaire pour que fonctionne le système des quotas échangeables assorti un marché de certificats verts.

- ***La tarification verte***

La « tarification verte » (ou *green pricing*) est un concept apparu au début des années 90 aux Etats-Unis avec le mouvement de libéralisation de l'industrie électrique américaine. Ce concept qualifiait les propositions tarifaires que certaines *Utilities* faisaient à leurs consommateurs (captifs) de payer plus cher leur électricité contre l'assurance que celle-ci était produite en totalité (ou en partie) à partir de sources d'énergie renouvelables. Les motivations qui ont poussé les *Utilities* américaines à s'engager dans une telle voie sont diverses : répondre à la demande des clients/citoyens en faveur des renouvelables, rechercher un amortissement plus rapide du coût des contrats d'achat qui les liaient de façon obligée aux producteurs indépendants à base d'énergies renouvelables relevant de la loi PURPA de 1978 (Observ'ER, 1999), etc... Les premiers programmes de *green pricing* ont été lancés en 1993 (par la Public Service Company of Colorado). Plus de trois cents compagnies électriques américaines ont offert de tels programmes à leurs clients. Ce mouvement a été suivi dans quelques pays : Pays-Bas, Australie, Nouvelle-Zélande, Allemagne, etc... Aujourd'hui, cet instrument est remplacé par le « green marketing ».

- ***Le « marketing vert »***

Le concept de marketing vert est semblable à celui de la tarification verte, avec la vente, par un opérateur électrique, d'une production électrique d'origine renouvelable à des consommateurs avec un prix plus élevé que la vente d'un kWh ordinaire. Cependant, cette fois, cette activité se déroule dans un contexte libéralisé. La différence fondamentale qui en

---

<sup>2</sup> Ils définissent le *green marketing* comme « *the application of marketing concepts and tools to facilitate exchanges that satisfy organizational and individual goals in such a way that they preserve, protect, and conserve the physical environment* »



découle concerne les déterminants de la demande. Avec l'ouverture à la concurrence des marchés de détail, les distributeurs sont en constante recherche de différenciation des produits et services afin de se créer des niches de marché (Levitt, 1980). Le *green marketing* s'appuie sur la volonté des consommateurs de payer (*willingness to pay*) plus cher des produits procurant des bénéfices environnementaux privés et publics. Bien que les études surestiment généralement la réponse réelle du marché (cf. infra), elles évaluent régulièrement entre 40 et 70% la part de consommateurs du résidentiel présentant un *willing to pay* de 5 à 15% supplémentaires pour l'achat de produits verts et notamment d'énergies renouvelables (Farhar, 1994 ; Nakarado, 1996).

### **II.3. Les retours d'expériences des instruments basés sur le volontariat**

Les instruments basés sur le volontariat complètent ou remplacent fréquemment d'autres instruments de politique environnementale tels que les approches réglementaires, les taxes, ou les permis négociables. Leur efficacité est cependant souvent mise en doute. Les interrogations portent sur le risque moral existant dans le rapport de négociation entre la profession et l'autorité publique pour définir le niveau de l'effort (Börkey et al., 2000), l'atteinte des objectifs fixés, ainsi que sur l'efficacité et la rentabilité de la manière de les atteindre. Un rapport récent de l'OCDE (2003) évalue l'utilisation des approches volontaires en termes d'efficacité environnementale, d'efficacité économique et de coûts d'administration pour des accords volontaires utilisés soit seuls, soit combinés à d'autres. Il conclut à partir d'études de cas que leur efficacité environnementale est souvent sujette à caution et leur efficacité économique généralement faible. De fait, si les ressources consacrées à leur élaboration, leur négociation et leur mise en application sont insuffisantes, leurs effets sur l'environnement risquent d'être très faibles. De plus, les divers types de coûts d'administration et de transaction varient fortement d'une approche volontaire à l'autre. Enfin, il souligne que la combinaison d'une approche volontaire avec une taxe ou un système de permis négociables peut entraîner des coûts d'administration supplémentaires et affaiblir l'efficacité de l'autre instrument. Le fait est que l'accord volontaire sur le Green Label aux Pays Bas a dépassé ce cadre car il permettait une mobilisation conjointe des distributeurs qui s'étaient réparti la charge de la poursuite de l'objectif de 2002 en relation avec leur taille.

Ceci explique l'écart entre les résultats des enquêtes et les taux d'implication dans les programmes de marketing vert ou de tarification verte. Le second défaut de l'approche est le problème du passager clandestin qui est traditionnel aussi à la poursuite de bien collectif sur la base de contrats privés (Rader et Norgaard ; 1996) ; dit autrement les aspects de l'effet du free-riding sont également pertinents pour les programmes de green marketing dont l'objet consiste à vendre un produit dont les bénéfices publics ne sont pas totalement appropriables par les acheteurs individuels (Wiser et Pickle, 1997). En effet, l'utilisation accrue d'énergies renouvelables bénéficie à tous les consommateurs/citoyens et tous devraient donc partager les surcoûts associés alors que les unités à base d'énergies renouvelables concourent à la préservation du bien collectif. De fait, même si les enquêtes montrent qu'une majorité de consommateurs exprime une préférence pour les énergies plus propres ainsi qu'une volonté à payer plus pour obtenir une électricité produite à partir de sources renouvelables, elles révèlent en même temps qu'ils préfèrent que le surcoût de production soit supporté par tous les consommateurs, plutôt qu'individuellement (Blair et Bird, 2001). En d'autres termes, le phénomène du passager clandestin conduit à un investissement sous optimal en unités d'énergies renouvelables pour la production électrique.

S'il est difficile d'évaluer l'ampleur du phénomène dans les programmes de *green marketing*, il est clair qu'il influence le faible taux de développement des renouvelables obtenu dans la majorité des expériences : le taux de participation effectif dans les programmes de green pricing existants (typiquement inférieur à 3%) est nettement plus faible que la volonté à payer évaluée dans les études de marché (Wiser et Pickle, 1997). Les taux de réalisation en Europe confirment ce constat (voir Tableau 1). Une étude statistique de Freeman (1996) portant sur un échantillon de 7 compagnies électriques et concernant 300 clients de chacune montre que, dans 6 cas sur 7, les consommateurs préfèrent une approche collective et obligatoire à une contribution volontaire individuelle. Le *free riding* représente donc une importante perte de marché pour les « green marketers » entraînant une moindre efficacité de l'instrument.

**Tableau 1 : Diffusion des tarifs d'électricité verte en Europe en 2000**

	<b>Allemagne</b>	<b>Royaume-Uni</b>	<b>Pays-Bas</b>	<b>Suisse</b>	<b>Finlande</b>
Nombre d'offreurs	136	14	14	101	20
Nombre d'acheteurs	280 000	20 000	410 000*	27 000	3 000

\* 680000, soit 13 % des consommateurs, en 2001.

Source : Bird et al., 2002.

Les résultats qui dépassent ces niveaux sont dus à l'interférence d'autres mesures. Les Néerlandais et les Suédois affichent de bons résultats, respectivement 13% et 6% de vente d'électricité verte. Ainsi, le succès relatif du marché néerlandais s'explique par une détaxation relative sur les achats d'électricité verte très favorable (cf. infra). En Suède, le marché de l'électricité verte n'est pas limité à l'électricité produite par les unités décentralisées ou par les unités ENR neuves ; il a été alimentée principalement par la grande hydraulique existante, ce qui, au passage, est une façon d'attribuer une rente supplémentaire à des équipements déjà largement amortis. De plus elle ne s'est pas traduite par le développement de nouvelles unités.

Ceci conduit à remarquer que, pour que la tarification verte ou le marketing vert aboutissent à de nouveaux développements d'unités de production électrique à partir de sources renouvelables, il convient de les associer uniquement aux nouveaux équipements et d'en exclure la grande hydraulique pour faire de ces échanges un véritable outil promouvant le développement de nouvelles unités.

### III. Les instruments économiques

Plus récents que les instruments réglementaires et plus utilisés que les instruments basés sur le volontariat, les instruments économiques peuvent être distingués selon qu'ils prennent la forme d'incitations financières ou non et suivant l'étape de la chaîne de développement qu'ils visent : R&D, investissement, production, consommation (cf. Tableau 2). Dans cette section nous présentons donc successivement les modes de fonctionnement et retours d'expérience des aides à la R&D, à l'investissement, à la production et enfin des incitations à la consommation.

**Tableau 2 : Catégorisation des principaux instruments de stimulation directe du développement des énergies renouvelables**

	Instruments économiques	Instruments réglementaires et instruments volontaires
R, D&D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- subventions fixes à la R&amp;D</li> <li>- subventions pour démonstration, test, développement, etc.</li> <li>- prêts à taux réduits</li> </ul>	
Investissement	<ul style="list-style-type: none"> <li>- subventions fixes à l'investissement</li> <li>- appels d'offres pour subventions à l'investissement</li> <li>- amortissement accéléré</li> <li>- réductions d'impôts pour les investissements en EnR</li> </ul>	- accords négociés entre producteurs et gouvernement
Production	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tarifs d'achat garantis</li> <li>- appels d'offres</li> <li>- réduction d'impôts sur les revenus générés par les EnR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- quota de production obligatoire</li> <li>- programmes de tarifs ou de marketing verts</li> </ul>
Consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>- réduction de taxes sur la consommation d'EnR</li> </ul>	- quota de consommation obligatoire

Tableau inspiré de Van Dijk et al., 2003.

#### III.1. Les aides à la RD&D

Les programmes de recherche, développement et démonstration sont le mode de soutien au développement des énergies renouvelables le plus ancien. Ils sont justifiés par les imperfections du marché à anticiper la compétitivité des technologies ou à internaliser les coûts environnementaux des technologies concurrentes. Ces aides sont utilisées pour stimuler l'intérêt du marché sur les technologies exploitant les énergies renouvelables encore éloignées de la maturité commerciale. En Europe, la R&D est principalement soutenue par des

programmes nationaux. Ces aides ont notamment été mises en œuvre dans les années 90 pour développer l'industrie éolienne nationale au Danemark, en Allemagne et en Espagne. Mais des programmes de recherche additionnels sont également en vigueur au niveau de l'Union Européenne pour différentes technologies. Le soutien européen pour le développement de nouvelles générations de turbines de plusieurs MW via le programme JOULE-THERMIE en est un exemple.

Le développement technologique influe indirectement sur le marché en impulsant une réduction des coûts d'investissement ou de production. Au final, l'impact de ce mode de soutien sur le marché des techniques électriques est le même que celui exercé par les incitations à l'investissement (O Gallachoir, 2000) (cf.infra).

### ***III.2. Les aides à l'investissement***

Les incitations à l'investissement peuvent prendre différentes formes : subventions, réductions ou exonérations fiscales, prêts à taux réduits, etc... En général, l'aide est octroyée sur la base de la puissance de l'installation. Ces incitations sont utilisées au début du processus de développement technologique d'une filière renouvelable quand peu ou pas d'autres moyens de soutien sont en place (voir Tableau 2).

#### *III.2.1. Réductions et exonérations fiscales*

Les réductions et les exonérations fiscales entraînent une diminution des dépenses en capital des investisseurs en leur permettant de réduire leur charge d'impôt d'une partie du montant investi en installations renouvelables. Le concept d'amortissement accéléré est une forme de réduction fiscale plus élaborée.

Une entreprise déprécie chaque année la valeur de ses actifs et notamment de ses équipements. Cette dépréciation peut être déduite de l'impôt sur le revenu qu'elle doit payer à l'Etat. Cette déduction est calculée sur la valeur de marché des équipements et la dépréciation s'effectue à un taux fixé. Grâce à la dépréciation accélérée des installations renouvelables (par exemple une dépréciation de 100% la première année de fonctionnement d'un aérogénérateur), l'investisseur réduit considérablement le montant des impôts pendant la

phase initiale du projet. Ce mode de soutien permet d'alléger la charge financière à laquelle les investisseurs doivent faire face durant les premières années du projet du fait des coûts d'investissement élevés des installations renouvelables. Aux Pays-Bas, le programme VAMIL (Amortissement Accéléré des Investissements Environnementaux) permet aux investisseurs d'amortir librement leurs investissements en technologies respectueuses de l'environnement, dont notamment les unités électriques à base de sources d'énergie renouvelables.

### *III.2.2. Subventions à l'investissement*

Pour un développeur, un paiement direct sous forme de subvention pour l'installation d'une unité à base d'énergies renouvelables est préférable à une exonération d'impôt car elle s'applique immédiatement et est sûre. De plus, comme ce mode de soutien concerne les investisseurs imposables comme les non imposables, il confère un bénéfice supplémentaire aux premiers puisque, dans la majorité des cas, la partie subventionnée de l'investissement n'est pas soumise à imposition. Les systèmes fonctionnent généralement sur le principe de l'allocation d'une subvention par kW de capacité installée (O Gallachoir, 2000). Les subventions à l'investissement représentent de 20 à 50% des coûts d'investissement éligibles.

Le Danemark a inauguré la mise en œuvre de cet instrument en 1979 pour promouvoir les investissements privés dans le développement de l'électricité éolienne. Le programme offrait une aide directe de 30% des coûts totaux d'investissement à l'origine, taux qui déclina sur les 10 ans de l'existence du programme pour atteindre 10% en 1989 et disparaître ensuite. Des modes de soutien similaires ont été utilisés aux Etats-Unis, aux Pays-Bas, en Suède, en Irlande et en Allemagne au niveau fédéral, ainsi qu'à celui des Länder.

### *III.2.3. Inconvénients des systèmes de subventions à l'investissement*

Les systèmes d'aide à l'investissement ont l'avantage pour les entrants (les promoteurs de projets) de s'appliquer dès le début de la réalisation du projet d'installation à base de renouvelables et d'être stables pour les investisseurs. Mais ils comportent des inconvénients majeurs largement critiqués. D'abord, ils font appel au budget de l'Etat, pèsent sur les dépenses publiques et sont exposés au risque de suppression de la subvention en cas de changement politique. Ensuite, ces aides peuvent revêtir un caractère discriminatoire si

l'accès à l'information est inégal. Enfin leur gestion est souvent source de lourdeurs administratives et de délais d'exécution dommageables au bon déroulement des projets.

Enfin la structure d'incitation associée à la subvention à l'investissement n'est pas favorable à l'efficacité dans la maîtrise des coûts de réalisation des équipements et dans la recherche du bon fonctionnement de l'équipement. Une fois la subvention directe (ou indirecte quand il s'agit d'une défiscalisation) touchée, il n'y a pas d'incitation à réduire les coûts.<sup>3</sup>

L'efficacité d'un dispositif de subvention à l'investissement est difficile à évaluer du fait de l'existence d'effets d'aubaine. Il ne doit pas pour autant être rejeté (Cochet, 2000). Il peut fonctionner efficacement comme complément d'autres dispositifs, en particulier des aides au kWh produits par des unités à base d'énergies renouvelables qui sont devenus les dispositifs principaux de promotion de ces sources d'énergie en production électrique.

### ***III.3. Les aides à la production par instruments économiques***

Le point essentiel à la réussite d'un projet d'unité à base de sources d'énergie renouvelables est l'existence de contrats d'achat fiables sur lesquels les investisseurs peuvent compter pour écouler leur production. Ces projets étant considérés comme risqués par les prêteurs, la stabilité du mode d'incitation est nécessaire à l'obtention de crédits à un coût du capital raisonnable. Placées au centre du processus de développement (cf. Tableau 2), les aides à la production visent, comme les incitations à l'investissement, à réduire le coût de production de l'électricité à base d'énergies renouvelables pour les « développeurs » de projets. Mais ils portent sur les kWh produits, et non sur les capacités installées. Comme elles interviennent une fois l'équipement construit et en relation avec les quantités effectivement produites, elles sont doublement efficaces : elles incitent à la maîtrise des coûts d'investissement et à la recherche du bon fonctionnement de l'équipement par la suite.

L'éventail des instruments de subventions au kWh est vaste. Il repose généralement sur une obligation d'achat de l'électricité verte qui garantit un enlèvement à un prix déterminé

---

<sup>3</sup> Cette logique a d'ailleurs été à l'origine des changements dans les modes de soutien américains : « *With many projects (particularly wind) being developed primarily for tax shelter purposes, project performance in terms of electricity generation*

et assume le problème de la production aléatoire des sources d'énergie renouvelables intermittentes sur les marchés électriques libéralisés : durée des contrats d'achat, niveau du prix d'achat (cf. Tableau 3).

**Tableau 3 : Les instruments de soutien à la production  
Les incitations pour les candidats investisseurs**

Type de régulation	Tarifs d'achat garantis	Tarifs d'achat garantis et Crédits d'impôt	Appels d'offres ou Enchères concurrentielles	Quotas assortis de certificats verts échangeables
<b>Prix (par kWh)</b>	Fixé et garanti par l'Etat	Fixé et garanti par l'Etat	Prix non administré, mais basé sur les offres des producteurs	Non prédictible (résulte de la confrontation offre-demande sur le marché des CV)
<b>Volume (kWh, MW, %)</b>	Obligation d'achat par un tiers acheteur	Obligation d'achat par un tiers acheteur	Obligation d'achat par un tiers acheteur	Pas d'obligation d'achat Quota placé sur un tiers

Quatre instruments de subvention directe à la production d'électricité verte sont principalement utilisés ces 15 dernières années. Le premier repose sur un mécanisme de soutien par les prix, les tarifs d'achat garantis ; le second s'appuie sur les quantités en fixant un niveau de production à atteindre et en mettant les subventions allouées aux enchères, les appels d'offres ; le troisième est principalement utilisé aux Etats-Unis, les crédits d'impôt à la production. Ils se démarquent du quatrième instrument<sup>4</sup> d'aide à la production, déjà évoqué, qui impose des quotas d'électricité verte à des acheteurs d'électricité de gros ou aux consommateurs qui doivent ensuite trouver des moyens de se la procurer auprès de développeurs d'unités de production à base de renouvelables en payant le prix nécessaire via la signature d'un contrat de long terme ou l'achat de certificats verts.

### III.3.1. Les tarifs d'achat garantis (feed-in tariffs)

Cet instrument est aujourd'hui utilisé dans 12<sup>5</sup> des 15 Etats membres et présente des résultats intéressants en termes de développement des capacités renouvelables. Une mesure réglementaire forte accompagne en premier lieu cet instrument : l'obligation d'achat de

---

*was often far below expectations. It was to avoid such abuses that tax incentives were changed from capital cost-based tax credits to production-based credits in 1992* » (Wohlgemuth et Madlener, 2000).

<sup>4</sup> Dans le cas des systèmes de quotas échangeables, il convient de parler d'incitation directe à la production car aucune subvention au sens stricte du terme n'est allouée.

<sup>5</sup> Ce nombre comprend tous les pays les utilisant, que ce soit en politique principale, d'appoint ou encore transitoire.



l'électricité verte placée en général sur les compagnies électriques situées dans la zone de production de l'unité à un prix déterminé par les pouvoirs publics. Le terme de tarifs d'achat garantis est utilisé pour désigner à la fois un prix garanti et réglementé d'achat du kWh vert et le *premium* que le producteur ajoute au prix de gros de l'électricité. Le prix est spécifié par source d'énergie, afin de tenir compte des différences de maturité des technologies. Le niveau du tarif est fixé pour un nombre d'années bien défini (de l'ordre de 10 à 15 ans en général) afin d'apporter une sécurité aux investisseurs.

Le calcul du tarif appliqué peut répondre à plusieurs logiques (ECN, 2003c). Il peut être basé sur les coûts évités des compagnies soumises à l'obligation d'achat, ce qui était le cas dans les anciens systèmes de tarifs d'achat de l'électricité produite par des petits producteurs autorisés.

**Tableau 4 : Les tarifs d'achat garantis au sein de l'Union européenne**

Etats-membres	Niveaux des tarifs d'achat pratiqués
Autriche*	6,37 à 40, 82 c€/kWh (pour le PV) toutes technologies confondues
Belgique*	4,25 à 12,5 c€/kWh toutes technologies confondues
Danemark	5,06 à 6,73 c€/kWh toutes technologies confondues
France**	4,5 à 15,25 c€/kWh toutes technologies confondues
Allemagne	4,03 à 7,03 c€/kWh et 48,55 c€/kWh pour le PV et la biomasse
Grèce	5,6 à 7,2 c€/kWh (IPP : 90% du prix de détail, autoproducteurs : 70%)
Italie	5,3 (hydraulique<3MW) à 12,5 c€/kWh (pour le PV et la biomasse)
Luxembourg	3c€/kWh + 11,2 c€/kWh en période de pointe
Pays-Bas	6,8 c€/kWh pour l'éolien, la biomasse, l'hydraulique, l'énergie des vagues et des marées
Portugal	2,7 à 34, 7 c€/kWh (éolien, biomasse, petite hydraulique, géothermie et PV)
Espagne*	2,17 à 3,01 toutes technologies confondues et 27,1 c€/kWh pour le PV
Suède	0,97 à 1,95 c€/kWh (transition vers quotas échangeables)

\* prix d'achat net du prix de gros de l'électricité

\*\* les détails des niveaux de soutien sont présentés en annexe (cf. Annexe 2)

PV = photovoltaïque

Source : Admire Rebus, 2003.

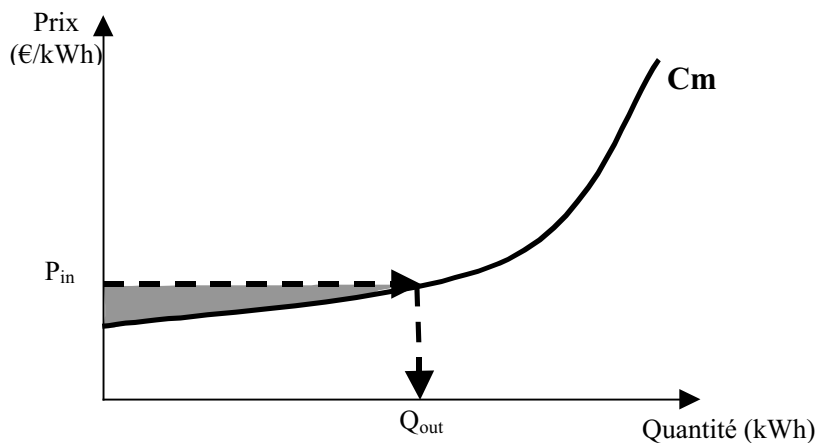
Dans des systèmes plus favorables, la référence au coût évité a été remplacée par la référence au prix au consommateur final, comme en Allemagne. Il a été aussi fixé en relation avec le coût de production complet des investisseurs en énergies renouvelables selon la technologie ; on se réfère alors à la courbe de coût marginal de production d'électricité renouvelable. Ces divers modes de calculs produisent donc des niveaux de tarifs nettement différents au sein des Etats membres (cf. Tableau 4). Cette diversité trouve également sa source dans les options de design précis des politiques de tarifs d'achat garantis, telles que la

durée de l'octroi du tarif, l'existence ou non de mesures complémentaires (aides fiscales par exemple) ou encore les filières technologiques concernées.

L'instauration d'un tarif d'achat garanti est comparable à une subvention par kWh allouée aux producteurs « verts » et fonctionne comme une taxe sur la pollution pour des firmes polluantes. Dans le cas de l'éolien, les producteurs sont incités à exploiter l'ensemble des sites disponibles jusqu'à ce que le coût marginal de production d'électricité d'origine éolienne soit égal au tarif de reprise proposé  $P_{in}$ . La quantité produite correspond alors à  $Q_{out}$  (cf. Figure 1). Elle n'est pas connue a priori si la courbe de coût marginal de production d'électricité d'origine éolienne n'est pas connue, ce qui est généralement le cas.

Tous les projets bénéficient du tarif  $P_{in}$ , y compris ceux dont le coût marginal de production est très inférieur au tarif proposé. L'existence de sites de qualité inégale est à l'origine de l'attribution d'une rente différentielle au profit des projets dont les coûts de production sont les plus faibles.

**Figure 1 : Le fonctionnement des tarifs d'achat garantis**



Le coût global de réalisation de l'objectif est donné par la surface  $P_{in} \times Q_{out}$ , dont le coût de la subvention (triangle en grisé). Le financement de la subvention aux producteurs d'électricité renouvelable est couverte, soit par une hausse des tarifs de l'électricité qui instaure une subvention croisée sur l'ensemble des consommateurs électriques (Espagne, Italie) ou par les seuls clients de l'entreprise contrainte d'acheter l'électricité renouvelable (Allemagne jusqu'en 2000), soit par le contribuable par remboursement des taxes sur

l'électricité produite à partir de sources renouvelables, soit par un mélange des deux systèmes (Danemark)<sup>6</sup>. L'iniquité entraînée par le système de financement par les seuls clients des compagnies locales a posé des problèmes aux compagnies électriques et conduit à l'adoption de mécanismes de répartition de la charge du financement (cf. Chapitre 4).

### III.3.2. Les appels d'offres ou enchères concurrentielles (*bidding procedures*)

Avec les enchères concurrentielles, l'autorité régulatrice définit un marché protégé pour une quantité donnée d'électricité d'origine renouvelable avec obligation d'achat par l'entreprise locale de la production des producteurs sélectionnés. Les enchères concurrentielles sont utilisées pour sélectionner les bénéficiaires de contrats d'achat d'électricité verte à prix fixes et garantis d'enlèvement. Les investisseurs et producteurs potentiels entrent donc en concurrence pour l'obtention de contrats à prix fixes lors de round d'enchères concernant une quantité déterminée par les pouvoirs publics, formulée en puissance installée ou en production et par technologie. Les rounds d'enchères concernent chaque technologie individuellement : les projets éoliens, par exemple n'entrent en compétition qu'entre eux et jamais avec des projets biomasse ou hydraulique par exemple.

Concernant les critères de sélection, le prix d'achat proposé par l'investisseur dans son offre de capacité ou de production est le critère essentiel, mais la crédibilité technique de l'installation, l'impact socio-économique ou encore l'obtention du permis de construire peuvent également faire office de déterminants dans le choix des offres retenues par l'autorité régulatrice (Kühn, 1999). Il existe deux modes de fixation des prix contractuels pour les projets retenus : soit le prix du projet marginal est appliqué à tous les projets sélectionnés (*bid at marginal price*), soit chaque proposant se voit attribuer le tarif inscrit dans son offre (*pay as bid*). Le premier système a prévalu au Royaume-Uni lors du second round d'enchères du NFFO (*Non Fossil Fuel Obligation*), mais a été abandonné par la suite en raison de son caractère peu incitatif.

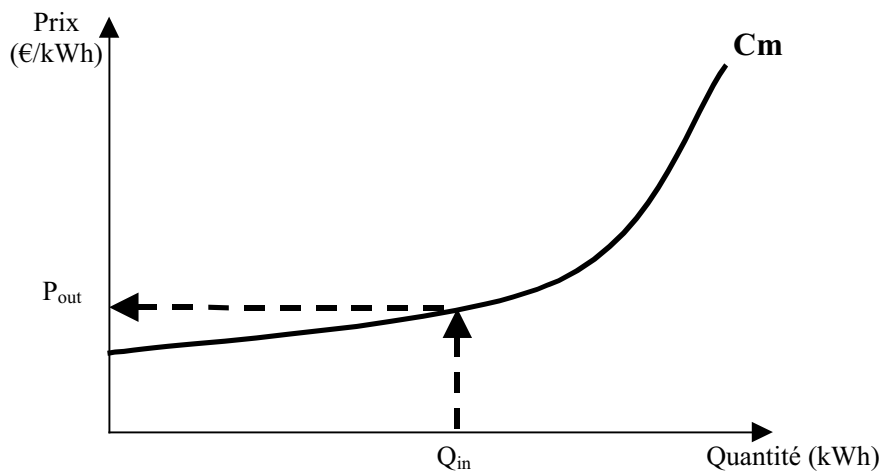
La concurrence porte sur les prix du kWh proposés lors des enchères. Les propositions sont classées par ordre de coût croissant jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères soit

---

<sup>6</sup> En Allemagne, le tarif d'achat garanti est, pour l'éolien, de 90 % du tarif moyen pondéré et au Danemark, le prix est fixé à 85% du tarif domestique augmenté du remboursement de la taxe sur le carbone. Le surcoût par rapport au prix de gros est à la charge de la compagnie qui le répercute dans ses tarifs (Allemagne, cf. infra ; Italie) ou pris en charge par l'Etat (Danemark).

atteinte. Le coût marginal maximal  $P_{out}$  est le prix payé pour le dernier projet retenu qui permet d'atteindre la quantité  $Q_{in}$  (cf. Figure 2). Les subventions implicites attribuées à chaque producteur sélectionné correspondent à l'écart entre le prix de l'enchère et le prix du marché de gros. Le jeu des enchères concurrentielles par rounds successifs permet de révéler les coûts marginaux de production de l'ensemble des producteurs. Le coût global de réalisation de l'objectif est alors donné par la surface située sous la courbe de coût marginal.

**Figure 2 : Le fonctionnement des appels d'offres**



La rente différentielle qui est perçue dans le système de prix d'achat garantis par les producteurs d'électricité renouvelable n'existe pas dans ce système<sup>7</sup>. Toujours par comparaison avec le système de prix garantis, la quantité d'électricité renouvelable résultant de la procédure d'enchères concurrentielles est ici connue a priori. Par contre, la forme de la courbe de coût n'étant pas connue avec précision, le coût marginal ainsi que le coût global de réalisation de l'objectif sont incertains. Enfin le mode de financement du surcoût est proche de ceux du système précédent. Il est assuré par une taxe spécifique sur la consommation d'électricité (Royaume-Uni), ou bien par une subvention croisée sur l'ensemble des consommateurs (France).

Les enchères concurrentielles ont été utilisées au Royaume-Uni via le NFFO de 1991 à 2000, en Irlande depuis 1994 avec le programme AER (*Alternative Energy Requirement*) et en France avec le programme Eole 2005 qui a prévalu pour l'énergie éolienne exclusivement de 1993 à 2000. Il a été abandonné au profit d'autres dispositifs, mais il est encore utilisé pour

la promotion des technologies renouvelables encore peu matures comme l'éolien offshore ou le photovoltaïque.

### III.3.3. Les crédits d'impôt à la production

Comme pour les aides à l'investissement étudiées plus haut, les incitations à la production peuvent prendre la forme de réductions d'impôt plutôt que de subventions directes. Une réduction d'impôt à la consommation (*Production Tax Credit* ou PTC) procure au producteur ou au propriétaire d'une installation renouvelable un crédit d'impôt annuel basé sur le volume d'énergie produite par une installation particulière (AWEA, 1997b). Cette stratégie est employée aux USA depuis 1992 pour promouvoir la biomasse et l'énergie éolienne et elle est élargie à six nouvelles technologies renouvelables dont le solaire, la géothermie et de nouvelles formes de biomasse (AWEA, 2003). Par exemple, la « *wind energy production tax credit* » est accordé les 10 premières années de fonctionnement de l'installation, elle a été fixée à 1,5 cents par kWh et est ajustée annuellement selon l'inflation. Le montant de la PTC est actuellement de 1,8 cents/kWh pour une période de 10 ans.

Les aides ne sont pas attribuées ici sur la base des coûts d'investissement initiaux, mais par kWh d'électricité produite. Ceci a pour conséquence d'éliminer les risques de gonflement des coûts d'investissement et d'encourager les investisseurs à rechercher des matériels performants, ce qui constitue les principaux écueils d'un soutien au kW installé (cf. supra). Les débats font apparaître deux difficultés : l'incertitude politique associée à toute mesure fiscale qui dissuade à l'investissement<sup>8</sup> et la difficulté de bénéficier entièrement du crédit d'impôt qui est relié aux fonds propres investis. La structure de financement requise pour bénéficier entièrement de l'instrument, orientée sur les fonds propres investis dans le projet et non pas les emprunts, accroît au final le coût de financement de la production d'électricité verte : « *tax credits can only be absorbed by equity investors if there is a large fraction of equity in the project capital structure. This raises the financing cost of wind turbine projects compared to conventional power technology, which relies on a large fraction*

---

<sup>7</sup> A l'origine, le processus anglais d'enchères concurrentielles (NFFO) attribuait à l'ensemble des producteurs le tarif d'achat proposé par le projet marginal (prix d'enchère unique); la rente différentielle bénéficiait alors aux producteurs. Cette procédure a été abandonnée dans le round suivant.

<sup>8</sup> L'incertitude qui a pesé sur la pérennité de l'instrument fin 2001 aux Etats-Unis a entraîné une chute de 73% des installations nouvelles de 2001 à 2002 (Navigant Consulting, 2003).

*of low cost debt. If the tax credit were paid as cash subsidy, the capital structure could be shifted to low cost debt and financing costs could be significantly reduced.* » (Kahn, 1996).

#### *III.3.4. Les aides à la production par instrument hybride réglementaire et économique : le système des quotas échangeables*

Ce système connu sous le nom de « système de certificats verts » renvoie à un instrument couplant l'approche réglementaire consistant à fixer un quota de production d'électricité verte au niveau national et les mécanismes de marché à travers la possibilité d'échanger les certificats.

##### *a. le principe des quotas échangeables*

Son principe simplifié est le suivant : le gouvernement fixe d'abord un objectif de production d'électricité verte (quota de puissance ou de production national) supérieur à la puissance (ou production) actuelle pour les années futures, avec un renforcement progressif. Ces quotas sont imposés à des agents (fournisseurs, producteurs ou consommateurs) qui doivent se procurer chaque année les certificats correspondants. Les producteurs d'électricité verte, ainsi assurés des débouchés de leur production, reçoivent le nombre de certificats verts correspondant à leur production via une équivalence prédéfinie (par exemple 10 MWh = 1 certificat). Dans le schéma théorique, ceux-ci peuvent vendre ensuite d'un côté leur électricité sur le réseau au prix de marché et de l'autre leurs certificats aux demandeurs (opérateurs du système électrique devant satisfaire à un quota d'électricité verte). La production est ainsi valorisée de deux manières distinctes : à la fois par la vente de l'électricité physique au réseau et par la vente du certificat sur son marché spécifique. Cela permet de placer les investissements en énergies renouvelables au niveau de rentabilité ordinaire, sachant que le prix du certificat additionné au prix de gros du kWh tendront à s'établir au niveau du coût de production de l'unité marginale. Les recettes de vente du certificat agiront comme une prime à la production d'électricité verte dans un contexte concurrentiel respecté. Mais comme le prix des certificats sera déterminé de façon concurrentielle, il incitera les développeurs d'unités à l'efficacité pour la maîtrise de leurs coûts d'investissement et le fonctionnement des unités de production d'énergie renouvelable.

L'obligation peut être placée à n'importe quel niveau de la chaîne électrique : la production, la fourniture et la consommation. Sur les marchés libéralisés, elle est placée généralement sur les revendeurs sauf en Italie où elle porte sur les producteurs<sup>9</sup> ; mais les consommateurs peuvent aussi être directement intégrés au système d'échange comme au Danemark<sup>10</sup> (Berry et Jaccard, 2001 ; Voogt et al., 2000). On notera qu'évidemment les agents soumis à cette obligation peuvent chercher à la respecter en passant des contrats de moyen ou de long terme à un prix fixe couvrant les dépenses complètes du producteur ou bien en construisant eux-mêmes des unités de production d'électricité à partir de sources renouvelables. Ces options sont en concurrence avec celle de l'achat d'électricité « grise » et de certificats. Sur le marché des certificats verts, ces agents paieront un prix pour les certificats afin de remplir leur obligation. Ce prix dépendra de la confrontation entre l'offre et la demande de certificats. Si l'offre est faible de la part des producteurs, les prix seront élevés, ce qui produira une incitation pour que de nouveaux producteurs se lancent dans l'installation d'unités de production d'électricité verte sur une base concurrentielle. L'incitation à l'efficacité du côté des agents sur lesquels porte l'obligation est assurée par le fait que les agents ne récupèrent pas le coût de cette obligation par une subvention, mais en le transmettant dans leurs prix de vente des kWh ordinaires qui, eux, résultent du jeu concurrentiel.

*b. les avantages allocatifs du système de quotas échangeables*

Les avantages théoriques de cet instrument, notamment de permettre un fonctionnement aligné sur les principes des nouveaux marchés électriques et les incitations à l'efficacité, devront être discutés. Toujours est-il que les Etats européens s'y intéressent : le Royaume-Uni, l'Italie, la Belgique et la Suède l'ont adopté ainsi que quelques Etats américains. Il est également pressenti par la Commission européenne comme future référence pour harmoniser les politiques d'incitation au développement des renouvelables, ainsi que pour rechercher une intégration des marchés de certificats qui autoriserait une allocation optimale de l'effort entre pays européens (CE, 2001).

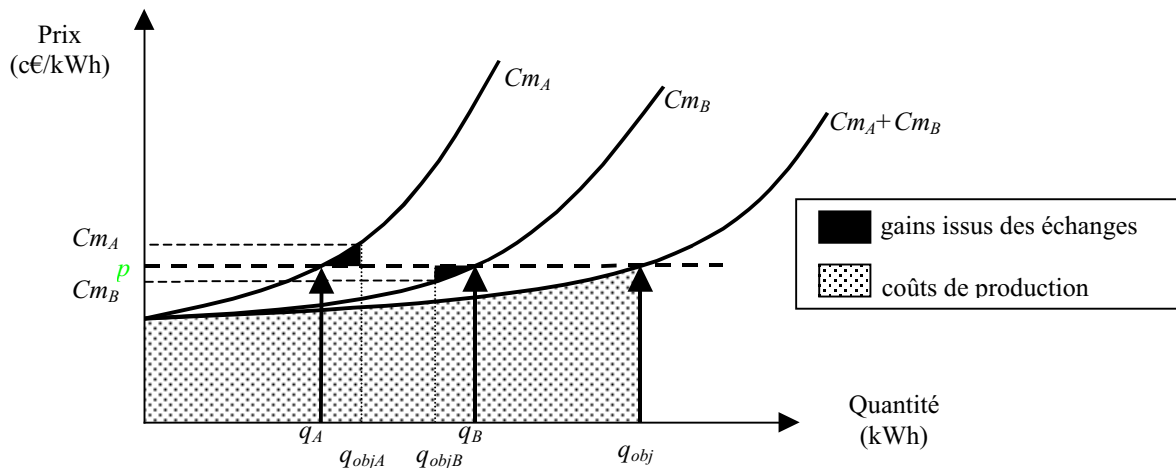
---

<sup>9</sup> L'Italie a mis en œuvre d'un marché de certificats verts depuis 2002, avec au départ un quota de 2 % de renouvelables imposé.

<sup>10</sup> Le projet de création d'un marché de certificats verts au Danemark envisage d'imposer aux consommateurs l'achat d'une partie de leur électricité à partir de sources renouvelables. La contrainte pèsera de fait sur les distributeurs qui devront justifier chaque année de l'achat d'une proportion d'électricité renouvelable pour le compte de leurs clients.

Les quantités à atteindre sont définies au plan national comme dans le cas des enchères concurrentielles, puis ensuite réparties entre chaque acteur contraint. Comme tous les opérateurs ne bénéficient pas des mêmes opportunités de valorisation des sources d'énergie renouvelables et présentent par conséquent des courbes de coût marginal de production distinctes<sup>11</sup>, le système d'échange de certificats verts présente un intérêt allocatif. En l'absence d'un tel mécanisme de flexibilité, l'instauration d'obligations indifférenciées sur chaque opérateur se traduirait par des coûts marginaux de réalisation des objectifs différents, ce qui est source d'inefficacité. Le système de certificats organise une répartition plus efficace de l'effort collectif en permettant l'égalisation des coûts marginaux de production d'électricité renouvelable entre les opérateurs et en incitant à l'entrée de producteurs spécialisés. C'est ce même raisonnement qui est appliqué au plan européen pour promouvoir l'harmonisation des dispositifs vers ce système.

**Figure 3 : Le fonctionnement d'un marché de certificats verts**



Prenons, par exemple, le cas de deux distributeurs A et B soumis à des quotas d'énergie renouvelable  $q_{objA}$  et  $q_{objB}$  (cf. Figure 3). La réalisation de l'objectif  $q_{objA}$  se traduirait pour le distributeur A qui bénéficie d'une ressource de moins bonne qualité par un coût marginal  $Cm_A$  important. La possibilité d'échanger les certificats lui permet de limiter sa production à  $q_A$  et d'acheter des certificats au prix d'équilibre  $p$  pour atteindre la quantité fixée  $q_{objA}$ . De son côté, le producteur B accroît sa production jusqu'à  $q_B$  et revend son excédent de certificats sur le marché au prix  $p$ . L'introduction des certificats entraîne une réduction du coût de réalisation de l'objectif global  $q_{obj}$  ( $= q_{objA} + q_{objB}$ ) matérialisée par les surfaces noires, par

<sup>11</sup> Dans le cas de l'éolien, par exemple, il est clair qu'un distributeur situé à proximité d'une zone côtière bénéficiera d'une ressource éolienne plus favorable conduisant à des coûts de production plus faibles qu'un distributeur situé à l'intérieur des



rapport à une situation sans flexibilité où les opérateurs sont soumis aux quotas initiaux sans possibilités d'échanges.

Certes, on pourrait, sans flexibilité, atteindre le même résultat en imposant des contraintes différenciées aux opérateurs. Mais, en situation d'information imparfaite pour la puissance publique et pour les opérateurs eux-mêmes, il n'est pas possible d'attribuer des objectifs correspondant aux quantités efficaces ( $q_A$  et  $q_B$ ). Le système d'échange de certificats permet d'attribuer des objectifs non spécifiques à l'ensemble des opérateurs tout en garantissant la minimisation du coût global de réalisation de l'objectif par l'égalisation des coûts marginaux de production.

#### III.4. Les incitations à la consommation

L'incitation à la consommation passe par la réduction du prix de vente de l'électricité verte aux consommateurs. Celui-ci se décompose en 4 éléments : le coût de production, le coût de transport, le coût de distribution et les taxes. En Europe, les taxes représentent une part importante du prix de vente final, un montant en général supérieur à la différence existant entre les coûts de production de l'électricité renouvelable et ceux de l'électricité « grise » (ECN, 2003a). Une réduction de taxe appliquée aux énergies renouvelables génère donc facilement une baisse du prix de l'électricité verte qui modifie la hiérarchie des prix de vente des « deux » électricités.

Ce mode d'incitation a été utilisé aux Pays-Bas de 1996 à 2003<sup>12</sup>. L'écotaxe ou « *regulatory energy tax* » (REB) consistait en une taxe sur la consommation finale d'électricité et de gaz et avait pour premier objectif de stimuler la maîtrise de la demande d'énergie. En 2002, cette taxe s'élevait à 6c€/kWh (ECN, 2003b). L'exemption de cette taxe sur les consommations d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables constitua le mode d'incitation principal au développement des renouvelables. Son mode de fonctionnement était le suivant. Les distributeurs d'électricité collectent l'écotaxe (REB) auprès des consommateurs d'électricité conventionnelle. Les consommateurs d'électricité

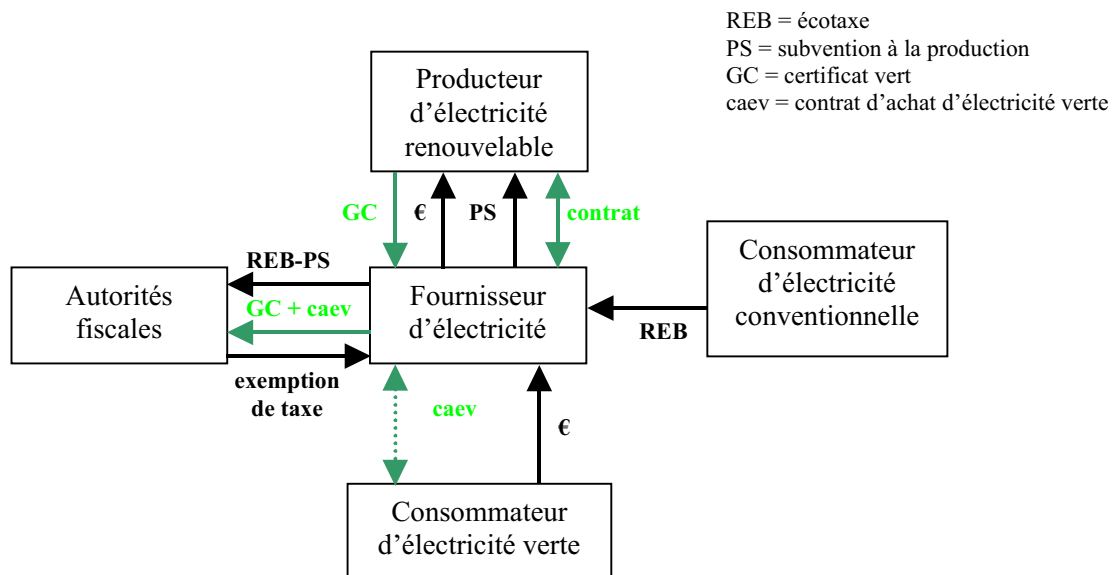
---

terres.

<sup>12</sup> Ce système a été adapté en juillet 2003. La politique envisagée combine un niveau moins élevé d'exemption fiscale sur la consommation avec un tarif d'achat spécifique selon les technologies. L'exemption est fixée à 2,9 ct€/kWh pour l'éolien on-shore et off-shore, pour la biomasse (100%), pour la petite biomasse indépendante, le photovoltaïque, les gaz de décharge et l'énergie des vagues et marées. Les déchets, l'hydraulique et la biomasse issue de sources différentes sont exclus du système.

verte s'acquittent eux d'un premium (€) mais sont exemptés d'écotaxe (cf. Figure 4). Le distributeur a deux rôles : il doit acheter le nombre de certificats verts correspondant à ses offres d'électricité verte et il offre une subvention à la production (PS), à partir des revenus issus de l'écotaxe, au producteur renouvelable en échange d'un contrat d'achat d'énergie. Le fournisseur reverse ensuite à l'Etat le montant collecté de l'écotaxe diminué des subventions accordées (REB-PS). A l'issue de ce mécanisme, l'écotaxe offre une incitation à produire de l'électricité verte de 8c€/kWh (6 provenant de l'exemption de taxe et 2 de la subvention). Elle a été à l'origine d'un développement significatif du marché de l'électricité verte aux Pays-Bas.

**Figure 4 : Le mode de fonctionnement de l'écotaxe au Pays-Bas**



Source : ECN, 2003b.

L'expérience néerlandaise en matière d'incitation à la consommation d'électricité verte, via la réduction de taxe (écotaxe), a permis de rapprocher très nettement, voire d'égaliser, les prix de l'électricité verte et de l'électricité conventionnelle pour le secteur résidentiel. Le résultat a été remarquable en matière de stimulation de la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables, mais n'a pas été suivi par le développement des capacités installées escompté. Deux éléments sont à l'origine de cet échec : l'incertitude quant à la pérennité de la politique en place et la concurrence internationale. L'effet défavorable principal provient de l'éligibilité des importations à l'écotaxe, comme à la subvention, sans que soient imposés ni le type de production concernée, ni l'association du certificat aux seules nouvelles unités, ce qui aurait restreint l'offre. Le niveau élevé de soutien offert par la

politique néerlandaise a de fait attiré de nombreuses productions étrangères, notamment à base de grande hydraulique. L'envol de la demande nationale d'électricité verte a de plus rendu nécessaire le recours à ces importations, mais s'est finalement traduit par un développement des capacités en dehors du territoire. Enfin, anticipant la charge accrue pour le gouvernement de cette politique, les investisseurs néerlandais n'ont finalement pas cru en la stabilité de l'instrument. « *Thus the ecotax-based support framework could not provide the long-term revenue security needed for investments in new renewable energy projects. In addition, domestic producers had to compete against lower cost imports. [...] As a consequence the ecotax regulations were ineffective in stimulating new domestic supply* » (ECN, 2003b).

Ainsi, derrière l'unicité du type « instrument économique » se cache une multitude de modes de fonctionnement (soutien par les prix, par les quantités, incitations fiscales, etc...) ainsi qu'une grande diversité des résultats obtenus suite à leur mise en œuvre. De fait, si tous les instruments étudiés ci-dessus reposent sur le recours aux mécanismes de marché, les signaux envoyés diffèrent et entraînent par conséquent des réponses inégales des acteurs visés. Dans le chapitre suivant, nous analysons plus en détails les retours d'expérience concernant les politiques de tarifs d'achat garantis, d'appels d'offres et de quotas échangeables.

## IV. Conclusion

Ce chapitre a présenté les mécanismes de fonctionnement des différents instruments de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable, ainsi que les résultats de leur mise en œuvre en Europe et aux Etats-Unis. Cet examen a permis notamment d'identifier les avantages et inconvénients de chacun des instruments (cf. Tableau 5).

**Tableau 5 : Récapitulatif des avantages/inconvénients des instruments étudiés**

	<b>Atouts</b>	<b>Inconvénients</b>
<b>Accords volontaires</b>	- processus de négociation environnementale engagé avec les industriels	- risque de capture du régulateur - faible efficacité
<b>Green Marketing</b>	- participation active des consommateurs et compagnies électriques	- faible développement de nouvelles capacités - iniquité des consommateurs
<b>Réductions fiscales à l'investissement</b>		- ne concerne pas tous les investisseurs - pas d'incitation à la performance
<b>Subventions à l'investissement</b>	- paiement cash à l'investisseur	- pas d'incitation à la performance
<b>Subventions à la production</b>	- incitation à la performance	
<b>Réductions fiscales à la production</b>	- incitation à la performance	- risque de renchérissement du coût de financement des projets
<b>Quotas + échanges de certificats</b>	- incitation à la performance - atteinte de l'objectif à moindre coût	
<b>Quotas +réductions fiscales à la consommation</b>		- risque de financement de capacités hors du territoire pour faire face à l'envol de la demande

Les instruments de réglementaires n'apparaissent pas dans ce tableau récapitulatif du fait que leur usage dans le domaine de la promotion des énergies renouvelables électriques se limite principalement à la définition des règles concernant l'attribution des permis de construire ou les conditions d'accès au réseau. Les normes, sous forme de quotas, existent cependant dans les systèmes de quotas échangeables, mais nous avons délibérément choisi de traiter de cet instrument hybride sous l'angle des instruments économiques (cf. infra).

En ce qui concerne les instruments basés sur le volontariat, les conclusions concernant leur efficacité sont les mêmes, que l'engagement provienne des consommateurs (green marketing) ou des producteurs (accords volontaires). De fait, dans les deux cas, leur atout, non négligeable, consiste à concerner (et responsabiliser) directement les acteurs du secteur électrique vis à vis du développement des énergies renouvelables. Cependant, en contrepartie,

ils affichent souvent une faible efficacité environnementale au sens où les objectifs quantitatifs ne sont pas atteints, soit du fait du piètre taux de réalisation des volontés à payer déclarées lors des sondages (green marketing), soit parce que les entreprises finissent par « capturer le régulateur » lors des négociations.

L'analyse des retours d'expériences concernant les instruments économiques est également riche en enseignements. D'abord, les incitations à l'investissement, généralement libellées en terme de capacité installée ne peuvent être utilisées seules puisqu'elles n'agissent en aucun cas sur la performance des installations. Ensuite, les résultats tendent à démontrer que dans la phase actuelle de développement de ces filières, les aides à la production sont plus efficaces au sens où les réactions au signal prix des consommateurs sont trop vives par rapport au temps de réaction de l'industrie (cf. importations néerlandaises). Enfin, malgré leur indéniable incitation à la performance, les crédits d'impôt à la production paraissent inadéquats au soutien des énergies renouvelables du fait de la structure de financement de ces projets (faible proportion de capitaux propres).

Notre recherche se poursuit en se focalisant sur trois d'entre eux (tarifs d'achat garantis, appels d'offres et systèmes de quotas échangeables) dont les retours d'expérience ou les avantages théoriques pressentis requièrent une analyse approfondie de leur efficacité. Dans le chapitre suivant, nous étudions par conséquent plus en détails le design et les performances issues de ces pratiques à l'origine de débats virulents au sein de l'Union européenne concernant la sélection du mode de soutien le plus efficace pour le développement des filières renouvelables.

**CHAPITRE 4**  
**ANALYSE EMPIRIQUE DES TROIS**  
**MODES PRINCIPAUX D'INCITATION:**  
**TARIFS D'ACHAT GARANTIS VS. APPELS D'OFFRES**  
**VS. QUOTAS ECHANGEABLES**

L'examen des politiques mises en œuvre dans les pays européens depuis une vingtaine d'années pour stimuler le développement des énergies renouvelables montre que les instruments utilisés présentent des résultats très divers en termes de développement des capacités installées, de dynamique de baisse des coûts de production, d'impact sur le secteur industriel, ou encore d'acceptation sociale. Les trois types d'instruments ont été adoptés de la façon suivante :

- les prix d'achat garantis qui sont utilisés au Danemark, en Allemagne, en Espagne et en France plus récemment, sont les plus anciens et les plus répandus,
- les systèmes d'enchères concurrentielles utilisés au Royaume-Uni et en France jusqu'en 2001 (resp. 2000) sont basés sur la fixation d'un objectif de production d'énergie renouvelable à atteindre au niveau national,
- les systèmes de quotas échangeables basés sur l'imposition de quotas d'énergie renouvelable aux fournisseurs, qui sont utilisés dans trois pays (Royaume-Uni, Italie, Belgique) depuis peu, mais qui pourraient à terme se généraliser à l'ensemble des pays européens, sachant qu'ils sont envisagés en Suède, en Norvège, aux Pays-Bas, en Autriche et au Danemark.

L'analyse des résultats obtenus par la mise en œuvre de ces différents instruments permettra d'établir empiriquement un bilan comparé de l'efficacité de ces trois pratiques. On le fera d'abord en opposant les tarifs d'achat garantis aux enchères concurrentielles, puis analysant les avantages et les limites d'un passage aux systèmes de quotas échangeables. Afin de simplifier la comparaison, on se focalisera sur la principale énergie renouvelable ayant bénéficié de ces dispositifs, soit l'énergie éolienne.

## I. La comparaison de l'efficacité des tarifs d'achat garantis et des appels d'offres

L'Allemagne, le Danemark, l'Espagne et la France plus récemment ont choisi de soutenir le développement de la filière éolienne et d'autres filières renouvelables par des systèmes de prix d'achat garantis. L'Allemagne occupe la première place européenne pour la production d'électricité éolienne avec plus de 12000 MW de capacités installées début 2003, loin devant la France et la Grande-Bretagne (respectivement 147 MW et 552 MW) qui disposent pourtant des deux premiers gisements éoliens européens. Les écarts observés correspondent de fait à des efforts très contrastés de la part des Etats membres, indépendamment des potentiels disponibles ou de leurs coûts d'accès.

### I.1. Les politiques de tarifs d'achat garantis

Les résultats obtenus témoignent de l'efficacité environnementale de l'instrument en terme de capacité installée et de son efficacité dynamique en terme d'apprentissage technologique et industrielle, matérialisée par le développement d'une industrie nationale par les pays les ayant mis en place depuis de nombreuses années (Chabot, 2000 ; Gutermuth, 2000 ; Wagner, 2000). Nous exposons ici les modalités de fonctionnement de l'instrument en Allemagne, pays pionnier, et en France depuis 2001, avant d'analyser les résultats obtenus par cet instrument au niveau européen.

#### I.1.1. Les politiques de tarifs d'achat garantis en Allemagne

Le décollage des filières renouvelables en Allemagne est attribuable à la loi de 1990 *Stromeinspeisungsgesetz* (ou loi *EFL*). De 1991 à 2000, cette loi imposait aux compagnies électriques d'acheter à un prix fixé par le gouvernement, correspondant à un pourcentage du prix de vente au résidentiel, la totalité de l'électricité produite à partir de renouvelables (90% du prix résidentiel pour l'éolien et le solaire, et de 65 à 80% pour l'hydraulique et la biomasse selon la taille des installations)<sup>1</sup>. Le succès de la loi EFL a cependant généré un fort

---

<sup>1</sup> Les tarifs appliqués étaient les suivants :

- photovoltaïque et éolien : entre 8,2 et 8,8 c€/kWh
- biomasse et hydraulique <0,5 MW : entre 7,05 et 7,85 c€/kWh
- biomasse et hydraulique entre 0,5 et 5 MW : entre 5,95 et 6,38 c€/kWh

mécontentement des compagnies électriques. La ressource éolienne allemande étant principalement située dans le nord du pays et l'obligation d'achat de l'électricité renouvelable reposant sur les compagnies les plus proches de l'installation, l'expansion rapide des capacités a entraîné un surcoût non négligeable pour les compagnies concernées. Le dispositif se heurtait à un problème redistributif et d'équité par les rentes qu'il attribuait aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le mode de fixation des prix et de financement de la subvention a été en conséquence révisée par une loi d'avril 2000 (Eneuerbare Energien Gesetz - EEG). Pour laisser moins de rente aux producteurs ENR, les tarifs appliqués ont été révisés et décroissent désormais annuellement pour tenir compte du progrès technique : moins 1%/an pour la biomasse, moins 1,5%/an pour l'éolien et moins 5%/an pour le photovoltaïque. Ils sont accordés pour une durée de 20 ans (voir les tarifs pour 2001 et 2002 dans le tableau 1).

**Tableau 1 : Les tarifs d'achat garantis avec la loi EEG**

<i>Technologies</i>	<i>Prix 2001 (c€/kWh)</i>	<i>Prix 2002 (c€/kWh)</i>
<b>Photovoltaïque</b>	50,62	48,1
<b>Eolien terrestre</b>	9,1 pendant les 5 premières années 6,17 pour les 15 suivantes	9 pour les 5 premières années 6,17 pour les 15 suivantes
<b>Eolien off shore</b>	9,1 pour les 9 premières années 6,17 pour les 11 suivantes	9 pour les 9 premières années 6,17 pour les suivantes
<b>Biomasse &lt; 0,5MW</b>	10,23	10,10
<b>Biomasse entre 0,5 et 5 MW</b>	9,2	9,1
<b>Biomasse &gt; 5 MW</b>	8,69	8,6
<b>Hydraulique &lt; 5 MW</b>	7,67	7,67
<b>Gaz de décharge</b>	7,67	7,67

Source : ECN, De Vries, H.J. et al. (2003).

Elle a aussi adapté le dispositif au nouvel environnement concurrentiel qui ne permettait plus à des compagnies de supporter seules le fardeau financier de la politique nationale au nom de l'équité concurrentielle. Elle impose aux gestionnaires de réseau l'achat et l'injection de l'électricité verte produite sur leurs réseaux de fourniture, mais prévoit un système de compensation entre les compagnies : afin d'éviter les distorsions de concurrence, ce sont les consommateurs qui prennent en charge in fine les surcoûts, soit environ 5,34 euros/an et par abonné et la compensation est réalisée entre compagnies de transport. Au nombre de six, ce petit nombre permet d'échanger les informations facilement entre elles ainsi qu'avec l'autorité ministérielle.



### 1.1.2. Les tarifs d'achat garantis en France

Le système d'enchères et les prix contractuels obtenus sont apparus peu incitatifs devant la faiblesse des résultats (56 MW installés en 2000). En conséquence il a été remplacé par un système adopté en juin 2001 pour stimuler le développement de l'énergie éolienne qui adapte les modalités allemandes d'application des tarifs d'achat garantis pour tenir compte de différents objectifs d'aménagement du territoire et d'incitation au progrès technique. En prenant l'exemple de l'éolien, l'arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité éolienne produite par les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW et ayant demandé à bénéficier de l'obligation d'achat (décret du 6 décembre 2000). Pour la France continentale<sup>2</sup>, le tarif d'achat de l'électricité éolienne sera en moyenne de 7 c€/kWh pour les dix prochaines années. Ils seront réévalués chaque année pour tenir compte de l'inflation.

Le système de tarification répond aux trois principes suivants :

*-l'aménagement du territoire:* le tarif augmente à l'inverse du productible<sup>3</sup> de l'installation afin d'assurer une bonne rentabilité aux producteurs situés sur des sites peu ventés tout en contrôlant les rentes octroyées aux producteurs bénéficiant de vents plus favorables (cf. Tableau 2). Le prix d'achat du kWh éolien est défini sur trois périodes de 5 ans. Il est fixé à 8,4 c€/kWh pour toutes les installations pendant les 5 premières années, puis il est modulé selon la durée annuelle de fonctionnement de référence<sup>4</sup>.

*-l'appui au démarrage de la filière :* les tarifs s'appliquent aux 1500 premiers MW éoliens installés qui bénéficieront de conditions tarifaires plus avantageuses (environ 10%). Cette bonification des tarifs pour les premiers investisseurs doit permettre un démarrage plus rapide de la filière.

*-la prise en compte du progrès technique :* les tarifs applicables aux nouveaux projets sont diminués de 3,3% par an à partir de 2003 pour tenir compte du progrès des technologies.

---

<sup>2</sup> Les tarifs applicables aux DOM-TOM et à la Corse sont de 9,15c€/kWh pour toutes les installations pendant les 5 premières années, puis passent à 7,47 (resp. 4,57) c€/kWh les 10 années suivantes pour les sites dont le productible atteint 2400h/an (resp. 3300h) quelle que soit la capacité installée.

<sup>3</sup> La durée annuelle de fonctionnement (ou productible) d'une installation s'obtient en divisant la production annuelle livrée au réseau par la puissance maximale de l'aérogénérateur. Le productible de référence est la moyenne des trois durées annuelles médianes sur les cinq premières années.

<sup>4</sup> Afin d'éviter tout accroissement indu de la rente du producteur si le régime du vent devient durablement plus favorable que celui mesuré sur les 5 premières années, l'arrêté prévoit également un abattement du tarif applicable aux kWh excédentaires.

**Tableau 2 : Conditions tarifaires appliquées aux 1500 premiers MW éoliens**

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif des années 1 à 5 c€/kWh	Tarif des années 6 à 10 et 11 à 15 c€/kWh	Tarif moyen équivalent c€/kWh
Nh=2000 heures	8,4	8,4	8,4
Nh=2600 heures	8,4	5,9	7
Nh=3600 heures	8,4	3	5,4

Calculs effectués avec un taux d'actualisation de 6,5%.

*a. les conséquences en termes de développement de la filière*

Le tableau 3 permet de comparer le niveau des tarifs et le coût moyen actualisé sur 15 ans en fonction du productible de référence. On constate que le tarif est ajusté au coût de production, ce qui évite de privilégier les seuls sites favorables. On remarque également qu'avec un tarif moyen de 5,1 c€/kWh<sup>5</sup>, le système d'enchères ne permettait pas la valorisation des sites moyennement ventés. Malgré ces mécanismes de dégressivité, la rentabilité économique d'un site favorable reste supérieure à celle d'un site moyen. L'objectif d'aménagement du territoire nécessite dès lors que des moyens complémentaires, réglementaires ou économiques, soient mis en œuvre afin que le développement de l'éolien s'effectue de façon équilibrée.

**Tableau 3 : Exemples de calculs de rentabilité**

Productible	Vitesse du vent	Coût moyen actualisé cEuros/kWh	Tarif moyen équivalent cEuros/kWh
2000h	5,5 m/s	7,6	8,4
2600h	6,5 m/s	6,1	7
3600h	8 m/s	4,4	5,4

Hypothèses:  $I = 7000F/kW$ ; entretien = 3% de l'investissement; taux d'actualisation = 6,5%, valeur résiduelle nulle après 15 années de fonctionnement, conditions tarifaires applicables aux 1500 premiers MW éoliens.

*b. les résultats obtenus par les mécanismes de tarifs d'achat garantis en France depuis 2001*

En 2003, les résultats concernant la production d'électricité d'origine renouvelable ne sont toujours pas à la hauteur des attentes politiques exprimées puisque la production diminue légèrement : - 1,5 % avec 70,3 TWh, après 71,3 TWh en 2002, année qui avait déjà connu une faible production hydraulique. Cette nouvelle baisse est principalement imputable à la production hydraulique, dont le repli (64,9 TWh contre 66,5 TWh en 2002) n'a pu qu'être partiellement compensé par les autres productions électriques d'origine renouvelable.

<sup>5</sup> Source : CLER, 2001, *L'éolien a le vent en poupe*, <http://articles.cler.free.fr>.

L'hydraulique représente en effet 92 % de la production électrique, les déchets urbains 4,7 %, le bois et déchets de bois 1,9 %, l'éolien, le biogaz et le solaire photovoltaïque assurant la part résiduelle (DGEMP – Observatoire de l'Énergie, 2004). La production d'électricité éolienne (342 GWh contre 269 GWh en 2002) affiche une progression de 27 %, pénalisée par un déficit de vent, alors que la puissance installée a progressé de 63 % (214 MW au 31 décembre).

De façon générale il est apparu que le cadre réglementaire existant était suffisant pour assurer le développement des filières. Cependant, il importe de donner de la clarté et de la transparence à l'ensemble des procédures administratives. La plupart des freins résiduels au développement des énergies renouvelables en France sont aujourd'hui non réglementaires. Une circulaire ministérielle concernant l'éolien a été adressée aux préfets de région avec deux orientations principales :

- donner de la clarté et de la transparence à l'ensemble des procédures conduisant à la réalisation de parcs éoliens,

- faciliter l'implantation locale des équipements, en pratiquant une concertation approfondie entre toutes les parties prenantes. L'enquête publique obligatoire pour toute installation éolienne de puissance supérieure à 2,5 MW doit être notamment l'occasion pour celles-ci de prendre connaissance en détail des projets et d'en débattre sereinement.

Le cadre administratif général est encore mal adapté au développement de l'énergie éolienne. Les obstacles administratifs constituent une barrière non tarifaire qui explique pour beaucoup le lent démarrage de la production d'électricité renouvelable en France

De plus, le réseau électrique français a été dessiné dans le contexte d'un système de production centralisé. C'est un réseau de distribution avant d'être aussi un réseau de collecte de productions décentralisées. Les parcs éoliens ont été jusqu'ici principalement développés dans des zones de faible consommation électrique et les réseaux risquent d'être saturés plus ou moins rapidement tant au niveau de la distribution-collecte que du transport. La CRE estime à 6000 MW les capacités d'éolien raccordables immédiatement au réseau, sans renforcement de celui-ci, à condition d'être bien répartis. Au-delà, le renforcement demandé par le transport de l'énergie éolienne devra s'inscrire dans les programmes annuels d'investissement du réseau avec les délais de réalisation associés. Les difficultés actuelles,

liées à la complexité des procédures, expliquent là encore en partie le difficile décollage des énergies renouvelables en France.

Enfin, malgré les résultats favorables obtenus par les sondages réalisés par l'ADEME auprès des populations concernées par les projets éoliens, cette énergie souffre d'un grand manque de communication sur le territoire, souvent préjudiciable – ou du moins source de délais importants – à la bonne réalisation des projets.

### *1.1.3. Les résultats obtenus par les tarifs d'achat garantis au niveau européen.*

En première analyse, les tarifs d'achat garantis se sont révélés particulièrement efficaces au regard des objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable. Le principal avantage de cette procédure aux yeux des développeurs est sa prévisibilité : les prix garantis sont connus ex ante, ce qui réduit considérablement le risque de développement d'un projet. Il subsiste un risque sur la pérennité des tarifs d'achat proposés, qui pourraient être modifiés par décision administrative.

En 2000, les trois Etats membres soutenant le développement de l'énergie éolienne par des systèmes de tarifs d'achat garantis représentaient plus de 90% de la capacité éolienne additionnelle installée en Europe cette année là (cf. Tableau 4). Trois ans après, les proportions restent les mêmes (88%), malgré le ralentissement enregistré au Danemark suite à l'annonce du gouvernement de remplacer le système des tarifs d'achat garantis par un système de quotas échangeables.

**Tableau 4 : Impact des tarifs d'achat garantis sur la capacité éolienne installée**

Pays	Capacité installée en MW (fin 1999)	Capacité additionnelle MW (en 2000)	Capacité installée en MW (fin 2003)	Capacité additionnelle MW (en 2003)
Allemagne	4445	1668	12001	3248
Danemark	1742	555	2889	333
Espagne	1530	872	4830	1495
<b>Total des trois EM</b>	<b>7717</b>	<b>3095</b>	<b>19720</b>	<b>5076</b>
<b>Total UE</b>	<b>9256</b>	<b>3654</b>	<b>23190</b>	<b>5795</b>

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

Ces résultats quantitatifs attestent donc de l'efficacité des systèmes de tarifs d'achat garantis sur le plan de l'atteinte d'un niveau de développement critique des capacités

renouvelables (Kühn et al., 1999). C'est la raison pour laquelle l'efficacité de ce mécanisme de soutien est généralement considérée comme forte (Van Dijk et al, 2003).

*a. les impacts en terme de développement du secteur industriel*

Sur le plan du développement industriel de la filière éolienne, l'impact des prix garantis est très important. En 2001, 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 (cf. Tableau 5).

Les bonnes perspectives de rentabilité des investissements offertes par des niveaux de prix relativement élevés sont la principale raison de l'efficacité de ce système. Le succès de cet instrument s'explique également par la faiblesse du risque encouru par les développeurs de projets puisque les subventions sont allouées à tous les nouveaux projets et pour la durée d'amortissement de l'installation<sup>6</sup>. Dès lors, le risque de marché est nul et la rentabilité des projets dépend essentiellement de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts.

**Tableau 5 : Top 10 des constructeurs éoliens en 2001**

Firme	Nationalité	Dispositifs de soutien	MW vendus en 2001	Part de marché en 2001	Chiffre d'affaires consolidé en 2001 (en M€)	Employés 2001
Vestas	Danoise	T.A.*+fiscalité	1630	23,3%	1280	5500
Enercon	Allemande	T.A.	989	14,1%	835	4100
Neg Micon	Danoise	T.A.+fiscalité	875	12,5%	714	1805
Enron Wind**	Américaine	T.A.+fiscalité	861	12,3%	722	1500
Gamesa	Espagnole	T.A.	649	9,3%	482	1114
Bonus	Danoise	T.A.+fiscalité	593	8,5%	435	500
Nordex	Allemande	T.A.	461	6,6%	354	725
Made	Espagnole	T.A.	191	2,7%	n.c	n.c
Mitsubishi	Japonaise	T.A.	178	2,5%	n.c	n.c
REpower	Allemande	T.A.	133	1,9%	147	300

\* T.A. : tarifs d'achat, \*\* GE Wind Energy depuis mai 2002.

Source : EurObserv'ER 2003

*b. le coût élevé de la politique par tarifs d'achat*

<sup>6</sup> Dans la nouvelle loi allemande, les tarifs d'achat sont indexés sur les prix de gros de l'électricité et donc susceptibles d'évoluer pour les nouveaux arrivants, mais ils sont fixés une fois pour toute pour un projet réalisé. Auparavant, les tarifs d'achat étaient ceux de l'année en cours sans garantie sur le long terme.

Conséquence de son succès, ce type de politique se révèle très coûteuse. En 1998, au Danemark, les subventions allouées représentaient ainsi plus de 100 millions d'euros et il était prévisible que ce montant continue à croître du fait de l'augmentation régulière des capacités (Morthorst, 1999). Perspective d'autant plus inquiétante que l'accroissement des capacités installées n'est pas compensée, même partiellement, par la baisse des prix d'achat qu'autorise le progrès technique. C'est la raison pour laquelle cette politique a été révisée en Allemagne lors du changement politique de 2001.

Si, en théorie, les prix d'achat peuvent évoluer pour tenir compte de la tendance à la baisse des coûts de production, notamment sur les centrales éoliennes, ils présentent dans la réalité une certaine inertie en raison des lourdeurs administratives ou des difficultés politiques à faire évoluer à la baisse le soutien accordé aux énergies renouvelables. Ainsi, les tarifs d'achat proposés aux producteurs éoliens en Allemagne ou au Danemark sont restés à peu près stables depuis le début des années 90 alors que les coûts de production ont été orientés à la baisse sur cette période. Sans ajustement des tarifs d'achat, la diminution des coûts de production a conduit à une amélioration de la rentabilité des investissements au profit exclusif des producteurs et/ou promoteurs. Les tarifs d'achat introduisent de fait une incitation à la baisse des coûts, mais celle-ci n'est pas répercutée sur le montant des subventions accordées aux producteurs qui tend à augmenter en valeur relative. Pour cette raison, les tarifs d'achat ont été contestés en Allemagne, par les compagnies d'électricité devant répercuter dans leurs tarifs des budgets de subvention en croissance continue. Cette insuffisante incitation à la baisse des subventions est considérée comme le principal point faible de cet instrument.

Toutefois, les corrections apportées à ces dispositifs par une tarification flexible et évolutive répondent en partie à ces limites (Huber et al., 2001). L'introduction des tarifs incrémentaux, décroissants avec la productivité du site, limite 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).

## **I.2. Les politiques d'appels d'offres**

Ce dispositif ouvre la possibilité d'un pilotage fin de l'impulsion donnée à l'innovation en contrôlant le mix des technologies qui sont encouragées, en incitant à la baisse de coût des projets et en limitant le surcoût de l'aide financée par les consommateurs. Le Royaume-Uni, l'Irlande et la France principalement ont choisi de soutenir le développement initial de la filière éolienne et d'autres filières renouvelables par des systèmes d'enchères concurrentielles. Les résultats obtenus témoignent des impacts très favorables de cette politique sur le plan de la baisse des coûts de production de l'électricité à partir de sources renouvelables (Kühn et al., 1999 ; Mitchell, 2000 ; Mitchell, 1995). Nous présentons les modalités de fonctionnement de la politique britannique (NFFO) aux enseignements beaucoup plus riches, car sa mise en œuvre couvre une période plus longue et concerne plus de technologies ENR que les autres programmes, et notamment le programme français Eole 2005 (présenté en encadré plus loin) .

Le dispositif britannique de la Non Fossil-Fuel Obligation (1990-2001) a été créé lors de la libéralisation et de la privatisation de l'industrie britannique pour organiser un cadre de soutien à l'option nucléaire qui a été élargi aux ENR du fait de sa justification par le critère environnemental (Kuhn, 1991). Les obligations d'acheter la production ENR locale ont été imposées sur les compagnies régionales de distribution, les *Regional Electricity Companies* ou RECs, qui ont gardé un monopole de fourniture auprès des ménages jusqu'en 1998.

### *1.2.1. Définition des objectifs et financement*

L'attribution des contrats NFFO découle des résultats de enchères concurrentielles. Elles dissocient les différentes filières technologiques. Les appels d'offre se déroulent à des dates choisies par les autorités et non prévues au départ du dispositif. Chaque proposition est examinée sur les plans technique et commercial par l'autorité de régulation. Elles sont sélectionnées ensuite sur la base du prix demandé jusqu'à l'atteinte de la capacité recherchée dans chaque round. Les RECs achètent alors l'électricité d'origine renouvelable directement au producteur NFFO au prix contracté dans l'appel d'offres.

La décision concernant le choix des filières et les quantités requises par les appels d'offres pour chacune relève des compétences du Ministère de l'industrie (DTI) et est

discrétionnaire. Le DTI décide de la date et du contenu technologique de l'appel d'offres (Mitchell, 2000). Le DTI définit également le seuil de prix limite pour chaque technologie, soit le prix maximum par kWh qu'il est prêt à avaliser pour l'achat de cette électricité. L'objectif du DTI était d'impulser une progression à la baisse du prix du kWh renouvelable de round en round, ce qui l'a amené à évincer des appels d'offres les technologies les plus coûteuses (éolien offshore et cultures énergétiques) à partir de 1997.

Le financement du surcoût de l'électricité ENR est organisé de la façon suivante. La différence entre le prix contractuel et le prix mensuel moyen de l'électricité conventionnelle, - différence variable suivant la technologie ENR considérée -, est remboursée par un fonds spécial de la *Non-Fossil Purchasing Agency* (NFPA). Cette somme correspond à la subvention attribuée à la production d'électricité renouvelable dans le cadre du NFFO. Elle est financée via une taxe prélevée sur les factures d'électricité de tous les consommateurs : le *Fossil Fuel Levy* (FFL) et gérée par la NFPA dont l'unique activité consiste à tenir la comptabilité de la FFL.

Le montant annuel de subvention par type de technologie et la capacité mise aux enchères sont calculés de la manière suivante. Le DTI dispose, en sommant les coûts annuels pour toutes les technologies supportées, du montant total de l'aide octroyée à chaque round. Pour les rounds futurs ce montant dépend du niveau du prix maximal d'enchères fixé et de la capacité. Le DTI joue donc sur le niveau maximal du prix d'enchères pour chaque technologie afin de décider du mix de technologies et des capacités appelées pour chacune. De plus, suite à la décision du Ministère des Finances en 1997 de transférer les coûts du NFFO sur une ligne de dépenses directement reliée au budget du DTI et de lui imposer un montant maximal, les risques de dépassement des fonds disponibles pour la gestion des rounds du NFFO se sont déplacés vers le budget du DTI.

### *1.2.2. L'évolution des contrats producteurs – autorité publique*

Les projets sélectionnés lors des rounds NFFO 1 et NFFO 2 ont obtenus des contrats d'aide à la production de 7 ans jusqu'en 1998. Ils sont aujourd'hui entièrement incorporés dans le système électrique conventionnel. Pour faire baisser les prix de soutien, la durée des contrats des rounds NFFO 3, 4 et 5 est passée à 15 ans afin d'étaler la période



d'amortissement<sup>7</sup>. Hormis pour le NFFO 1 où les projets étaient évalués séparément sur justification des coûts des producteurs renouvelables auprès des RECs (Mitchell, 1995), les projets ont été soumis à forte concurrence sous l'effet des règles du jeu explicites ou implicites définies par le DTI. En pratique, à chaque round, les candidats se référaient au prix moyen d'enchères du round précédent comme borne maximale du prix d'enchère à ne pas dépasser.

**Tableau 6 : Evolution des prix du NFFO (c€/kWh)**

Technologies	NFFO 1	NFFO 2	NFFO 3	NFFO 4	NFFO 5
	justification de coût	prix d'enchère marginal	prix d'enchère moyen	prix d'enchère moyen	prix d'enchère moyen
Eolien > 1,6 MW	14,67	16,13	6,5	5,22	4,22
Eolien < 1,6 MW			7,76	6,7	6,13
Hydraulique	11	8,8	6,54	6,23	5,98
Gaz de décharge	9,39	8,36	5,51	4,41	4
Déchets municipaux et industriels <sup>a</sup>	8,8	9,61	5,71		
Déchets municipaux et industriels <sup>b</sup>				4,03	3,56
Gaz de station d'épuration	8,8	8,65			
Cultures énergétiques <sup>c</sup>			12,69	8,08	
Cultures énergétiques <sup>d</sup>		8,65	7,44		
Cultures énergétiques <sup>e</sup>	8,8				
Déchets municipaux et industriels en cogénération				4,74	3,86
<b>Moyenne</b>	<b>10,27</b>	<b>10,56</b>	<b>6,38</b>	<b>5,07</b>	<b>3,97</b>

a : avec technologie « *mass burn* » ; b : avec la technologie « lit fluidisé » ; c : avec gazéification ; d : avec « residual technologies » ; e : avec digestion anaérobie. Source : Mitchell, 2000.

La combinaison de cet allongement, de l'effet de l'apprentissage technologique et du caractère incitatif de l'appel d'offres s'est traduite par une décroissance du prix moyen par kWh de chaque round d'enchères (cf. Tableau 6). En prenant le cas de l'éolien, le prix de marché de l'électricité sur le pool étant passé de 4,11 c€/kWh en 1991 à 3,81 c€/kWh en 1998, le montant de la subvention à l'électricité d'origine éolienne a elle diminué de 10,56

<sup>7</sup> Ce second type de contrats est assorti d'une période de développement de 4 ans pour les projets NFFO 3 et de 5 ans pour les projets NFFO 4 et 5. Les contrats d'aide à la production restent valides une fois cette période de développement dépassée, mais les subventions ne seront pas versées au-delà de la période de soutien totale (soit 19 ans dans le cadre du NFFO 3 et 20 ans pour les rounds 4 et 5)

c€/kWh à 0,32 c€/kWh sur la même période (Mitchell, 2000). Le budget total alloué aux renouvelables est resté à peu près constant (autour de 100-110 M€ ).

### 1.2.3. Les difficultés de concrétisation des projets

Une caractéristique du dispositif est la difficulté de concrétisation des projets sélectionnés. Sur les 3200 MW qui ont été sélectionnés durant les 5 rounds, 730 MW étaient effectivement en service fin 2000 (cf. Tableau 7). Les taux de réalisation varient d'un round à l'autre pour trois raisons tenant à la sous-estimation des coûts et des prix de départ, aux difficultés d'acceptation sociale (avec la difficulté à obtenir des permis de construire) et aux difficultés d'apprentissage institutionnel et technologique du domaine. De plus, ce dispositif n'apporte pas la souplesse des tarifs d'achat pour assumer les risques financiers associés (Mitchell, 2000 ; Kühn et al, 1999). Les offreurs peuvent être contraints par un *cost cap* imposé par l'autorité publique pour contrôler le coût.

**Tableau 7 : Situation des rounds du NFFO fin 2000**

Round	Date	Projets sélectionnés		Projets mis en service		Taux de réalisation	
		nombre	MW	nombre	MW	nombre	MW
NFFO 1	Sept 90	75	152	61	145	81%	95%
NFFO 2	Oct 91	122	472	82	174	67%	37%
NFFO 3	Dec 94	141	627	75	254	53%	40,5%
NFFO 4	Fev 97	195	843	56	133	16%	8%
NFFO 5	Dec 98	261	1 177	17	24	6,5%	2%
Total		<b>794</b>	<b>3 271</b>	<b>291</b>	<b>730</b>	<b>37%</b>	<b>22%</b>
		<b>Taux de réalisation hors NFFO 5 :</b>				<b>51%</b>	<b>33%</b>

Source : Mitchell, 2000.

En premier lieu, même si les procédures administratives nécessaires à la mise en service d'un projet se sont révélées problématiques comme dans le cadre d'autres modes de soutien (cf. le cas français avec le système des tarifs d'achat garantis exposé plus haut), elles revêtent une importance accrue avec les enchères concurrentielles (Mitchell, 2000). De fait, les offres proposées dans le cadre du NFFO ne nécessitaient pas l'obtention préalable des autorisations administratives. Cela peut paraître rationnel à première vue, étant donné que les coûts élevés inhérents à cette obtention seraient prohibitifs dans la phase de réponse à l'appel d'offre. Or, aucune pénalité ne s'appliquant pour les projets contractés non réalisés, il était en

pratique tentant pour les développeurs de choisir des sites avant que ne soit testée la faisabilité d'obtention du permis sur ce site et de faire des propositions sous le *cost cap*. Du coup des propositions compétitives économiquement ont alors été sélectionnées et ont évincé des propositions moins compétitives mais qui auraient plus facilement obtenu le permis de construire, et ce étant donné les taux de « sur-réponse » enregistrés lors des NFFO 3, 4 et 5.

En second lieu la concurrence intense des rounds NFFO et le plafond de coût ont mené certains développeurs à proposer leurs enchères en comptant sur la période de développement de 4 ans pour obtenir des gains technologiques leur permettant de diminuer leurs coûts de production et donc de proposer des projets avec un faible prix d'enchères. De plus le manque de programme de R&D en amont du NFFO pour les filières encore peu matures (cultures énergétiques, déchets) constitue, comme on le reverra, un avantage du dispositif des tarifs d'achat de faciliter les apprentissages et d'en financer les coûts.

En troisième lieu, les coûts de transaction ex-ante des projets, reflétés dans les taux de « sur-réponse », et les risques réglementaires et technologiques associés ne sont pas pris en compte par les candidats dans leur réponse alors que ce sont de vraies barrières à l'investissement s'ils ne sont pas remboursés par le système d'aide (comme dans le cas des tarifs d'achat). D'une part la préparation d'une offre au NFFO nécessite des dépenses importantes en temps et en capital afin de proposer un projet robuste capable de remplir les conditions nécessaires sur les plans technique et économique pour être validé. D'autre part ces risques ne sont pas nécessairement reflétés dans les coûts en capital des projets utilisés pour définir les prix d'offre des propositions compte tenu de la logique des enchères concurrentielles (Kühn et al, 1999).

Conséquence indirecte de ces coûts et risques, il y a éviction de promoteurs locaux de projets pourtant essentiels à l'acceptation des projets en énergies renouvelables au niveau de la population locale. Les principaux acteurs pouvant se permettre de répondre aux appels d'offres dans ces conditions sont de grandes compagnies. Cet effet a entretenu le risque politique des projets.

#### *1.2.4. Des impacts industriels médiocres*

L'objectif de développement d'un secteur industriel renouvelable en Grande-Bretagne via le programme NFFO n'a également pas été atteint. Le climat fortement concurrentiel, créé par l'instrument et recherché par les pouvoirs publics afin d'impulser une réelle baisse des coûts production de l'électricité partir de sources renouvelables, a poussé les développeurs à utiliser les technologies les moins onéreuses disponibles sur le marché mondial. Ainsi, dans le cadre des projets éoliens des rounds NFFO 1 et 2, 84% des aérogénérateurs ont été importés et ce taux a même atteint les 100% lors du NFFO 3 (Mitchell, 2000) afin de bénéficier des technologies plus performantes mises au point dans les pays bénéficiant de marchés domestiques actifs et non concurrentiels (Allemagne, Danemark, Espagne). Aucun industriel britannique n'apparaît par conséquent dans le Top 10 des constructeurs éoliens (cf. Tableau 5).

## Encadré 1 : Eole 2005

En décembre 2000, le gouvernement français a opté en matière de politique de soutien aux énergies renouvelables pour les tarifs d'achat garantis (avec une limite de puissance de 12 MW pour les projets éoliens). Auparavant, un système d'appels d'offres était spécialement consacré à l'énergie éolienne, il s'agissait du programme « Eole 2005 ».

Le programme « Eole 2005 » a été lancé en février 1996 par le Ministère de l'Industrie français. Ce système de soutien pour l'énergie éolienne, basé sur les enchères concurrentielles, avait pour objectif de porter la puissance installée à un niveau compris entre 250 et 500 MW à l'horizon 2005. Par ce programme, le gouvernement français visait une double finalité, énergétique et industrielle (DGEMP, 2000).

### *Les modalités de fonctionnement*

Dans le cadre de sa mission de service public, les appels d'offres ont été lancés et gérés par Electricité de France (EDF). La sélection reposait principalement sur des critères économiques (prix d'enchères) et techniques des projets, mais intégrait également la prise en compte de leurs effets sur l'environnement, les innovations technologiques ainsi que leur intégration dans le domaine public.

Trois rounds d'enchères se sont déroulés entre 1996 et 2000. Le premier appel d'offres a été lancé en octobre 1996 pour une capacité de 50 MW. Il s'est soldé en 1997 par la sélection de 20 projets totalisant une puissance de 80 MW. Un second appel à propositions a suivi en 1998, mais concernait uniquement la Corse et les DOM-TOM. Il a permis l'acceptation de 11 projets pour une capacité totale de 48 MW. Enfin, fin 1999 – début 2000, 14 projets représentant plus de 230 MW ont été sélectionnés à l'issue d'un troisième appel d'offres.

### *Les principaux résultats*

Les appels à propositions lancés de 1996 à 1999 ont suscité le dépôt de près de 400 propositions et ont conduit à la sélection de 55 projets éoliens totalisant une puissance de **361 MW**, dont 11,5 MW dans les départements d'Outre-Mer. A la fin décembre 2000, 13 fermes éoliennes, totalisant 53 MW, étaient en service effectif (DGEMP, 2000 ; DGEMP-Serure, 2001).

Le prix moyen global du kWh éolien est évalué à 5,12 c€, soit un des prix les plus bas constatés en Europe (hors Grande-Bretagne et Irlande). Le projet « type » retenu dans le cadre d'Eole 2005 correspond à un parc éolien de 12

aérogénérateurs d'une puissance totale de 6,6 MW (soit 550 kW de puissance unitaire), représentant un investissement de 7,5 M€ pour une production électrique annuelle de 18,9 GWh (Ademe, 2000).

Une analyse par rounds d'enchères continentaux permet de dégager certaines tendances concernant la taille et les puissances des parcs, ainsi que l'évolution des prix d'enchères. En effet, on constate que la puissance moyenne des projets est passée de 3,5 MW en février 1997, à 5,6 MW en octobre 1997 pour atteindre 12,5 MW en octobre 1999. Dans le même temps, les prix de vente moyens sont passés de 6,1 c€/kWh en 1997 à 5,2 c€/kWh en 1998 pour descendre à 4,7 c€/kWh fin 1999. La faisabilité des projets dans ces conditions tarifaires reste cependant à démontrer (Ademe, 2000).

### *Les voies d'amélioration*

Les difficultés suivantes peuvent être soulignées à l'issue de cette expérience :

- contraintes techniques : les projets ayant recouru à des fournisseurs nationaux (Jeumont) ont dû faire face aux délais liés à la disponibilité des machines ;

- contraintes financières : faillite de fabricants, problèmes de bouclage de plan de financement (taux de rendement interne insuffisant), modification de la loi Pons sur la défiscalisation aux Antilles ;

- contraintes environnementales /administratives : retard dans l'obtention du permis de construire due à la modification des Plans d'Occupation des Sols (POS), aux préconisations de la DIREN, des Directions de l'Aviation Civile ou encore des conditions de raccordement au réseau ;

Enfin, au vu des résultats quantitatifs du programme Eole 2005, les améliorations suivantes apparaissent nécessaires :

- meilleure appréhension des prises de risque : selon l'Ademe (2000), les projets acceptés correspondaient davantage à des déclarations d'intentions (ou avant-projets) qu'à des projets finalisés et basés sur des hypothèses valides concernant notamment l'ingénierie et les conditions financières ;

- meilleure estimation du gisement et de la productivité des sites : des marges d'erreurs atteignant jusqu'à 20% ont été relevées ;

- meilleure élaboration des plans de financement : en tenant compte d'hypothèses validées concernant les coûts de réalisation ou encore la négociation des prêts bancaires (couverture de risque).

### I.3. Bilan comparé des politiques de tarifs d'achat garantis et d'appels d'offres

En terme d'efficacité environnementale, l'analyse des politiques nationales menées jusque récemment met en évidence la faible efficacité des systèmes d'enchères concurrentielles dont les résultats quantitatifs médiocres invitent à penser qu'ils ne sont pas appropriés à la promotion de filières technologiques encore immatures. A l'inverse, les tarifs d'achat garantis présentent une bonne performance puisqu'ils ont permis un déploiement rapide des capacités dans les Etats membres les ayant adoptés (cf. Tableau 8).

**Tableau 8 : Impact des modes d'incitation sur la capacité éolienne installée en Europe**

Incitations	Pays	Capacité installée en MW (fin 1999)	Capacité additionnelle en MW (en 2000)
<b>Prix d'achat garantis</b>	Allemagne	4445	1668
	Danemark	1742	555
	Espagne	1530	872
	<b>TOTAL</b>	<b>7717</b>	<b>3095</b>
<b>Enchères</b>	Royaume-Uni	356	53
	Irlande	73	45
	France	23	56
	<b>TOTAL</b>	<b>452</b>	<b>154</b>

Source : WindPower Monthly, The Windindicator (<http://wpm.co.nz>), mai 2001.

En terme d'efficacité économique et de surplus collectif, le coût pour la collectivité des tarifs d'achats garantis est important du fait du haut niveau de subvention accordé (cf. Tableau 9). Cela risque de les pénaliser à moyen terme, une fois que les filières auront atteint la maturité suffisante pour bénéficier d'un soutien plus efficient via des mécanismes de marché. Se pose ici le problème du partage de la rente, uniquement allouée aux producteurs dans le cadre des politiques de tarifs d'achat garantis. Le caractère redistributif des appels d'offre apparaît nettement plus favorable au consommateur.

**Tableau 9 : Comparaison des tarifs d'achat du kWh éolien en Europe en 1998 (€/kWh)**

Prix garantis			Pris moyens d'enchères	
Allemagne	Danemark	Espagne	Royaume-Uni	France
0,086	0,079	0,068	0,041	0,048

Source : EC, 1999 ; NFFO, Eole 2005.

En terme d'incitation à la baisse de coûts, les décroissances observées dans les prix d'enchères moyens au Royaume-Uni (6,38 c€/kWh lors du NFFO 3 à 3,97 c€/kWh pour le NFFO 5) témoignent des effets de la pression concurrentielle exercée par l'instrument. De fait, même si les technologies concernées par ces appels d'offre diffèrent lors de ces deux rounds et limitent la portée d'une comparaison globale, la baisse des coûts de production peut être relevée pour chacune d'entre elles (cf. Tableau 6). A l'inverse, les niveaux de soutien accordés par les tarifs d'achat garantis sont restés à peu près constants sur toute la période et dans la majorité des Etats membres les pratiquant.

Enfin, en terme de développement industriel et d'apprentissage technologique, l'analyse empirique comparative de l'efficacité des deux instruments est univoque. Seuls les Etats membre ayant appliqué les politiques de tarifs d'achat garantis ont constitué une véritable industrie dans le secteur des renouvelables : dans la filière éolienne, 8 des 10 premiers constructeurs mondiaux sont de nationalité danoise, allemande ou espagnole. A l'inverse, aucun constructeur français ou britannique (Etats membres ayant pratiqué les appels d'offre) n'apparaît dans ce classement.

En conclusion, les imperfections des deux systèmes de soutien ont conduit les Etats à les faire évoluer, comme en Allemagne, ou à en changer, comme en France. Pour l'instrument prix, les changements ont consisté à tenir compte des arguments avancés par les partisans d'une pression concurrentielle plus forte entre les producteurs. Pour l'instrument hybride des enchères et des contrats, il s'est agi d'accroître l'efficacité environnementale. Pour certains, cela s'est traduit par l'adoption des tarifs d'achat garantis, mais dans un certains nombre de pays (cf. infra), le passage s'est fait vers le dispositif innovant des quotas échangeables.

## **II. La recherche d'une meilleure efficacité dans un environnement institutionnel libéralisé : l'émergence des systèmes de quotas échangeables**

La source d'inspiration de ce type de politique se situe aux Etats-Unis. Initialement nommé *Renewable Portfolio Standard* (ou RPS), cet instrument a de fait été conçu outre Atlantique, et plus précisément en Californie. Dans un contexte de mise en question des politiques de tarifs d'achat associés à la célèbre loi PURPA (sur la production indépendante à base d'ENR et de cogénération efficace) vers 1990, les défenseurs des énergies renouvelables de Californie ont eu à concevoir une nouvelle stratégie de promotion plus modeste et intégrant les contraintes de ce nouveau contexte. Nancy Reader, pour l'Association Américaine de l'Energie Eolienne (AWEA), formula alors le concept de RPS consistant à imposer un certain pourcentage de consommation d'électricité d'origine renouvelable, tout en y adjoignant un système d'échange de certificats, afin de garantir que les options les moins coûteuses seraient retenues pour l'atteinte des quotas. Bien que cette première version fut refusée en 1995 dans la loi fédérale sur l'énergie votée cette année-là, le concept se répandit aux USA et plus d'une douzaine d'Etats y avaient adopté cette mesure en 2002 (Langniss et Wiser, 2001). Au sein de l'Union européenne, le concept de RPS américain trouva un écho fort auprès de la Commission Européenne et de l'influente association britannique de l'énergie éolienne (BWEA) confrontée à l'approfondissement de la réforme de libéralisation électrique.

Dans cette section, nous commençons par exposer les éléments contextuels européens ayant mené à l'émergence de cet instrument, puis décrivons les premières expériences menées par certains Etats membres. Dans un troisième temps, nous analysons les avantages et les risques liés à la création d'un marché européens de quotas échangeables, via un exercice de modélisation. Enfin, nous soulignons les obstacles inhérents à la création d'un tel système.

### **II.1. La recherche d'une meilleure adéquation au nouvel environnement concurrentiel**

Malgré les performances intéressantes affichées par les politiques de tarifs d'achat garantis en terme de développement des capacités ou celles de l'appel d'offres plus conforme avec l'efficacité économique statique, les critiques concernant le coût de ces deux modes de soutien ont pris de l'importance avec l'affirmation du modèle libéral dans l'industrie



électrique de la fin des années 1990 et la recherche d'intégration des marchés au niveau communautaire. Ces critiques ont souligné leur inadéquation au nouveau cadre concurrentiel. La libéralisation des industries électriques se traduit par la possibilité pour un nombre croissant de consommateurs (industriels, tertiaires, et consommateurs domestiques dans certains pays) de s'approvisionner auprès du fournisseur de leur choix. Le coût du soutien aux renouvelables, inégalement réparti entre fournisseurs obligés d'acheter l'électricité d'origine renouvelable, entraîne une distorsion de la concurrence entre les fournisseurs. Il n'est plus possible pour l'entreprise en concurrence qui est contrainte d'acheter cette électricité de répercuter ses surcoûts sur ses consommateurs éligibles. Si elle reporte tous les surcoûts sur les consommateurs non éligibles, des problèmes d'équité se posent inéluctablement entre clients des différentes entreprises.

La préparation de la directive 2001/77/EC sur les ENR a été l'occasion d'un débat sur les défauts des dispositifs antérieurs et sur l'intérêt d'une harmonisation des modes de soutien dans un cadre souhaité d'intégration des marchés électriques par la concurrence et les échanges libéralisés. Les pays ayant libéralisé précocement, ainsi que la Commission Européenne, prônaient une convergence vers les systèmes de quotas échangeables propices à l'intégration et s'inscrivant mieux dans l'esprit de l'équité concurrentielle à respecter. En outre d'autres qualités étaient mises en avant, comme l'absence de mécanismes de subventions à organiser en reportant le financement sur les entreprises en concurrence sans nécessité de taxe et de fonds public, la dissociation des certificats de l'électricité physique qui banalisait les échanges d'électricité verte.

La controverse a opposé fortement ces partisans du marché aux tenants des tarifs d'achat, notamment l'Allemagne, l'Espagne et la France, nouvelle adepte de ce dispositif. En adoptant une loi sur une nouvelle version de son dispositif de tarifs d'achat (voir précédemment), l'Allemagne parvient à l'adapter au principe d'équité concurrentielle entre fournisseurs soumis à l'obligation d'achat. Il a été validé par la Commission Européenne malgré ses préférences pour les systèmes de quotas échangeables. Cette validation a ouvert la porte à de nouvelles politiques de tarifs d'achat garantis au sein de l'Union (France, Portugal) et permis la continuité d'autres (Espagne, Suède, Pays-Bas). A l'inverse, certains Etats membres se sont conformés aux suggestions de la Commission.

## II.2. Les premières expériences européennes

Il n'existe pas encore d'expériences suffisantes pour évaluer ce dispositif sur la base de ses performances. Cependant, il est important de repérer les types de règles adoptées et les premières stratégies développées par les agents sur lesquels porte l'obligation. En 2004, trois pays européens avaient adopté un système de quotas et de certificats verts échangeables pour soutenir le développement des filières d'énergie renouvelable (l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni). Le Danemark et la Suède tentent quant à eux de définir les modalités de fonctionnement de leur futur système ; tandis que les Pays-Bas envisagent de transformer leur système complexe à base de volontariat<sup>8</sup>. Toutefois, ce qui est sans doute un signe des difficultés posées par ce dispositif, ils hésitent depuis 2002 à y passer<sup>9</sup> (Krohn, 2001). Derrière cet intérêt commun pour un même mode de soutien se cache aussi une grande hétérogénéité des pratiques (Tableau 10). Le premier système de quotas échangeables mis en œuvre au sein de l'UE est celui du Royaume-Uni en 2001, suivi de celui de la Belgique (ou plutôt des provinces) où les réformes ont été menées par des gouvernements de coalition Gauche-Verts (Lovinfosse et Varone, 2002). Le gouvernement centre-gauche italien a également choisi d'abandonner les tarifs d'achat garantis au profit des quotas échangeables, mais le système expérimenté en 2001 requiert encore la spécification des éléments de design importants tels qu'une pénalité en cas de non-respect des quotas et la définition d'un objectif de développement de l'électricité verte de long terme pour qu'il soit efficace (Lorenzoni, 2003).

**Le système britannique**, nommé « Renewable Obligation Certificate System » (ou ROCS), remplace aujourd'hui le mécanisme d'enchères concurrentielles (NFFO) lancé en 1990 pour soutenir le nucléaire et 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 a été fixé à 3% en mars 2003 et doit atteindre 10,4% des ventes en 2011 (DTI, 2002). Pour satisfaire à cette obligation, les

---

<sup>8</sup> 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).

<sup>9</sup> La coalition gouvernementale danoise, menée par les sociaux-démocrates, fut la première à programmer la mise en place d'un système de quotas échangeables au cours des réformes du secteur électrique de 1999. Cependant, les fortes oppositions rencontrées par cette nouvelle politique ont fortement ralenti le processus décisionnel et la réforme du système d'incitation au développement de l'électricité d'origine renouvelable n'est finalement pas attendue avant 2005 (Meyer et Koefoed, 2003 ; ECN, 2004).

fournisseurs 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. On notera aussi que le passage du dispositif NFFO au nouveau a nécessité le transfert de tous les contrats antérieurs à une agence (la NFPA) qui est donc celle à laquelle s'adressent les fournisseurs pour acheter dans les premières années l'électricité verte et les certificats associés.

**Tableau 10 : Les modes opératoires des marchés de certificats verts en Europe**

	<b>Royaume-Uni</b>	<b>Italie</b>	<b>Belgique</b>	<b>Danemark</b>
Objectif	10,4% en 2011	nd	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 hydrau>2002	Flandres : déchets exclus Wallonie : cogénération	grande hydro et déchets exclus
Pénalité, banking, borrowing	pénalité =5c€/kWh banking : oui	pas de pénalité validité CV: 1an 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 et Serret, 2001 ; GRTN, 2002 ; CWaPE, 2002 ; DTI, 2002

Note : CV = certificats verts

**Le système italien** de quotas échangeables 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, avec la grande hydraulique. 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 6 c€/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 l'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 12 c€/kWh au cours des années suivantes. Le système de certificats verts wallon, qui a débuté 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 éligibles diffère entre les deux systèmes puisque la cogénération est incluse en Wallonie, mais pas en Flandres.

### **II.3. Les avantages et les risques liés à la création d'un marché européen de quotas échangeables mis en lumière par la modélisation**

Dans cette section, nous examinons les avantages et les risques liés à l'intégration des marchés et à la constitution d'un marché européen de quotas de production d'électricité d'origine renouvelable via un exercice de modélisation des marchés. Dans un second temps, nous analysons les obstacles inhérents à la création effective et au bon fonctionnement d'un tel marché au niveau européen.

#### *II.3.1. Méthodologie de la modélisation : le modèle Poles et le logiciel Aspen*

Les résultats quantitatifs présentés ci-après sont issus de l'utilisation du modèle POLES<sup>10</sup> et du logiciel ASPEN<sup>11</sup>, développés à l'IEPE<sup>12</sup>.

#### ***Le modèle POLES***

POLES est un modèle du système énergétique mondial qui simule la demande et l'offre d'énergie jusqu'en 2030. Les évolutions démographiques et économiques, pour chacun des grands pays ou régions du monde, sont considérées comme exogènes. En revanche, les

---

<sup>10</sup> POLES signifie Prospective Outlook on Long term Energy Systems.

<sup>11</sup> ASPEN signifie Analyse des Systèmes de Permis d'Emission Négociables

<sup>12</sup> IEPE signifie Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, aujourd'hui LEPII-EPE : <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/>

évolutions de l'ensemble des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix de l'énergie sont endogènes au modèle.

C'est un modèle de simulation récursive : la dynamique est donnée, à partir du point initial puis d'année en année, par les ajustements progressifs des variables d'offre et de demande d'une part et de prix d'autre part. L'horizon prospectif a été volontairement limité à une quarantaine d'années, dans le souci de conserver dans le modèle des technologies « explicites » et non « génériques » : hypothèse est faite que les technologies qui pourront avoir un impact quantitatif significatif en 2030 doivent être au moins identifiées aujourd'hui (IEPE-CE, 2000). Le monde est décrit en 38 pays ou régions, la demande énergétique de chacun étant régie par 15 équations principales. 24 technologies de génération d'électricité, parmi lesquelles 12 technologies nouvelles et renouvelables, sont explicitées. Le modèle POLES projette aussi les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur énergétique jusqu'en 2030 et une série de simulation permet de tracer les courbes de coûts marginaux de réduction de ces émissions dans chacun de ces pays ou régions (Blanchard et al., 2002).

L'approche retenue pour la simulation du développement des technologies renouvelables dans le modèle POLES tente d'échapper à deux écueils: (i) celui de la sous-estimation du progrès technique par extrapolation des tendances constatées qui ne peut, par définition, identifier l'émergence de nouvelles dynamiques ; (ii) celui d'une surestimation, dans l'approche par les potentiels, du fait de la mauvaise prise en compte des contraintes économiques et sociales dans l'adoption des nouvelles solutions technologiques.

#### *Les limites du modèle logistique classique de diffusion...*

Selon les modèles de l'approche conventionnelle (Fisher-Pry, 1971), développés et popularisés notamment par les travaux de C. Marchetti à l'IIASA, toute dynamique de diffusion d'une nouvelle technique au sein d'un potentiel donné est soumise à d'importantes constantes de temps. Cette constante peut être définie par un paramètre caractéristique : le temps de pénétration, ou encore "take-over time" (TOV), soit le temps nécessaire pour passer de 10 à 90% du marché ; pour les exemples de technologies génériques étudiés sur le passé, cette constante est le plus souvent de l'ordre de 30 à 50 ans.

Ces modèles ont le mérite de proposer un schéma dynamique de diffusion des technologies. Leurs deux limites sont d'une part, que cette dynamique est appliquée à un marché donné et d'autre part, que l'hypothèse de l'accélération - ou du freinage - du processus de diffusion du fait des modifications de l'environnement économique ou du système d'incitation n'est pas abordée. La démarche retenue dans le module « énergies renouvelables » (dit NREN) vise précisément à améliorer le modèle conventionnel en tenant compte de ces deux phénomènes-clé.

*... dépassées par la prise en compte des "marchés-niches" ...*

Il apparaît en effet qu'en raison de la grande dépendance des performances aux conditions d'application qui caractérisent les technologies énergétiques nouvelles, la rentabilité économique de ces solutions ne s'établira pas dans une logique de tout ou rien (marché nul ou égal au potentiel technique maximum), mais au contraire sur une multiplicité de marchés diversifiés, avec notamment d'importants "marchés-niche" (Kemp, 1994). Ainsi dans le module NREN de POLES, le rapport du potentiel technico-économique sur le potentiel technique maximum est calculé, pour chaque technologie, comme une fonction inverse du temps de retour de l'investissement (ou de tout autre indicateur de performance économique). Mais le type de fonction retenue permet de faire apparaître des marchés non nuls, même lorsque les performances économiques moyennes ne sont pas favorables, cela afin de tenir compte soit de la diversité des performances au cas par cas, soit de celle des fonctions économiques des acteurs dans le processus d'adoption.

*... puis par l'endogénéisation du « temps de pénétration » ...*

Le deuxième point sur lequel le modèle classique est amélioré correspond en effet à la probable variabilité du "temps de pénétration", en fonction des coûts relatifs ou des performances économiques des nouvelles technologies. Alors que C. Marchetti, par exemple, insiste sur l'importance des constantes de temps pour la diffusion des nouvelles techniques, on a toutes les raisons de penser que pour un service donné identique - la fourniture d'énergie -, le temps de diffusion des nouvelles technologies sera considérablement accéléré ou ralenti par les évolutions des performances économiques relatives. Or le jeu combiné des variations du prix des énergies fossiles concurrentes et de la tendance à la décroissance des coûts des nouvelles techniques est susceptible de modifier profondément et rapidement les coûts relatifs des solutions en concurrence. Dans le module NREN, le temps de pénétration est donc

fonction du temps de retour de l'investissement NREN : lorsque celui-ci est faible (performance économique élevée) le temps de pénétration est également faible (vitesse de diffusion élevée), et inversement.

*... enfin par l'intégration des "effets d'apprentissage" dans l'évolution des coûts.*

Le dernier élément important du point de vue de la dynamique du modèle est l'impact du progrès technique dans la réduction des coûts des nouvelles techniques. Ce progrès technique peut-être de deux ordres, "autonome" (c'est-à-dire indépendant des conditions économiques) s'il découle du seul progrès des connaissances scientifiques, ou "induit" s'il correspond à l'accumulation cumulative de savoir-faire au stade de la conception et de la fabrication des produits.

Dans le premier cas, l'impact du progrès technique pourra être approché par un trend temporel de réduction des coûts, dans le second cette réduction devra être une fonction de la production cumulée des nouveaux équipements ; c'est notamment le cas dans les "courbes d'apprentissage" (Ashford et al., 1985) qui relie coût unitaire et production totale cumulée. Dans le module NREN, les courbes de coût unitaire combinent progrès autonome et effet d'apprentissage. S'il reste en pratique difficile d'apprécier, en analyse rétrospective comme en prospective, le poids relatif de ces différents facteurs, on doit cependant convenir que toute formalisation ignorant l'un ou l'autre effet serait incomplète et susceptible d'introduire d'importants biais dans la dynamique du modèle.

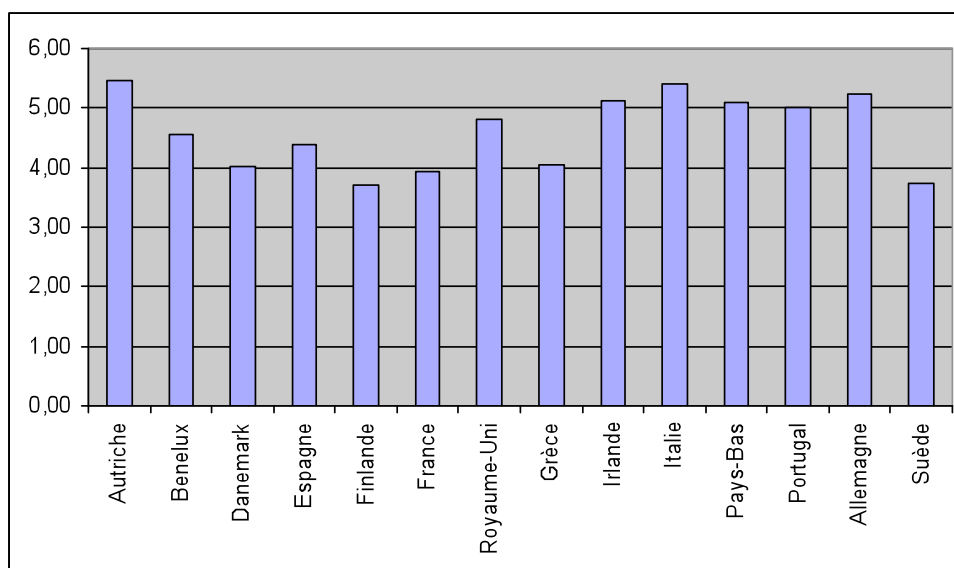
Le module NREN du modèle POLES constitue donc un outil original pour une simulation simple de la dynamique de diffusion des technologies énergétiques dispersées (cf. Annexe 3). Il permet de prendre en compte les contraintes qui s'imposent à cette diffusion, mais aussi des effets positifs d'irréversibilité tels que les baisses de coût par apprentissage sur les marchés-niches qui est analysé par certains (R. Kemp, 1994) comme un élément-clé du développement futur de ces technologies.

## Le logiciel ASPEN

Le logiciel ASPEN utilise ensuite les courbes de coûts marginaux produites par le modèle POLES comme inputs pour la simulation, basée sur des fondements microéconomiques simples mais robustes, des systèmes de permis d'émissions négociables. Le principe utilisé est celui de la minimisation des coûts due obtenue par les échanges : si un ensemble d'acteurs (que ce soit des opérateurs, des régions ou des pays), caractérisé chacun par sa propre courbe de coût marginal et sa contrainte d'émission, participent à un marché de permis d'émissions, alors le prix du permis égalisera, à travers le processus des échanges, les coûts marginaux de réduction de tous les participants.

Le logiciel ASPEN permet à la fois de calculer les coûts marginaux et totaux de réduction des émissions avec ou sans système de permis et d'évaluer les gains issus des échanges pour différentes structures de marché. De fait, les courbes de coût marginal produites par POLES permettent de simuler l'offre et la demande de permis en 2010 (choisie comme l'année représentative de la première période d'engagements 2008-2012) pour toute taille et configuration de marché et, par là, permettent de déterminer le prix d'équilibre de marché (le prix du permis d'émission). L'échange de permis est supposé prendre place sur un marché parfaitement compétitif.

**Figure 1 : Les prix de gros de l'électricité au sein des Etats membres générés par le modèle POLES (c€/kWh)**





Nous avons adapté ce logiciel afin de simuler l'offre et la demande de certificats verts en 2010 au sein d'un marché regroupant les Etats membres de l'Europe des 15. Parmi les spécificités de notre modélisation, une des plus importantes, voire novatrices, consiste à considérer le marché des quotas échangeables en lui-même (c'est-à-dire ne concernant que la valorisation du bienfait environnemental et excluant par conséquent celle de l'électricité physique) tout en tenant compte des différences des prix de gros de l'électricité sur les différents blocs constituant le marché européen générés par POLES (cf. Figure 1). De fait, le montant total du soutien accordé aux filières électriques renouvelables s'obtenant par la somme du prix de marché de gros et du prix unique du certificat vert, tout écart relevé dans le premier élément se traduit par un niveau différent de subvention (cf.infra).

### II.3.2. Les résultats issus de la modélisation

Notre modélisation d'un marché de quotas échangeables européen porte sur 14 Etats membres (regroupement de la Belgique et du Luxembourg sous l'entité Bel/Lux) et intègre 5 technologies renouvelables : les déchets (notés *bf2*), la petite hydraulique <10MWe (*shy*), le photovoltaïque (*dpv*), la biomasse (*bgt*) et l'éolien terrestre<sup>13</sup> (*wnd*). Le marché concernant uniquement les nouvelles installations renouvelables, la grande hydraulique, dont le potentiel est saturé en Europe, est exclue à la fois des objectifs (cf. Tableau 11) et du modèle.

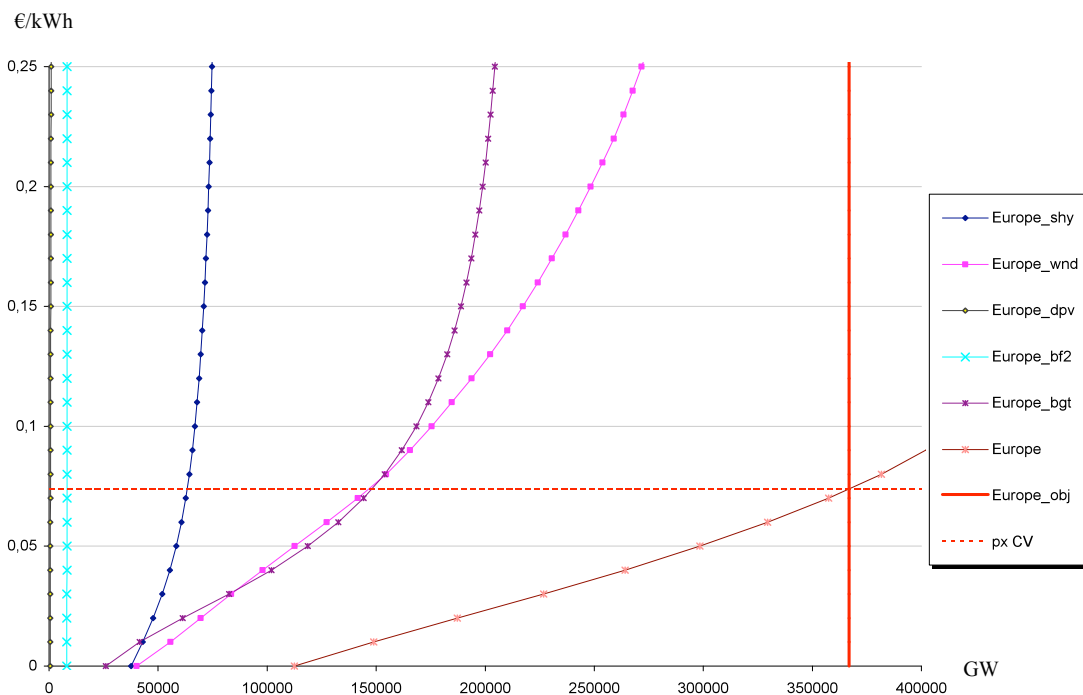
**Tableau 11 : Les objectifs de production d'électricité renouvelables**

<i>Pays</i>	<i>Consommation Electricité 2010 (TWh)</i>	<i>Référence Production Electricité Renouvelable (GWh)</i>	<i>Objectifs Production Electricité Renouvelable %</i>	<i>Objectifs Production Electricité Renouvelable (GWh)</i>
<b>Autriche</b>	59,70	6 976	21,1%	<b>12597</b>
<b>Bel/Lux</b>	99,50	820	5,9%	<b>5841</b>
<b>Danemark</b>	40,30	5 359	29,0%	<b>11687</b>
<b>Espagne</b>	295,40	15 173	17,5%	<b>51695</b>
<b>Finlande</b>	103,70	8 110	21,7%	<b>22503</b>
<b>France</b>	562,70	9 807	8,9%	<b>50080</b>
<b>Royaume-Uni</b>	391,50	4 933	9,3%	<b>36410</b>
<b>Grèce</b>	75,60	870	14,5%	<b>10962</b>
<b>Irlande</b>	30,60	2 953	11,7%	<b>3580</b>
<b>Italie</b>	390,00	11 646	14,9%	<b>58110</b>
<b>Pays-Bas</b>	100,80	2 644	12,0%	<b>12096</b>
<b>Portugal</b>	51,20	3 870	21,5%	<b>11008</b>
<b>Allemagne</b>	526,80	23 688	10,3%	<b>54260</b>
<b>Suède</b>	165,80	15 687	15,7%	<b>26031</b>
<b>Europe</b>	<b>2893,60</b>	<b>112 535</b>	<b>12,7%</b>	<b>366859</b>

<sup>13</sup> Pour des raisons de disponibilité des données et de déploiement considéré comme négligeable à l'horizon 2010, l'éolien offshore n'est pas intégré au modèle.

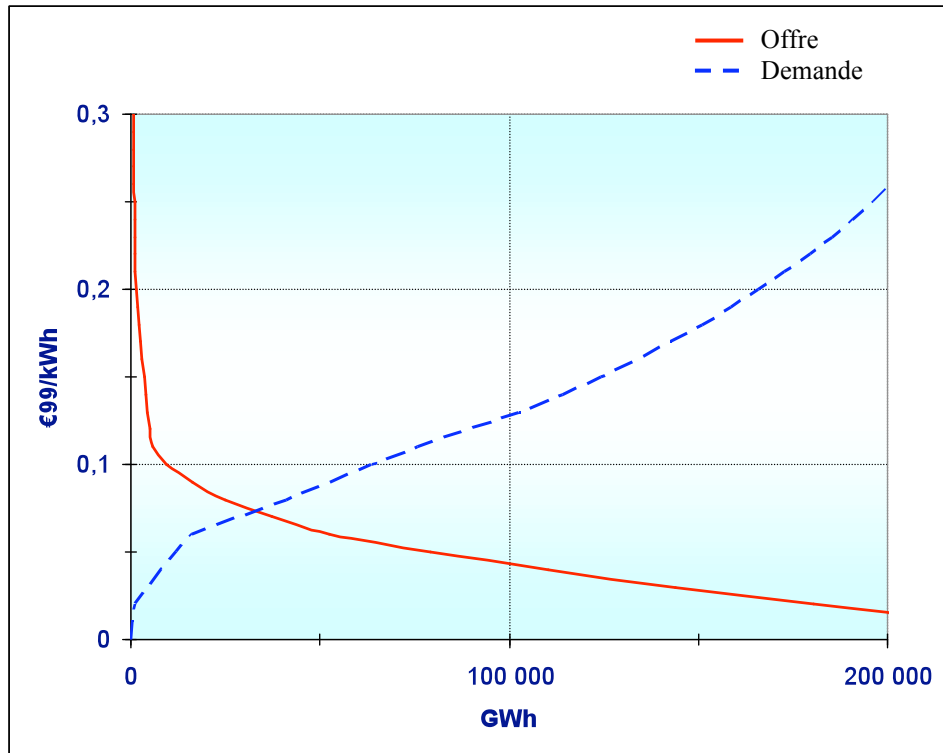
Une fois les objectifs quantitatifs obtenus pour chaque Etat membre à partir des niveaux de consommation d'électricité pour 2010, introduits par le modèle POLES, et des pourcentages de consommation d'électricité d'origine renouvelables spécifiés par la directive européenne, la modélisation d'un marché de quotas échangeables européen consiste à intégrer les courbes de coût marginal de production également issues du module NREN du modèle POLES, différenciées par pays et par technologie renouvelable. Pour chaque Etat membre, nous obtenons alors les profils d'atteinte des objectifs spécifiés (cf. Annexe 4). La figure 2 ci-dessous illustre le profil de l'Union européenne dans son ensemble.

**Figure 2 : Le profil d'atteinte de l'objectif spécifié pour l'Union européenne**



La mise en commun de ces courbes de coûts marginal de production au sein d'un marché intégré au niveau de l'Union européenne permet d'obtenir les courbes de demande et d'offre de certificats verts sur le marché européen (cf. Figure 3). Selon nos hypothèses, le prix du certificat s'établirait en 2010 à 7,34 c€/99/kWh.

**Figure 3 : Les courbes d'offre et de demande de certificats verts sur le marché européen**



a. *les résultats en terme de coûts : l'égalisation des coûts marginaux*

On peut comparer les coûts atteints par la réalisation des objectifs en interne au sein de chaque Etat membre et ceux obtenus grâce aux possibilités d'échanges sur un marché européen. Pour évaluer l'amélioration du surplus social au plan européen, le mécanisme mis en lumière ici est celui de l'égalisation des coûts marginaux de production au prix du certificat vert. Comme on le voit dans le tableau 12 ci-dessous, les coûts marginaux de production d'électricité à partir de sources renouvelables présentent une grande variété au sein de l'Union européenne, du fait des différences de potentiels technique et économique. Avec l'instauration d'un marché de quotas échangeables, les Etats membres présentant des coûts marginaux de production élevés ont la possibilité d'acheter aux Etats membres mieux dotés des certificats à un coût plus faible que celui correspondant à la production nationale.

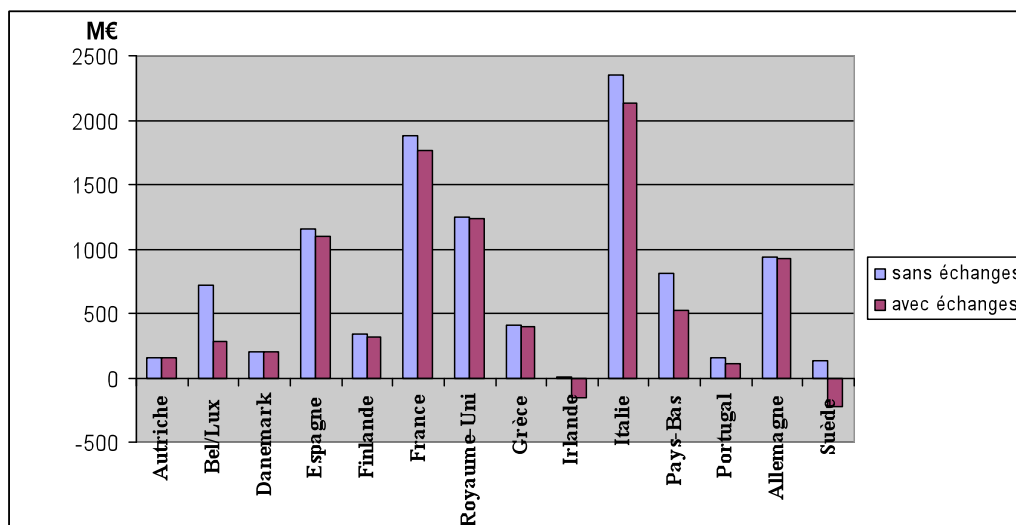
**Tableau 12 : Coûts de réalisation des objectifs et échanges en 2010**

Pays	Sans échanges		Avec échanges : prix du certificat = 7,34 c€/kWh				
	Coût marginal (c€/kWh)	Coût domestique (M€)	Coût domestique (M€)	Echanges* (GWh)	Coût des échanges (M€)	Coût total (M€)	Gains à l'échange (M€)
Autriche	6,4	154	182	-416	-30	152	2
Bel/Lux	60,9	721	71	2924	215	286	435
Danemark	10,2	204	149	638	47	196	8
Espagne	6,0	1156	1691	-8095	-594	1 097	59
Finlande	5,6	338	488	-2338	-172	317	22
France	10,1	1876	1179	8058	591	1 770	106
Royaume-Uni	8,2	1248	1033	2769	203	1 236	12
Grèce	8,7	403	297	1323	97	394	9
Irlande	0,6	2	121	-3736	-274	-154	156
Italie	11,1	2356	1216	12541	920	2 136	220
Pays-Bas	21,1	812	159	4910	360	520	292
Portugal	4,5	158	365	-3522	-259	106	52
Allemagne	6,4	937	1164	-3317	-243	921	16
Suède	2,5	127	641	-11737	-861	-220	347
Europe	<b>7,34</b>	<b>10492</b>	<b>8756</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8 756</b>	<b>1 736</b>

\* < 0 = exportations ; > 0 = importations.

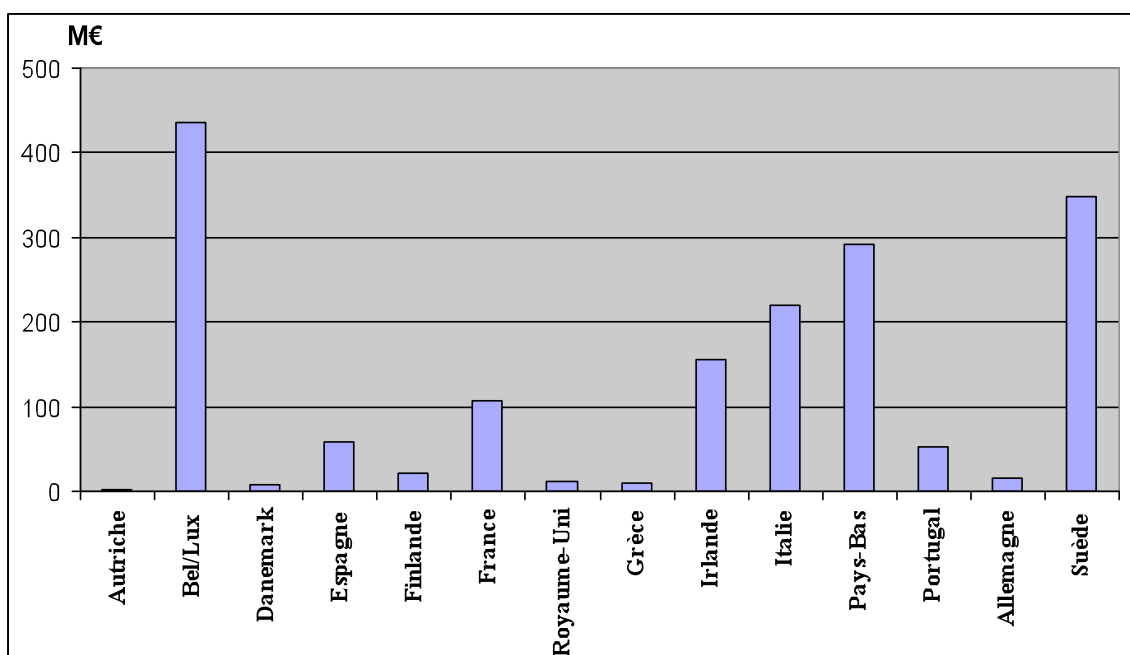
Alors que le coût de réalisation de l'objectif européen s'élève à plus de 10 milliards d'euros dans le cas d'une production interne au sein de chaque Etat membre, il tombe à moins de 9 milliards grâce à la mise en place d'un marché de quotas échangeables. Le gain européen à l'instauration d'un marché de certificats verts est donc de plus d'1,7 milliards €, soit 17%. Ce gain global au niveau de l'Union masque des disparités notoires entre Etats membres (cf.°Figure 4), mais, comme l'enseigne la théorie économique, tous sont gagnants à l'échange (cf.°Figure 5).

**Figure 4 : Comparaison des coûts de réalisation des objectifs pour chaque Etat membre**



Avec les hypothèses retenues dans notre modélisation, les plus grands bénéficiaires de l'instauration d'un marché de quotas échangeables européens sont le Bel/Lux et la Suède. Ces deux pays illustrent les mécanismes en action lors de la réalisation des échanges : le Bel/Lux gagne largement à se procurer les certificats hors de son territoire du fait du niveau élevé de son coût marginal de production en interne ; la Suède retire ses gains de la vente des certificats excédentaires produits à bas prix en comparaison avec les autres Etats membres.

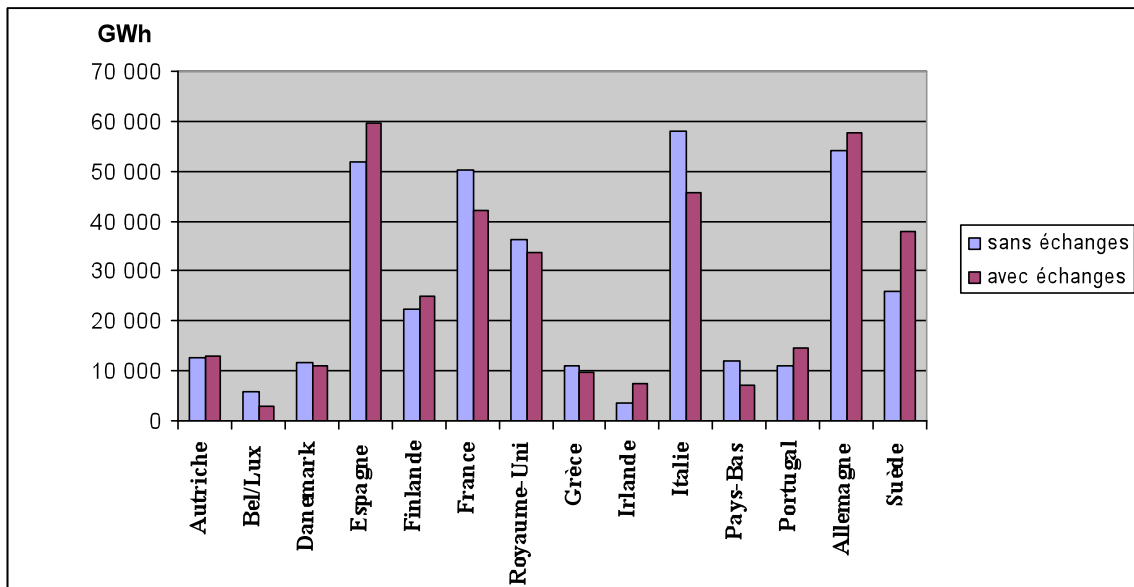
**Figure 5 : Les gains à l'échange au niveau de chaque Etat membre**



*b. les résultats en terme de production*

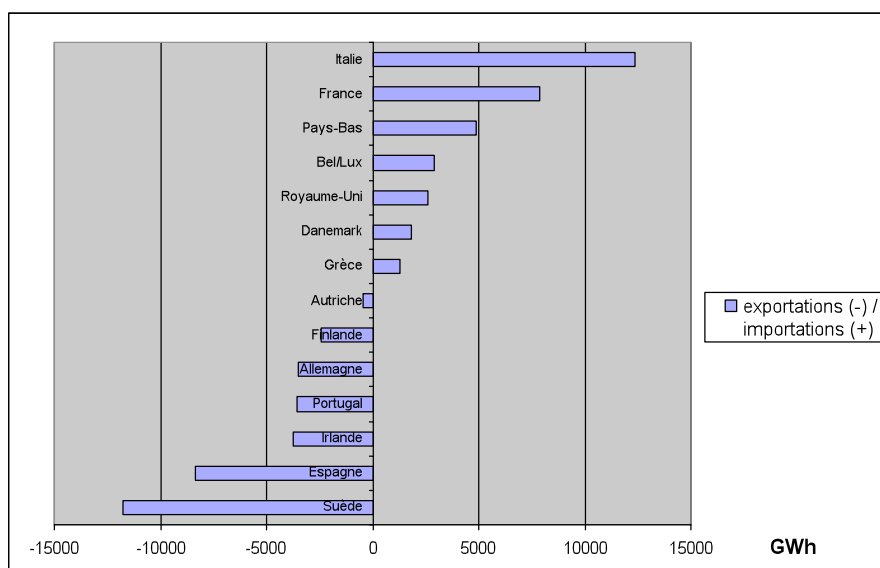
Au niveau quantitatif, la mise en place d'un marché de quotas échangeables européen a pour principale conséquence de modifier la donne au niveau des productions effectives d'électricité d'origine renouvelable par rapport aux objectifs spécifiés par l'Union européenne en accord avec les Etats membres. Cet effet est loin d'être négligeable lorsque l'on prend en compte à la fois les désagréments (pollution visuelle, acceptation sociale, etc...) et les avantages (développement local, impacts industriels, répercussions en terme d'emplois, etc...) associés au développement des capacités renouvelables. Selon les hypothèses de notre modélisation, les productions de la Suède, de l'Espagne et de l'Irlande se substituent à celles de l'Italie, de la France et des Pays-Bas principalement (cf. Figures 6 et 7).

**Figure 6 : Niveaux de production avec et sans échanges**



De fait, même dans le cas de figure où les certificats peuvent s'échanger distinctement de l'électricité physique, ils n'en reste pas moins que les quantités produites correspondantes se répartissent différemment au sein de l'Union. Il existe donc un risque associé aux avantages obtenus en terme de coût par l'instauration d'un marché européen de certificats verts (dérivés de l'exploitation prioritaire des sites les plus intéressants économiquement), celui de l'engorgement des installations dans les Etats membres les mieux dotés.

**Figure 7 : Exportations et importations dans le cadre d'un marché européen**

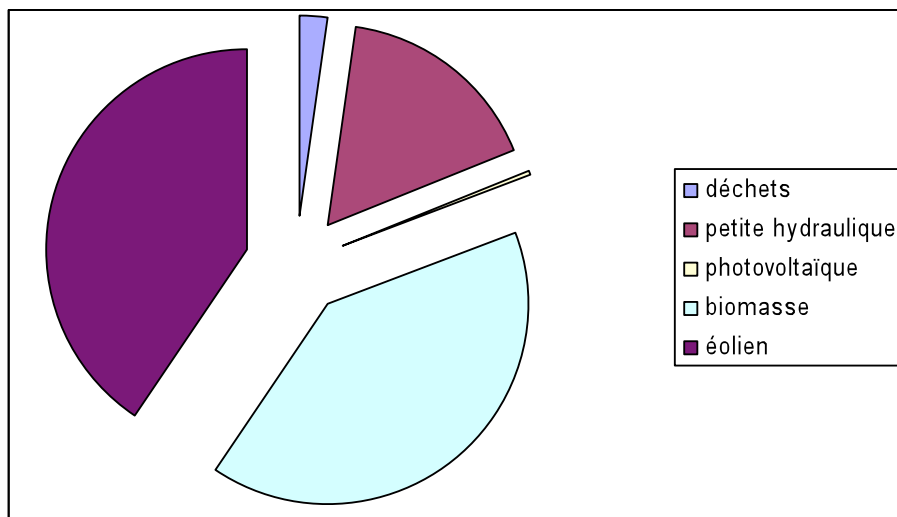


c. *les résultats en terme de développement des filières*

Les derniers résultats extraits de notre modélisation concernent la répartition du développement des capacités par filière renouvelable. Comme nous l'observons sur la figure 8, l'atteinte de l'objectif quantitatif européen est principalement obtenue via l'exploitation des filières biomasse et éolienne. A elles seules, ces deux filières représentent plus de 80% de la capacité de production d'électricité d'origine renouvelable installée.

Contrepartie directe là encore de l'exploitation prioritaire des gisements les moins coûteux et les plus rentables - source de diminution du coût d'atteinte de l'objectif (cf. supra) - les technologies photovoltaïque, déchets et dans une moindre mesure petite hydraulique, ne sont que faiblement représentées. L'écueil ici identifié est celui de la focalisation des efforts des Etats membres sur les technologies les plus matures économiquement au détriment des filières moins performantes aujourd'hui.

**Figure 8 : Le développement des capacités par filière renouvelable**



En conclusion sur la présentation et l'analyse des résultats issus de notre modélisation basée sur l'utilisation des modèles POLES et ASPEN, il convient de souligner les inconvénients liés au mécanisme d'allocation optimale des ressources de l'instrument de soutien des quotas échangeables mis en œuvre au niveau européen. Certes l'intégration européenne d'un marché de certificats verts est source de diminution du coût d'atteinte de

l'objectif (17% en moyenne au niveau européen), mais les effets en terme de répartition des capacités, que ce soit au niveau territorial ou à celui des filières, sont aussi à mettre dans la balance.

#### **II.4. Les obstacles à la création d'un tel système de quotas au niveau européen**

L'instauration d'un marché de quotas échangeables européen tel que nous venons d'étudier n'est ni aisée, ni immédiate. En plus des spécificités propres au fonctionnement d'un marché de certificats échangeables d'électricité renouvelable, se pose le problème commun à l'intégration de tout marché, celui de l'harmonisation des règles de fonctionnement. De surcroît, bien que le marché des quotas soit distinct du marché de l'électricité de gros, il n'en est pas moins dépendant de son degré d'intégration.

##### *II.4.1. 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 quotas échangeables. 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.

##### *a. 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.



*b. 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 envisagent l'ouverture aux certificats étrangers, mais sous condition de réciprocité et de certification fiable.

*c. 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 (Voogt et al., 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 envisagé 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.

*d. 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.

*e. 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.

L'encadrement des prix des certificats par des systèmes de prix plancher et de prix plafond est envisagé pour que les prix des certificats ne sortent pas de limites acceptables pour les investisseurs et les acheteurs (Fristrup, 2000). Le dispositif de prix plancher est fondé sur l'achat des certificats verts à un prix convenu par un régulateur si l'offre est trop abondante. Quant au système de prix plafond, sa mise en œuvre est rendue nécessaire par le risque de rareté relative de l'offre de certificats qui se traduirait par de fortes hausses des prix. Il serait assuré par la vente de certificats par ce même régulateur à un prix garanti à des acheteurs si le prix de marché dépasse ce niveau ou, ce qui revient au même, par l'instauration d'une taxe imposée aux acheteurs de certificats qui n'auraient pas rempli leurs quotas. L'argent collecté est redistribué ensuite aux producteurs-vendeurs de certificats par ordre de prix croissant par

un système d'enchères inversées. Ainsi les acheteurs de certificats auraient l'assurance d'atteindre leur quota d'énergies renouvelables à un prix marginal égal ou inférieur à ce prix plafond.

#### *II.4.2. Harmonisation des règles de fonctionnement et participation*

Par le biais des échanges de certificats, les ressources disponibles à moindre coût pourront être exploitées en priorité et l'objectif global atteint de la façon la plus économique. Dans cette hypothèse, la mise en cohérence des systèmes d'aide nationaux devrait être assurée pour qu'il n'en résulte pas de distorsions dans le fonctionnement du marché. En effet, si des mécanismes d'incitation complémentaires sont maintenus par certains Etats, le prix des certificats y sera artificiellement plus bas et la répartition globale de l'effort ne sera alors ni efficace ni équitable.

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. De fait, l'intérêt théorique des certificats ne doit pas masquer les difficultés que soulève la création d'un marché. Pour fonctionner, un marché de certificats verts nécessite que de nouvelles fonctions soient assurées - la certification des producteurs d'électricité renouvelable, l'enregistrement des échanges, la comptabilisation et le contrôle avec imposition de pénalités en cas de non-respect des obligations - qui induisent des coûts d'administration importants. Les quotas imposés doivent être modérés à l'origine pour ne pas induire des tensions initiales trop fortes sur les prix des certificats mais progressivement renforcés pour stimuler le changement technique en restant dans les limites d'un développement industriel maîtrisé.

##### *a. harmonisation des règles de fonctionnement*

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 produits<sup>14</sup>. 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.

*b. refus de participation des Etats membres*

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. Cette exploitation différenciée des ressources provoquerait des problèmes d'encombrement visuel et entraînerait des contraintes d'acceptabilité sociale dans les pays suréquipés.

---

<sup>14</sup> 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.

### II.4.3. La nécessité préliminaire d'une intégration parfaite des marchés électriques

Ensuite, 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. Si l'on ignore ce problème et si on laisse les échanges s'effectuer librement entre pays ayant des prix de gros différents, il pourrait en résulter une surexploitation artificielle de ressources coûteuses dans des pays où les prix de l'électricité sont plus élevés.

Enfin, le risque majeur encouru par le système reste celui de la volatilité du prix du certificat et de ses conséquences négatives sur les investisseurs, ce qui survient si le marché est étroit et manque de liquidité du fait du faible nombre de participants (Morthorst, 2000). Du côté de l'offre, les candidats à l'entrée doivent pouvoir anticiper un prix futur afin de décider d'investir dans de nouvelles capacités. La création d'un marché à terme avec des contrats longs permettrait de limiter la volatilité des prix des permis liée aux facteurs climatiques et d'estimer la rentabilité future des projets. En ce qui concerne la demande, la possibilité d'emprunts (*borrowing*) ou celle de mises en réserve (*banking*) constituent d'autres moyens de limiter les variations de prix que pourraient entraîner des limites trop strictes sur la validité des certificats.

A l'issue de cet examen empirique des politiques mises en œuvre dans les pays européens depuis une vingtaine d'années pour promouvoir le développement des énergies renouvelables, plusieurs pistes concernant l'efficacité des différents modes de soutien peuvent être avancées.

Concernant les appels d'offre, les résultats obtenus par le Royaume-Uni et la France dans une moindre mesure attestent de leur efficacité en terme d'incitation à la baisse des coûts et donc de maturation des filières renouvelables. Cependant, ces performances doivent être relativisées par les coûts de transaction élevés mis en évidence du fait du mode de sélection. De plus, les faibles niveaux quantitatifs atteints leur confèrent une efficacité environnementale médiocre, ainsi que de très faibles impacts sur la constitution d'une industrie nationale.

A l'inverse, les tarifs d'achat garantis se sont révélés d'une grande efficacité pour stimuler l'installation des capacités de production électrique d'origine renouvelable et le développement industriel aussi bien en Allemagne, qu'au Danemark et en Espagne. Cependant, en contrepartie directe de ces performances, le coût pour la collectivité a été nettement plus important, et surtout n'a cessé de croître du fait de la non prise en compte des progrès techniques dans le niveau de soutien accordé aux producteurs. Les aménagements apportés depuis le début des années 2000 vont tout de même dans le sens d'une répartition plus équitable des rentes dégagées (dégressivité des tarifs dans le temps) et intègrent désormais des mécanismes (compensation) plus respectueux du cadre concurrentiel caractérisant le secteur électrique aujourd'hui.

Considérés comme l'instrument le plus approprié au soutien des énergies renouvelables dans le contexte de l'intégration des marchés électriques européens par plusieurs Etats membres ainsi que par une partie de la Commission, les systèmes de quotas échangeables représentent aujourd'hui l'alternative principale aux tarifs d'achat garantis. Les expériences menées en Europe jusqu'à ce jour ne permettent cependant pas une analyse empirique des résultats obtenus. Pour palier cet état de fait, nous avons modélisé le fonctionnement d'un marché de quotas échangeables européen et les mécanismes mis en lumière attestent d'une efficacité allocative inégalée par les autres instruments. De fait, l'égalisation des coûts marginaux obtenue grâce aux échanges permet d'atteindre l'objectif

quantitatif spécifié par la Directive au moindre coût pour la collectivité, mais les revers à cette médaille sont nombreux : stimulation des filières renouvelables les plus matures économiquement, concentration des projets sur les sites les plus rentables, risque de volatilité du niveau de soutien préjudiciable en terme d'incitation à l'investissement...

## **CHAPITRE 5**

### **LE MODE DE SELECTION DES INSTRUMENTS : INFLUENCE DE L'ENVIRONNEMENT INSTITUTIONNEL ET DE L'ORGANISATION INDUSTRIELLE**

L'objet de ce chapitre est d'analyser les modes de sélection des instruments de promotion des énergies renouvelables. Notre hypothèse est que le choix ne dépend pas simplement de l'efficacité supposée d'un instrument, mais d'un certain nombre de caractères de l'organisation industrielle et de l'environnement institutionnel du secteur (North, 1990).

Dans le contexte actuel de la libéralisation et de l'intégration des marchés électriques européens et étant donné l'influence de l'environnement institutionnel sur le choix des politiques de soutien aux énergies renouvelables, nous mobilisons le cadre analytique de l'économie néo-institutionnelle afin d'identifier et d'analyser les facteurs pertinents de sélection des instruments au sein des Etats membres.

Dans un premier temps, nous précisons les modes d'organisation de l'industrie électrique où sont appelés à s'insérer les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en production électrique et leur variété. On étudie en particulier la diversité des réformes institutionnelles entreprises par les pays européens et les possibilités de convergence. Cette recherche constitue un complément nécessaire à l'examen des conditions d'harmonisation des instruments de soutien aux énergies renouvelables. Dans un second temps, nous examinons l'impact des dynamiques institutionnelles nationales sur la sélection des instruments de soutien en cherchant à identifier les facteurs-clés. Parmi eux, la perception de l'efficacité des différents instruments dans différents contextes de mode d'organisation et de degré de libéralisation et d'intégration des marchés électriques tient une place prépondérante.



## **I. Les sentiers institutionnels et organisationnels nationaux**

Dans cette section, il s'agit de comprendre la structure actuelle des systèmes d'offres et leur mode d'organisation à partir de leur développement historique et de leur évolution spécifique (Sustelnet, 2002). Pour cela, nous commençons par retracer l'évolution du système technologique et des modes d'organisation avant les réformes. Nous examinons ensuite l'influence de l'environnement institutionnel et de l'histoire sur les caractéristiques des secteurs électriques des Etats membres grâce à l'éclairage de l'économie néo-institutionnelle qui met en avant le rôle de ces caractéristiques sur l'organisation et le mode de fonctionnement d'un secteur industriel (Williamson, 1984 ; North, 1990 ; Levy et Spiller, 1994).

### **I.1. L'évolution du système technologique et des modes d'organisation avant les réformes**

Les années 60 avaient été marquées par la croissance rapide de la consommation et des capacités installées sur la base de centrales de taille croissante. Dans la plupart des Etats d'Europe de l'ouest, la consommation double de 1960 à 1973 ; le Danemark, l'Irlande, la Finlande et l'Espagne enregistrant même des taux encore supérieurs. Pour faire face à ce défi, l'implantation de centrales nucléaires de grande taille apparaît alors comme la solution pour de nombreux pays. Les années 1970 constituent un tournant dans l'histoire des systèmes électriques qui avaient suivi jusqu'ici une trajectoire technologique voisine fondée sur des techniques centralisées de grande taille et l'interconnexion des réseaux. Les crises énergétiques et la montée de l'environnementalisme, ainsi que l'opposition croissante au pouvoir technocratique et à la centralisation (focalisée notamment sur l'énergie nucléaire) ont amené les gouvernements et les compagnies à revoir leurs politiques et stratégies.

Les objectifs poursuivis sont alors libellés en terme de diversification des ressources énergétiques (afin de réduire la dépendance au pétrole), d'économies d'énergie (autoproduction en cogénération), puis de promotion des énergies renouvelables. Longtemps perçues comme opposées, les valeurs économiques et environnementales sont désormais combinées pour donner naissance à un nouveau régime. La structure technologique du nouveau système commence alors à se développer de façon hybride rassemblant en son sein

des unités de production centralisées et décentralisées. Toutefois, il convient de souligner que ces changements techniques, comme lors du tournant précédent, se surimposent au système existant qui reste lui quasiment intact. Il ne s'agit donc pas d'une substitution de l'ancien système par un nouveau. On observe toutefois des différences dans le processus suivi d'un Etat membre à l'autre. Elles sont dues à deux types de facteurs : le rôle des dotations en ressources et celui des structures institutionnelles

#### *1.1.1. Le rôle de la dotation en ressources*

La disponibilité des ressources constitue bien évidemment un facteur primordial de différenciation dans le développement des secteurs électriques nationaux. Après la prédominance des ressources hydrauliques et charbonnières dans la première moitié du XX<sup>ème</sup> siècle et celle du pétrole jusqu'aux crises des années 70, c'est l'énergie nucléaire qui se développe. Les pays qui ont des ressources en charbon (Allemagne, Espagne, Royaume Uni) restent à fortes proportions de charbon ; de même pour les ressources en gaz concernant les Pays-Bas, puis le Royaume Uni. Cependant, les pays dont les structures politico-administratives sont décentralisées et perméables aux controverses technologiques voient l'option nucléaire se fermer. Bien que cette option ait été contestée dans de nombreux Etats, les retombées des débats varient d'un système électrique à l'autre, allant de la domination des centrales nucléaires dans le parc de production électrique (France, Belgique), à leur absence (Danemark, Autriche, Italie), en passant par leur abandon progressif (Pays-Bas, Suède, Allemagne, Italie).

#### *1.1.2. Le rôle des structures institutionnelles*

L'une des différences majeures relevée dans l'histoire des secteurs électriques des Etats membres concerne le rôle des gouvernements nationaux et des entreprises publiques ou de statut régional voire municipal. Une claire distinction peut être opérée entre les pays qui ont choisi de créer des monopoles publics nationaux (France, Italie, Suède et Royaume-Uni), ceux où les monopoles privés nationaux ou régionaux ont une place conséquente ou unique (Allemagne, Espagne, Belgique) et ceux où les pouvoirs régionaux ou locaux ont une place importante dans le secteur, notamment en raison de l'importance des distributeurs municipaux (Danemark, Pays-Bas, Allemagne Autriche). Ceci se répercute sur les modes d'intégration verticale et horizontale. Trois groupes de pays peuvent être identifiés :

-intégration ou quasi-intégration verticale et horizontale : France, Italie, Grèce, Irlande, Portugal et Belgique ;

-intégration ou quasi-intégration verticale en production-transport, mais faible intégration de la distribution et faible concentration horizontale : Allemagne, Danemark et Pays-Bas ;

-intégration ou quasi-intégration en termes de production et de distribution, mais transport séparé : Espagne, Autriche, Norvège et Suède ;

En ce qui concerne les régimes de propriété, on distingue quatre formes : privée, publique d'état, publique locale et coopérative (prévalant uniquement au Danemark). De manière générale, la propriété publique domine, avec toutefois un niveau important de propriété publique locale lorsque les industries ne sont pas intégrées verticalement et horizontalement au niveau de la distribution (Belgique, Allemagne, Pays-Bas, Autriche, Suède). La propriété publique au niveau national est inexistante pour cinq Etats membres : l'Allemagne, les Pays-Bas, le Danemark, le Luxembourg et la Belgique (quasiment inexistante). Le cadre institutionnel prévalant en Angleterre avant les réformes (intégration verticale et horizontale, régime public ou quasi-intégration avec propriété publique d'Etat) n'est partagée que par cinq Etats membres : la France, l'Italie, la Grèce, l'Irlande et le Portugal.

**Tableau 1 : Structures de propriété et formes d'intégration verticale et horizontale avant la réforme**

	<b>Production-Transport-Distribution intégrées verticalement et horizontalement</b>	<b>Production-Transport intégrées verticalement</b>	<b>Production-distribution intégrées verticalement</b>
<b>Capital Privé</b>	Espagne Belgique	Allemagne	
<b>Capital Mixte au niveau local ou régional</b>		Allemagne	Pays-Bas
<b>Coopérative ou capital public (niveau local)</b>			Danemark Pays-Bas Norvège
<b>Capital public niveau national</b>	France Grèce Irlande Espagne (Endesa) Portugal Royaume Uni	Autriche Norvège Suède Espagne	

Source : Glachant et Finon, 2000.

C'est sur ces structures que les réformes ont joué, en particulier celles résultant de la transcription de la directive européenne concernant l'établissement de règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et venues poser les bases du processus actuel de libéralisation. Elles vont avoir une influence importante, mais dont la direction n'est pas automatique : un secteur centralisé et public peut aussi bien faciliter les réformes en permettant une décision unique par rapport à un secteur décentralisé et concurrentiel, que les contrarier en s'opposant aux réformes concurrentielles.

Enfin, l'examen des caractéristiques concernant l'environnement institutionnel des Etats membres fait apparaître là encore une grande diversité (cf. Tableau 2). Trois pays sont strictement fédéraux par nature : l'Autriche, l'Allemagne et la Belgique. Deux possèdent des structures administratives et politiques au niveau régional : l'Espagne et l'Italie. Enfin, parmi les Etats reposant sur des structures unitaires, trois affichent des régimes politiques « faibles » : le Danemark, la Norvège et les Pays-Bas, soit du fait de l'instabilité de la coalition des gouvernements, soit à cause de la portée de ces coalitions. Là encore, le modèle britannique (Etat unitaire et stabilité de la majorité gouvernementale) ne se retrouve que dans quatre Etats membres (Grèce, Irlande, Portugal et France) et ne constitue par conséquent pas un cas représentatif de l'Union européenne dans son ensemble. Cet environnement institutionnel, et notamment le type de régime politique et de stabilité des gouvernements, va jouer pour assurer la faisabilité des réformes.

**Tableau 2 : Homogénéité politique et stabilité des gouvernements**

	<b>Alternance de gouvernements d'un seul parti politique</b>	<b>Alternance de gouvernements issus de coalitions stables</b>	<b>Alternance de gouvernements issus de coalitions instables</b>	<b>Coalitions variables partageant les mêmes lignes politiques</b>
<b>Etats fédéraux</b>		Allemagne		Autriche Belgique
<b>Etats régionaux</b>		Espagne	Italie	
<b>Etats unitaires</b>	Grande-Bretagne	Grèce Irlande Portugal	France	Danemark Pays-Bas

Source Glachant et Finon, 2000.

Il convient d'ajouter à présent l'influence de l'environnement institutionnel européen qui est celui qui a imposé les réformes des industries électriques aux pays qui n'y avaient pas procédé d'eux-mêmes, influence qui se retrouve dans les politiques de soutien aux énergies renouvelables. La question qui se pose est de savoir si les réformes imposées depuis le niveau européen conduisent à une convergence institutionnelle. De fait, l'environnement réglementaire européen ne permet pas de s'appuyer sur l'impulsion d'une autorité supranationale semblable à la FERC américaine. Le processus d'harmonisation européen est en effet largement contraint par la volonté des Etats membres de conserver leurs spécificités (Pignon, 2003). L'Union n'intervient que si les objectifs poursuivis par l'action envisagée ne peuvent être atteints de façon satisfaisante par les Etats membres ou peuvent l'être de meilleure manière au sein de l'Union (Gavalda et Parleani, 1998). Parmi les domaines concernés, on trouve notamment le marché intérieur et l'énergie. Sur des thèmes aussi controversés que l'électricité, pour lesquels il existe une forte implication des autorités nationales (Holburn et Spiller, 2002), le principe de subsidiarité laisse une large marge de manœuvre aux Etats membres. Ce principe domine de fait la Directive 96/92 qui, après avoir été longuement débattue, apparaît minimale dans ses prérogatives. De fait, elle laisse le choix dans un menu d'options alternatives pour ouvrir les industries électriques à la concurrence (Pérez, 2002) dans lequel chaque Etat membre a pu choisir pour transposer en droit national les principes communs de la directive.

Que ce soit au niveau de la réallocation des droits de propriété et de la réglementation des droits d'accès des tiers aux réseaux, ou encore de la création d'une autorité indépendante au sein des Etats membres, la Commission ne possède aucun des droits nécessaires à une action de réglementation, ni les capacités d'obliger les membres à se conformer à un programme de mesures spécifiques (Hancher, 1997). Dans ces conditions de limitation stricte des pouvoirs exécutifs des institutions européennes sur les Etats membres, les programmes définis au niveau de l'Union peuvent uniquement viser des mesures de « libéralisation sans harmonisation ».

## **I.2. La variété des sentiers institutionnels des réformes**

Le second rapport d'étalonnage de la Commission européenne sur la mise en œuvre du marché électrique européen (CE, 2002) met en évidence que, six ans après l'adoption de la directive, de nombreux points restent insatisfaisants quant à la création d'un marché unifié. Parmi ces points figurent les compétences des autorités de réglementation nationales, le degré de séparation des gestionnaires de réseau par rapport aux activités de production ou encore les modes d'allocation des capacités de transport transfrontalières.

D'abord, le fait que les marchés s'ouvrent à des rythmes différents (cf. Tableau 3) limite les avantages que les consommateurs pourraient tirer de la concurrence, en soumettant les petites entreprises et les ménages à une tarification anormalement élevée. Ce décalage favorise de plus les distorsions de concurrence entre les compagnies, autorisant les subventions croisées alors que ces entreprises sont en cours de restructuration pour devenir des fournisseurs paneuropéens. Ensuite, la disparité des tarifs d'accès au réseau d'un gestionnaire à l'autre, résultant du manque de transparence et d'une régulation inefficace, peut également constituer un obstacle à l'établissement de la concurrence. De plus, la puissance considérable dont jouissent les entreprises de production présentes sur le marché fait barrage aux nouveaux entrants. Enfin, on constate à travers ce rapport d'étalonnage une pénurie d'infrastructures d'interconnexion entre les Etats membres et, en cas de congestion, une adéquation des méthodes de répartition des faibles capacités.

Surtout, l'examen des réformes institutionnelles menées jusqu'en 2003 (cf. Tableau 3) fait apparaître de larges différences entre les voies et les rythmes choisis par les Etats membres. Dans ce tableau, nous avons classé les huit pays retenus dans cette analyse en trois groupes selon le moment où les réformes ont été effectuées. Le groupe 1 rassemble les états les plus précoces (Royaume-Uni - 1989, Suède - 1996), le groupe 2, les intermédiaires (Espagne - 1997, Allemagne - 1998, Pays-Bas - 1998) et le groupe 3, les plus tardifs (Belgique - 1999, Italie - 1999, France - 2000). L'examen est mené dans une optique de sélection des différences ayant des conséquences directes sur le développement des énergies renouvelables.

Le premier indicateur du rythme des réformes est bien évidemment le degré d'ouverture du marché (ou taux d'éligibilité) déclaré en 2003 (cf. Tableau 3). On constate que certains pays, comme le Royaume-Uni, la Suède, l'Espagne ou encore l'Allemagne, ont déjà ouvert la totalité de leur marché à la concurrence. D'autres, comme les Pays-Bas ou la Belgique, n'ont pas encore atteint ce degré d'ouverture mais progressent chaque année vers cet objectif et ont de plus fixé la date de l'ouverture totale<sup>1</sup>. A l'opposé, la France et l'Italie respectent difficilement les étapes fixées par la directive et aucune date d'ouverture totale du marché n'est pour le moment prévue par ces deux Etats membres, et ce, malgré le texte de la directive de 2003:

*« Les États membres veillent à ce que les clients éligibles soient:*

*a) jusqu'au 1er juillet 2004, les clients éligibles visés à l'article 19, paragraphes 1, 2 et 3, de la directive 96/92/CE<sup>2</sup>. Les États membres publient, au plus tard le 31 janvier de chaque année, les critères de définition de ces clients éligibles;*

*b) à partir du 1er juillet 2004 au plus tard, tous les clients non résidentiels;*

*c) à partir du 1er juillet 2007, tous les clients (CE, 2003) »*

Ces différences, portant principalement sur la liberté de choix du distributeur pour les consommateurs résidentiels, ne sont pas sans conséquence sur le développement des énergies renouvelables puisque les caractéristiques de la demande émanant de ces clients ne peuvent être exprimées.

Ensuite, du côté de l'offre, un des indicateurs les plus important pour notre domaine de recherche concerne l'intégration des activités de production, de transport et de distribution. De fait, une intégration limitée se traduit par une séparation des réseaux nécessaire à l'assurance d'un accès plus équitable des tiers au réseau. En 2003, seuls le Royaume-Uni et l'Italie ont réalisé cette opération de dé-intégration. La Commission souligne d'ailleurs dans ce rapport (CE, 2002) l'importance de la mission remplie par les autorités de régulation sectorielles. Dans plusieurs Etats membres, le ministère compétent a gardé une influence

---

<sup>1</sup> En 2007 pour la Belgique et en 2004 pour les Pays-Bas.

<sup>2</sup> « La part du marché national est calculée sur la base de la part communautaire d'électricité consommée par les consommateurs finals dont la consommation est supérieure à 40 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise). [...] La part du marché national visée au paragraphe 1 sera progressivement augmentée sur une période de six ans. Cette augmentation sera calculée en réduisant le seuil de la consommation communautaire de 40 gigawatts par heure, mentionné au paragraphe 1, à un niveau de consommation annuelle d'électricité de 20 gigawatts par heure, trois ans après l'entrée en vigueur de la présente directive, et à un niveau de 9 gigawatts par heure de consommation annuelle d'électricité, six ans après l'entrée en vigueur de la présente directive » (CE, 1996).

certaine sur les prises de décisions, et notamment en ce qui concerne la tarification de l'accès au réseau. De manière générale, les régulateurs soumettent les tarifs d'accès au réseau à un contrôle ex ante, seuls les pays scandinaves se distinguent par un contrôle plutôt ex post sur les tarifs et une dissociation de la propriété. Le degré de dissociation joue dans ce cas un rôle fondamental, puisque la dissociation des entreprises de réseau en termes de propriété renforcera leur coopération avec les organismes de régulation au niveau de la garantie d'un accès équitable au réseau. Le nombre de sociétés exploitant les différents segments de transport et de distribution d'électricité varie largement d'un pays à l'autre. La situation actuelle résulte en général de la structure de l'organisation de l'approvisionnement en électricité avant les réformes (cf. Tableau 1). Ainsi, en France, en Irlande et en Grèce, le réseau de transport et la totalité ou l'essentiel du réseau de distribution sont détenus par une compagnie nationale unique. A l'opposé, et notamment en Allemagne et en Autriche, les systèmes de transport sont exploités à l'échelle régionale et la distribution repose principalement sur le niveau municipal.

**Tableau 3: Carte des réformes concurrentielles en 2003**

	Eligibilité en 2003	Accès au réseau	Opérateur du système de transport (TSO)	Concentration de la production*	Intégration P-D	Propriété dominante	Production des firmes privées
<b>Groupe 1 Royaume-Uni</b>	100%	réglementé	Intégré Own-Operate	37% (C <sub>3</sub> )	Limitée (1990-98)	privée (P-T-D)	> 90%
<b>Groupe 1 Suède</b>	100%	réglementé	Intégré Own-Operate	50% (C <sub>3</sub> )	Illimitée	gouv. publique (P-T), munic. publique (D)	< 10%
<b>Groupe 2 Espagne</b>	100%	réglementé	Intégré Own-Operate	79% (C <sub>3</sub> )	Illimitée	privée (P-T-D)	> 90%
<b>Groupe 2 Allemagne</b>	100%	négocié	Régional Propriété : producteurs	61% (C <sub>3</sub> )	Illimitée	privée ou mixte (P-T), munic. publique (D)	> 50%
<b>Groupe 2 Pays-Bas</b>	63%	réglementé	Indépendant. Propriété : producteurs	33% (C <sub>3</sub> )	Illimitée	privée (P), publique (T) munic. (D)	> 75%
<b>Groupe 3 Belgique</b>	80%	réglementé	Indépendant. Propriété : producteurs	60% (C <sub>1</sub> )	Illimitée	privée (P-T), munic. ou mixte (D)	> 90%
<b>Groupe 3 Italie</b>	66%	réglementé	Indépendant. Propriété : producteur	72% (C <sub>3</sub> )	Limitée (2001 - )	mixte (P-T), publique ou munic. (D)	> 33%
<b>Groupe 3 France</b>	37%	réglementé	Indépendant. Propriété : producteur	80% (C <sub>1</sub> )	Illimitée	gouv. publique (P-T-D)	< 10%

Abréviations: P-production, T-transmission; D-distribution; gouv-gouvernementale, munic-municipal  
Sources: CE, 2004 et CE, 2002



A titre illustratif on examine ici l'influence de deux régimes institutionnels divergents sur les caractéristiques des réformes introduites par l'Allemagne et le Royaume-Uni, considéré comme la référence en matière de libéralisation des marchés électriques. Les principaux aspects de la réforme des années 1990 en Angleterre sont les suivants :

- désintégration verticale et horizontale de la production et de la distribution,
- désintégration verticale et intégration horizontale des réseaux de transport et des centres de contrôle de flux,
- création d'un marché de gros obligatoire et centralisé (le « Power Pool ») et interdiction des contrats bilatéraux d'échange d'énergie physique,
- encadrement des monopoles de services transactionnels et du réseau via la régulation des conditions sous lesquelles les tiers peuvent accéder au réseau,
- création d'une autorité indépendante de régulation (OFFER).

Aucun de ces aspects ne se retrouve dans la réforme allemande de 1998, ce qui témoigne clairement de l'éloignement des régimes institutionnels des deux pays. En Angleterre, le gouvernement détient les droits de propriété sur toutes les branches de l'industrie électrique, alors qu'en Allemagne, le gouvernement fédéral n'en détient aucune et ce sont les autorités publiques régionales ou locales qui les possèdent (cf. supra). De plus, en Angleterre, le gouvernement contrôle le processus parlementaire législatif et détient les pouvoirs de régulation concernant l'industrie électrique. A l'inverse, le gouvernement allemand doit avant trouver un accord avec le Parlement et il partage les pouvoirs de régulation du secteur électrique avec les autorités publiques régionales (*Länder* et *Bundesrat*) et locales. Le modèle anglais de réformes concurrentielles requiert un niveau de coordination plus grand et des pouvoirs plus importants en termes de réallocation des droits de propriété (Finon et Glachant, 2000).

Le point que nous venons de réaliser concernant les sentiers institutionnels et organisationnels des Etats membres va maintenant nous servir de base pour étudier plus en détail les influences politiques et institutionnelles sur le mode de sélection des instruments de soutien aux énergies renouvelables au sein de l'Union européenne.

## **II. Le mode de sélection des instruments de soutien aux EnR : les influences politiques et institutionnelles**

L'environnement institutionnel et le mode organisationnel des secteurs électriques nationaux que nous venons d'exposer ne sont pas sans conséquences sur les choix politiques opérés par les Etats membres en matière de promotion des énergies renouvelables. De fait, même si le segment de la production électrique à base d'énergies renouvelables tient encore aujourd'hui une place spécifique, son développement n'en répond pas moins aux mêmes logiques institutionnelles. Dans cette section, nous examinons les déterminants institutionnels afin d'expliquer les divergences observées dans les choix d'instruments de soutien au sein de l'Union et d'en analyser la dynamique. On débute ici par le premier choix d'instruments centré sur le subventionnement des kWh faisant suite à la phase d'échec des subventions aux investissements.

### **II.1. Logiques institutionnelles nationales et adoption des instruments de soutien**

Parmi les caractéristiques des environnements institutionnels des secteurs électriques nationaux exposées précédemment, cinq paraissent avoir une influence entremêlée sur la sélection de la politique nationale de soutien aux énergies renouvelables. Ces caractères sont résumés dans le Tableau 4 ci-après où nous avons retenus neuf pays au système de soutien bien typé.

Le premier caractère concerne la structure politico-administrative des Etats membres. Par structure politico-administrative, nous entendons le niveau de décentralisation des autorités administratives et le déclinons en trois catégories : les Etats unitaires, où les décisions politiques sont prises au niveau national ; les Etats régionaux, où les autorités régionales jouent un rôle important ; et enfin les Etats fédéraux, où ce sont les Provinces qui détiennent la majorité des pouvoirs de décision. Cette catégorisation des structures politico-administratives nous permet de relier le choix des politiques d'appels d'offre à un degré élevé de centralisation administrative et à l'inverse de faire apparaître une liaison forte entre les Etats décentralisés et la sélection des tarifs d'achat garantis pour soutenir la production d'électricité renouvelable. Le choix de tarifs d'achat, qui est plus favorable au développement

des unités de production utilisant les énergies renouvelables comme on le verra, peut être influencé par les structures décentralisées qui rendent l'appareil d'Etat plus perméable aux influence des partis écologistes.

**Tableau 4 : Caractéristiques institutionnelles nationales et sélection de la politique nationale de soutien aux EnR – Etat des lieux en 1998**

	Structure politico-administrative	Degré d'intégration horizontale et verticale	Rôle de l'Etat dans le secteur électrique	Coalition gouvernementale avec « Parti Verts »	Présence de l'énergie nucléaire	Instrument de soutien en 1998
France	unitaire	fort	Etat entrepreneur	récente (1997)	oui (80%)	<b>Appels d'offres</b>
Royaume-Uni	unitaire	nul	Etat régulateur	non	oui (25%)	<b>Appels d'offres</b>
Irlande	unitaire	fort	Etat entrepreneur	non	non	<b>Appels d'offres</b>
Italie	régionale	moyen	acteur moindre	oui	non	<b>Tarifs d'achat garantis</b>
Espagne	régionale	moyen	acteur moindre	non	oui (30%)	<b>Tarifs d'achat garantis</b>
Allemagne	fédérale	moyen	acteur moindre	oui	Abandon (30% en 1998)	<b>Tarifs d'achat garantis</b>
Belgique	fédérale	fort	rôle croissant des régions	non (à partir de 2001)	Oui 60%	<b>Tarifs d'achat</b>
Danemark	unitaire/locale	moyen	acteur moindre	non	non	<b>Tarifs d'achat et détaxation</b>
Pays-Bas	régionale	moyen	rôle des autorités provinciales	non	abandon	<b>Tarifs d'achat et détaxation</b>

Le second caractère qui découle du précédent est le degré d'intégration verticale et horizontale des activités de production et de distribution d'électricité. On observe que les Etats membres présentant en 1998, soit un degré d'intégration fort (France et Irlande), soit une désintégration totale de ces activités (Royaume-Uni), soutiennent les énergies renouvelables via les mécanismes d'appels d'offres. Ce mode de soutien, concurrentiel par définition, semble donc approprié à la fois au régime de monopole, car les entreprises en place soumises à l'obligation d'achat et payant la subventions sont soucieuses de limiter leurs coûts, soit au régime de libre concurrence. Cependant, les Etats membres se situant dans une configuration intermédiaire (degré d'intégration moyen qui correspond à des structures politico-administratives moyennement décentralisées) ont eux retenu les politiques de tarifs d'achat garantis.

Le troisième caractère est le rôle tenu par l'Etat dans le secteur électrique national. On observe (cf. Tableau 4) que les pays de l'Union où le secteur public reste fort en 1998 pratiquent la politique d'appels d'offres. L'idée est que l'entreprise publique, défavorable a priori à la production décentralisée et au fait de devoir la subventionner, arrive à orienter le choix de l'instrument vers celui qui limite la rente des producteurs. Mais ceci n'empêche pas que le pays ayant le plus libéralisé à l'époque ait adopté ce système ; on pourrait dire que ce serait pour des raisons équivalentes, l'appel d'offres étant considéré par le régulateur britannique comme incitant à limiter les coûts et réduisant les rentes futures des développeurs de projets. Une seconde explication est fonctionnelle : l'appel d'offres nécessite une coordination centrale, publique et de niveau national pour la gestion et la sélection des projets retenus dans les systèmes d'enchères concurrentielles ; les politiques de tarifs d'achat garantis, au contraire, ne requièrent qu'une faible intervention de l'Etat, toute la production produite à partir de sources d'énergie renouvelables étant achetée au même prix sans opération de sélection préalable des projets.

Le quatrième caractère prend en considération la présence ou non de partis écologistes au sein des gouvernements nationaux. Cette présence émane du type de système politique, c'est-à-dire s'il est fondé sur des gouvernements à base d'un seul parti ou de coalition et si les gouvernements sont stables. Bien évidemment, selon qu'une coalition gouvernementale existe et intègre ou non des membres représentants des valeurs environnementalistes, la considération portée au développement des énergies renouvelables diffère. Ainsi, à l'exception du Danemark et de l'Espagne où d'autres caractères entrent en jeu, les Etats membres gouvernés par une coalition gouvernementale intégrant des « verts » ont mis en place une politique de tarifs d'achat garantis. A l'inverse, les Etats ayant retenu les mécanismes d'appels d'offres pour soutenir la production d'électricité d'origine renouvelable en 1998 ne possèdent pas de membres des partis écologistes dans leur gouvernement.

Le cinquième et dernier caractère, qui est technologique, mais résulte en partie du jeu des autres caractères, est la présence ou non de l'énergie nucléaire dans le parc de production électrique national, présence qui reflète surtout les structures industrielles antérieures à la libéralisation. Répondant à des logiques nettement différentes (production centralisée/décentralisée, évaluation des nuisances environnementales liées à la production

électrique, ratio production/surface au sol, etc...), l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables paraissent antinomiques sur un même territoire quand l'un domine dans la production électrique. Ainsi, en 1998, la majorité des Etats membres disposant de centrales nucléaires (France, Belgique et Royaume-Uni) appréhendaient les énergies renouvelables dans une logique privilégiant les aspects concurrentiels et la baisse des coûts, et par voie de conséquences, les appels d'offres. L'Espagne et l'Allemagne, acculées par leur quasi-moratoire nucléaire dans un système en croissance forte, font exception en cherchant à recourir à ces productions, comme à la cogénération au côté des productions centralisées nouvelles (cycle combiné à gaz). A l'opposé, les Etats membres ne disposant pas de centrales nucléaires ou ayant décidé de l'abandon progressif de cette source de production électrique, considéraient le développement des sources d'énergie renouvelables sous l'angle de l'apprentissage technologique et du développement rapide des capacités installées et ont retenu les politiques de tarifs d'achat garantis, à l'exception de l'Irlande.

Le tableau relie donc les influences institutionnelles identifiées et explicitées ci-dessus à la sélection des politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables. On a marqué en foncé les facteurs ayant une influence en faveur des mécanismes d'appels d'offres et en plus clair celles qui témoignent d'une influence en faveur des politiques de tarifs d'achat garantis. Les cases laissées blanches sont neutres.

## **II.2. Dynamique institutionnelle et évolution des choix de politique nationale**

Les contextes institutionnels, que ce soit au niveau national ou européen, sont en perpétuelle évolution et impulsent de ce fait une dynamique institutionnelle non sans effet sur les choix politiques opérés. En ce qui concerne le secteur électrique, les années 1990 ont été marquées par trois dynamiques :

- le renforcement de l'environnementalisme qui a donné naissance ou renforcé la présence de coalitions vertes au sein des gouvernements ;
- les politiques de changement climatique, avec la signature du Protocole de Kyoto en 1997, qui ont restauré la justification du soutien aux énergies renouvelables dès 1994-95,

- la montée du libéralisme et l'adhésion aux bienfaits de la libre concurrence dans la majorité des secteurs de l'économie qui a notamment engendré la directive européenne de 1996 sur la libéralisation des marchés électriques en vue de la constitution du marché intérieur de l'électricité.

Les deux premières se combinent au plan européen pour consolider la dynamique d'institutionnalisation des politiques de promotion des renouvelables sur une base qui recherche l'harmonisation des dispositifs. On note bien cette volonté d'influence par le niveau supranational lors des débats sur la directive de promotion de l'électricité d'origine renouvelable de 2001. Les choix politiques en matière de soutien aux énergies renouvelables au sein de l'Union européenne présentent une grande diversité. La mise en œuvre de la Directive européenne 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité en prend acte : *« Les États membres appliquent différents mécanismes de soutien des sources d'énergie renouvelables au niveau national, notamment des certificats verts, une aide à l'investissement, des exonérations ou réductions fiscales, des remboursements d'impôt ou des régimes de soutien direct des prix »*, mais estime *« prématuré d'arrêter un cadre communautaire concernant les régimes de soutien, étant donné l'expérience limitée des régimes nationaux et la part actuellement assez faible de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dont le prix est soutenu dans la Communauté »*. La problématique de l'harmonisation des modes de soutien n'en est pas moins sous-jacente et continue d'animer les débats au sein de la communauté européenne.

Ces trois dynamiques, présentes dans tous les Etats membres, ont affecté le choix des modes de soutien aux énergies renouvelables de tous et leur évolution. De fait, alors que l'approfondissement des réformes libérales amène à considérer les énergies renouvelables du point de vue de la concurrence et de la compétitivité, la prise de conscience des risques liés au changement climatique leur confère une place particulière dans le développement des parcs de production nationaux. Ces logiques antagonistes se traduisent par conséquent par des choix d'instrument de soutien différents suivant la logique prédominante dans l'Etat membre.

Les conséquences de ces dynamiques institutionnelles sur la sélection du mode de soutien sont exposées dans le tableau suivant (cf. Tableau 5).



gouvernement (France, 1997-2002 ; Allemagne depuis 1997), ont opté pour les tarifs d'achat garantis. A la fin de l'année 2000, en France, le compromis gouvernemental a ainsi conduit à l'abandon de la politique d'appels d'offres (Eole 2005) au profit de l'instauration de l'obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable à des tarifs fixés par décrets entre 2001 et 2002 selon les filières. En Allemagne, l'apparent statu quo du mécanisme de promotion des EnR masque le virulent débat qui s'est tenu lors de la transition entre la loi *StrEG* et la loi *EEG* (cf. Chapitre 4). De fait, sans la présence au gouvernement en 1998 de la coalition « red-green » (Lauber, 2004), les attaques portées par les compagnies électriques aux mécanismes de tarifs d'achat garantis en raison de son coût et de son iniquité entre compagnies n'auraient pu être contrées par les industriels du secteur des énergies renouvelables pourtant fédérés et assez influents.

Enfin, trois Etats membres, le Danemark, les Pays-Bas et la Belgique semblent avoir subi l'influence conjointe des dynamiques environnementale et libérale sans que l'une ou l'autre ne s'impose réellement. En conséquence de cette combinaison d'influences, les politiques danoise et néerlandaise de soutien aux énergies renouvelables se caractérisent aujourd'hui par une conception complexe de l'instrument de soutien sélectionné à court terme. Alors que les Pays-Bas semblaient les pionniers en Europe des systèmes de quotas échangeables avec la mise en place du *Green Label System* en 1998 (accompagnés d'accords volontaires du côté des engagements des fournisseurs et assortis de mesures d'incitation fiscales), c'est une politique de tarifs d'achat garantis (*Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie* ou MEP) qui est en vigueur depuis juillet 2003. Elle apparaît être le principe d'incitation dominant à côté d'une politique d'exemption fiscale sur la consommation et du maintien des mécanismes d'échanges de certificats verts. En d'autres termes, les Pays-Bas ont à nouveau choisi un mode de soutien aux EnR spécifique faute de réussir à trancher pour le moment entre tarifs d'achat garantis et système de quotas échangeables « purs ».

La situation est aussi complexe au Danemark où le gouvernement de coalition de centre gauche cherche à imposer un système de quotas échangeables depuis l'*Electricity Reform Agreement* de 1999 sans y parvenir pour le moment du fait de la forte opposition des industriels du secteur des renouvelables et des compagnies électriques. Après de nombreux rebondissements, son entrée en vigueur, attendue en 2005 actuellement, pourrait être



abandonnée et la politique de tarifs d'achat garantis, bien que révisée, est toujours en place en 2004. En Belgique, la situation est plus claire avec le passage des tarifs d'achat au système des quotas échangeables décidé par les gouvernements régionaux en 2002 et 2003 et avalisée par le gouvernement fédéral tenu par une coalition gauche-verts pour jouer des obligations sur les quantités tout en se conformant à la logique d'approfondissement de la réforme électrique

L'examen des caractéristiques institutionnelles des Etats membres ainsi que de l'influence des dynamiques institutionnelles européennes permet donc de mettre en lumière les caractères de sélection des instruments de politique de soutien aux énergies renouvelables. Cette interprétation, inspirée des grilles d'analyse de l'économie néo-institutionnelle, intègre les conceptions des parties prenantes vis-à-vis de l'efficacité économique, sociale et environnementale des différents instruments, qui ont été examinées dans les chapitres précédents.

## **PARTIE III : L'ANALYSE THEORIQUE DE L'EFFICACITE DES INSTRUMENTS DE PROMOTION DES ENERGIES RENEUVELABLES**

Cette partie a pour objet l'évaluation théorique comparative de l'efficacité des trois instruments de soutien aux énergies renouvelables que nous avons identifiés précédemment : les tarifs d'achat garantis, les appels d'offres et les quotas échangeables. La comparaison de l'efficacité des instruments est menée ici sur le design intrinsèque des modes de soutien, c'est-à-dire en prenant essentiellement en compte les principes de base de leur fonctionnement.

De manière générale, le terme d'efficacité renvoie à l'atteinte de l'objectif fixé à la politique étudiée et aux coûts qui lui sont liés. Comme nous l'avons vu précédemment (cf. Introduction), du fait de l'impossibilité de disposer d'une valeur fiable et indiscutable des bénéfices liés à l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité, c'est-à-dire de la difficulté d'estimer la valeur du bien collectif préservé par leur développement, nous sommes contraints de nous situer dans une perspective coût/efficacité. L'objectif de référence est donc ici défini de façon discrétionnaire par les décideurs politiques, sur la base des informations scientifiques disponibles mais hors rationalité économique. Pour les besoins de notre recherche, nous nous référerons donc aux objectifs quantitatifs indiqués par la Commission européenne dans la directive de 2001 (CE, 2001). Afin de mener une analyse en termes d'économie publique, nous avons ensuite établi, à l'aide des références exposées dans l'introduction, une grille de critères permettant de saisir au plus près les divers éléments constituant la notion d'efficacité, tout en tenant compte des aspects économiques entourant la question du développement des renouvelables.

La première étape de cette partie (Chapitre 6) est consacrée à l'analyse des enseignements de l'économie de l'environnement concernant la comparaison de l'efficacité des instruments prix et quantité en situation d'incertitude. Dans ce chapitre, il s'agira également de faire le point sur les incertitudes pesant sur l'élaboration des courbes de coût et bénéfice marginaux de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Notre démarche consiste ensuite à analyser dans un premier temps l'efficacité statique des modes de soutien (cf. Chapitre 7) dans le cadre de la théorie néoclassique, c'est-à-dire à technologie fixée. Dans cette optique, nous examinons le lien unissant l'efficacité environnementale des instruments à leurs effets en terme d'efficacité économique. Dans un second temps, nous enrichissons l'analyse des enseignements issus de la théorie des coûts de transactions (cf. Chapitre 8). Dans un troisième temps, nous comparons leurs résultats à plus long terme en intégrant leurs performances en matière d'incitation au progrès technique, c'est-à-dire leur efficacité dynamique ; concept visant à désigner si, et dans quelles mesures, les instruments de soutien incitent à l'amélioration des performances environnementales via un changement technique structurel (Christiansen, 2002) (cf. Chapitre 9).

## **CHAPITRE 6**

### **LE DEBAT THEORIQUE INSTRUMENTS-PRIX VERSUS INSTRUMENTS-QUANTITES TRANSPOSE AUX INSTRUMENTS DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES**

Avec les travaux précurseurs de Martin L. Weitzman au milieu des années 70 (Weitzman, 1974), s'est ouvert le débat concernant l'utilisation d'un instrument prix ou quantité dans le cadre d'une politique environnementale pratiquée dans un contexte d'incertitude. Dans son article, il a attiré l'attention sur le fait que, dans le contexte de marchés dérégulés, l'incertitude sur les coûts menait à une distinction potentiellement importante entre l'efficacité d'un contrôle de la pollution par les prix ou par les quantités. De fait, son théorème établit qu'en présence d'une incertitude sur les coûts de contrôle de la pollution, le choix de l'instrument dépend de l'inclinaison relative des courbes de bénéfice et de coût marginal.

Comme nous le verrons tout au long de ce chapitre, l'application de ce théorème à notre domaine de recherche implique de raisonner sur des courbes de coût et de bénéfice estimées. Or, si cette estimation ne va pas sans poser de problèmes dans le cadre des sources d'énergie traditionnelle, elle est loin d'être consensuelle et satisfaisante concernant spécifiquement les énergies renouvelables.

Dans ce chapitre, nous commençons par présenter le modèle ainsi que les résultats et prolongements de l'analyse de Weitzman en économie de l'environnement. Nous essayons ensuite de construire les courbes de coûts et de bénéfices marginaux liés à la production d'électricité à partir de sources renouvelables afin, dans un troisième temps d'appliquer le raisonnement à notre sujet de recherche.

## I. Le débat prix versus quantités concernant les politiques environnementales (Weitzman)<sup>1</sup>

L'incertitude sur les coûts de dépollution implique un comportement différent des instruments de contrôle par les prix ou par les quantités. Les contrôles par les prix, représentés ici par les taxes, fixent le coût marginal de conformité et mènent à d'incertains niveaux de dépollution, alors que les contrôles par les quantités (permis négociables) fixent le niveau de conformité mais mènent à des coûts marginaux incertains. L'analyse menée par Weitzman a permis de clarifier ce point ainsi que de déduire les conditions sous lesquelles une politique est préférable à une autre.

Après avoir explicité le cadre théorique du modèle de Weitzman, nous présenterons ses conclusions et résultats.

### I.1. Le cadre théorique

Partant du cadre théorique général en situation d'information parfaite, nous étudions ensuite plus précisément le comportement des instruments en cas d'incertitude sur les courbes de coûts de dépollution.

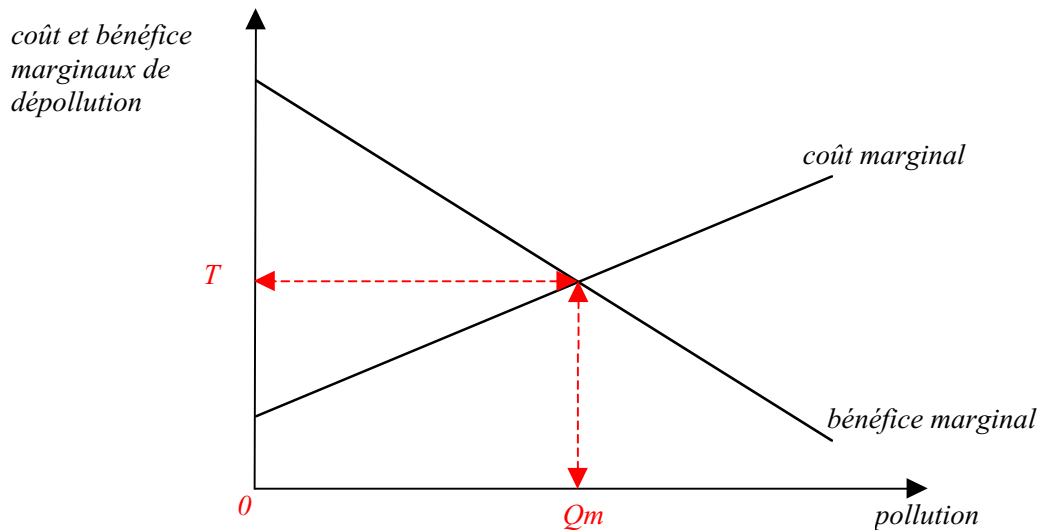
#### I.1.1. En situation d'information parfaite

En situation d'information parfaite, les approches du contrôle des pollutions par les prix ou par les quantités présentent une totale symétrie. Il est ainsi indifférent d'instaurer une taxe  $T$  conduisant à une quantité globale de polluants  $Q_m$ , ou de mettre en vente des permis correspondant à la même quantité  $Q_m$  ; le prix d'équilibre s'établissant alors au niveau de la taxe  $T$ . L'autorité administrative peut fixer le "prix" dans le cas de la taxe, ou la "quantité" dans le cas des permis, pour atteindre un même objectif de limitation de la pollution (cf. Figure 1).

---

<sup>1</sup> Outre les travaux de Weitzman proprement dits, nous nous sommes appuyés sur le rapport de Bertrane (Bertrane, 2003) qui nous a aidés à présenter de façon claire les modélisations de l'auteur.

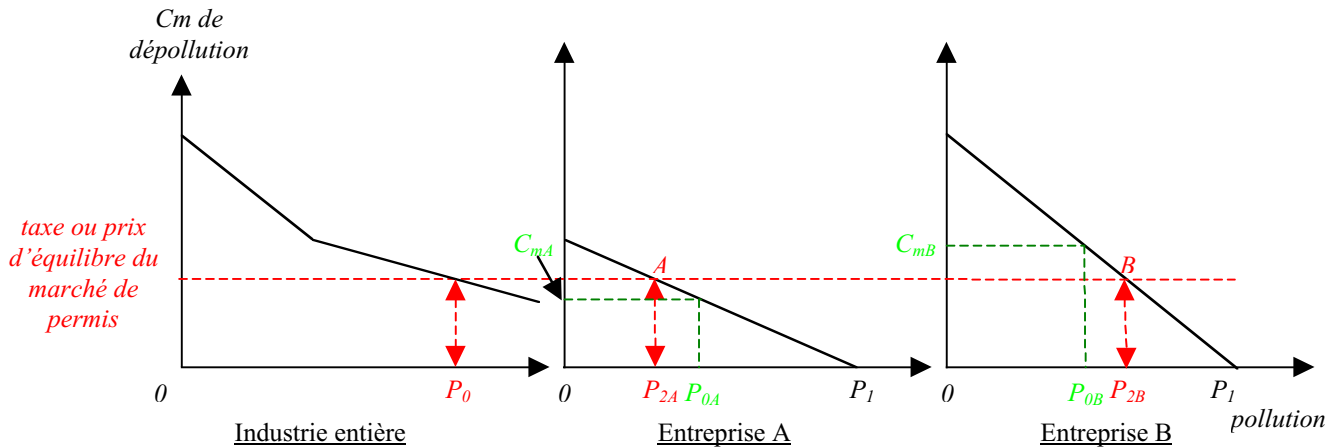
**Figure 1 : Instruments prix et quantités en situation d'information parfaite**



Plus précisément, les mécanismes régissant le comportement des instruments prix et quantités en situation d'information parfaite sont les suivants. Nous comparons ici l'application d'une taxe et d'un marché d'émissions devant permettre d'atteindre le même objectif global de dépollution  $P_0$  (cf. Figure 2). Chaque instrument s'applique à des entreprises polluantes dont les fonctions de coût de dépollution ne sont pas identiques. Les plus efficaces en matière de dépollution supportent des coûts faibles (type A) et les moins efficaces des coûts élevés (type B). Soit donc deux entreprises A et B qui émettent, avant mise en place de la politique, une même quantité de polluant  $OP_1$  et dont les coûts marginaux de réduction de la pollution sont différents. L'autorité publique décide alors de réduire la pollution globale de moitié, c'est à dire en  $P_0$ .

Dans le cadre de notre analyse, les pouvoirs publics ont le choix entre utiliser un instrument prix, c'est à dire instaurer une taxe  $T$  sur les émissions, ou un instrument quantité, c'est à dire mettre en vente la quantité  $P_0$  de permis.

**Figure 2 : Efficacités économique et environnementale des instruments prix et quantités en situation d'information parfaite**



a. *mécanismes de fonctionnement de l'instrument prix*

Avec l'application d'une taxe à un taux uniforme  $T$  à l'ensemble des pollueurs, chacun a intérêt à ajuster ses émissions en comparant  $OT$  à son propre coût marginal. L'entreprise A va ainsi diminuer sa pollution jusqu'en  $P_{2A}$  et l'entreprise B jusqu'en  $P_{2B}$ , de telle sorte que  $OP_{2A} + OP_{2B} = OP_{0A} + OP_{0B} = OP_0$ . L'objectif environnemental est atteint. Il en résulte de plus une égalisation des coûts marginaux de dépollution des deux types d'entreprises au niveau de la taxe  $OT$ , ce qui est synonyme d'efficacité économique puisque cela minimise le coût total de dépollution en exigeant un effort de dépollution plus grand de la part de l'entreprise A qui bénéficie de coûts moindres de dépollution.

b. *mécanismes de fonctionnement de l'instrument quantité*

La mise en vente<sup>2</sup> de la quantité de permis d'émission  $P_0$  par les pouvoirs publics amène les entreprises à acheter des droits d'émission en comparant le prix de marché ou de vente du permis à leur coût marginal de réduction de la pollution. Le fonctionnement du marché est censé aboutir à la formation d'un prix auquel s'adapte chaque pollueur. La condition de minimisation du coût total de dépollution est donc également vérifiée par le

<sup>2</sup> Le mécanisme est équivalent en situation d'information parfaite que le gouvernement décide de vendre les permis aux enchères ou directement au prix  $T$  qui correspond au coût marginal de réduction de pollution recherchée.

marché de permis négociables puisqu'à l'équilibre, les coûts marginaux d'épuration des différents pollueurs s'égalisent au prix unitaire du permis, soit ici  $OT$  (Vallée, 2002). A l'équilibre toujours, l'entreprise A émet la pollution  $OP_{2A}$  et l'entreprise B  $OP_{2B}$ , exactement comme dans le cas de la taxe vu ci-dessus.

### *1.1.2. En situation d'incertitude*

Les approches par les prix ou par les quantités ne sont toutefois plus équivalentes en situation d'information limitée et d'incertitude (Cropper et Oates, 1992). Ainsi, lorsque les courbes de coût de dépollution ne sont pas connues, la taxe offre un certain contrôle sur le coût des mesures à mettre en œuvre que l'approche par les quantités ne permet pas. Certes, l'approche par les prix ne permet pas a priori une connaissance du coût global de dépollution. Toutefois, en plafonnant le coût marginal, la taxe fixe une limite aux mesures anti-pollution à mettre en œuvre et élimine les options trop coûteuses.

A l'inverse, l'approche par les quantités ne permet pas, si la forme des courbes de coût n'est pas connue, de savoir a priori quelles solutions techniques devront être employées pour atteindre la réduction de pollution visée. Le coût marginal des options techniques à mettre en œuvre n'est pas connu, et a fortiori, le coût global de réduction de la pollution. L'approche par les quantités offre, en revanche, un contrôle direct sur la quantité de polluants autorisée. Et si de nouvelles informations scientifiques justifient une limitation des quantités autorisées, celle-ci pourra être obtenue en limitant le nombre de permis en circulation, le prix des permis s'ajustant en conséquence. Dans le cas de l'approche par les prix, il faudrait des ajustements successifs sur le niveau de la taxe pour atteindre le niveau de pollution souhaité.

La symétrie entre les approches prix et quantités n'est donc pas totale, l'une ou l'autre approche pouvant être privilégiée selon la forme respective des courbes de coût de dépollution et de dommage<sup>3</sup>. C'est ce que démontre le théorème de Weitzman que nous exposons maintenant.



a. les hypothèses et notations du modèle

Le modèle de Weitzman (Weitzman, 1974) comprend trois acteurs :

- l'Etat, régulateur du bien  $q$  ;
- un producteur représentatif et unique du bien  $q$  ;
- un consommateur du bien  $q$ .

Le terme  $q$  représente la quantité annuelle d'un bien désirable, telle que la qualité de l'air par exemple. L'état de nature (ou incertitude) est caractérisé par les variables aléatoires  $\theta$  et  $\eta$  qui affectent respectivement les fonctions de coût et de bénéfice. Ainsi, le producteur a une fonction de coût notée  $C(q, \theta)$  et supposée convexe  $C''(q) > 0$  (avec  $C''(q)$  désignant la dérivée seconde de  $C$  en la variable  $q$ ). Le consommateur réagit à la fonction de bénéfices  $B(q, \eta)$  supposée concave,  $B''(q) < 0$ . Weitzman fait en outre l'hypothèse que  $B'(0) > C'(0)$  et que  $B'(q) < C'(q)$  pour  $q$  suffisamment grand. En d'autres termes, pour  $q$  « petit », la courbe de bénéfice marginal se situe au-dessus de la courbe de coût marginal mais la coupe au moins une fois et reste en dessous pour  $q$  suffisamment grand.

Le programme de l'Etat consiste à maximiser en  $q$  le surplus collectif  $B(q) - C(q)$ , c'est-à-dire à trouver  $q^*$  qui satisfasse  $B'(q^*) = C'(q^*)$ . Le producteur maximise son profit et fournit alors la quantité de bien  $q^*$  au coût marginal  $C'(q^*)$ . En situation d'information parfaite, on retrouve les résultats obtenus précédemment concernant l'utilisation d'un instrument prix ou quantités : il est équivalent de proposer le prix  $p^* = B'(q) = C'(q)$  puisqu'en maximisant son profit, le producteur produira la quantité qui égalise ce prix à son coût marginal  $C'(q)$ , c'est-à-dire  $q^*$  également. Cette solution correspond à la solution de premier rang et se caractérise par l'équivalence des deux instruments. On a donc :

$$p^* = B'(q^*) = C'(q^*)$$

Or, comme l'expose Weitzman, l'univers baignant l'économie de l'environnement est loin d'être certain. L'analyse de l'efficacité des instruments de lutte contre la pollution requiert de se placer dans un monde avec asymétrie d'information : le producteur possède

---

<sup>3</sup> Le cadre d'analyse dans lequel s'insère cette recherche intègre à la fois l'incertitude reposant sur les courbes de coût et de dommage.

une connaissance plus précise de la courbe de coût que l'Etat, qui de plus ne peut qu'estimer la courbe de bénéfice. Dans ce modèle, l'Etat régulateur ne connaît pas a priori l'état de nature représenté par les variables  $\theta$  et  $\eta$ . Comme le choix de l'instrument doit être fait *ex ante*, par conséquent indépendamment de l'état de nature connu *ex post*, il ne peut constituer qu'une solution de second rang. Le raisonnement mené par Weitzman permet d'éclairer ce choix en déterminant en premier lieu l'instrument prix et l'instrument quantité optimaux dans ces conditions.

*b. le déroulement du raisonnement*

*Ex ante*, les signaux idéaux quantités  $q^*(\theta, \eta)$  et prix  $p^*(\theta, \eta)$  dépendent de l'état de nature révélé par  $\theta$  et  $\eta$  et sont de la forme du programme suivant :

$$B'(q^*(\theta, \eta), \eta) = C'(q^*(\theta, \eta), \theta) = p^*(\theta, \eta)$$

Or, la formation d'un tel programme est bien évidemment à la fois trop coûteuse et trop complexe à mettre en œuvre pour le régulateur. Le programme proposé par Weitzman est le suivant :

***Détermination de l'optimum de l'instrument quantité***

En situation d'incertitude, l'instrument quantité optimal est l'objectif de production  $\hat{q}$  qui maximise le surplus collectif espéré, tel que :

$$E[B(\hat{q}, \eta) - C(\hat{q}, \theta)] = \max_q E[B(q, \eta) - C(q, \theta)].$$

A l'optimum, on obtient :

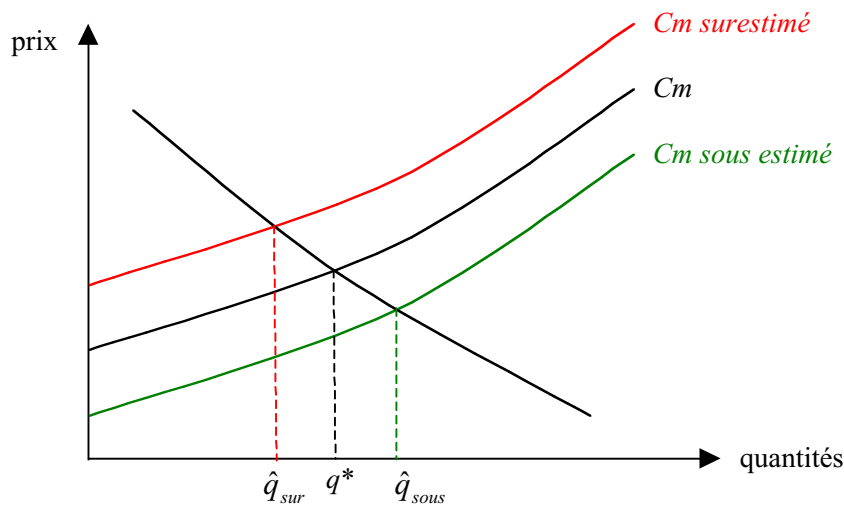
$$E[B'(\hat{q}, \eta)] = E[C'(\hat{q}, \theta)], \tag{1.1}$$

avec  $\hat{q}$ , la quantité optimale *ex ante* de bien à produire. Elle est, dans la majorité des cas, différente de la quantité optimale produite *ex post*, donnée par :

$$B'(q^*, \eta) = C'(q^*, \theta) . \quad (1.2)$$

Ainsi, si l'Etat surestime le coût marginal, on a  $\hat{q} > q^*$  puisque  $C'(q, \theta)$  est croissante (fonction de coût convexe) et  $B'(q, \eta)$  décroissante (fonction de bénéfice concave). En d'autres termes (cf. Figure 3), la quantité produite *ex post* sera inférieure à celle économiquement efficace si le régulateur surestime le coût ( $\hat{q}_{sur}$ ) et supérieure s'il le sous estime ( $\hat{q}_{sous}$ ).

**Figure 3 : Estimation du coût et de la quantité produite avec l'utilisation d'un instrument quantité en situation d'incertitude**



### Détermination de l'optimum de l'instrument prix

L'annonce d'un prix  $p$  par le régulateur amène le producteur à ajuster sa production en :

$$q = h(p, \theta) ,$$

quantité qui maximise ses profits pour  $p$  et  $\theta$  donnés. Cette condition s'écrit :

$$ph(p, \theta) - C(h(p, \theta), \theta) = \max_q pq - C(q, \theta) ,$$

ce qui implique : 
$$p = C'(h(p, \theta), \theta),$$

soit l'égalisation du prix au coût marginal à ce niveau de production  $q$ .

Face à cela, le régulateur, supposé rationnel, va choisir l'instrument prix  $\tilde{p}$  maximisant le surplus social espéré :

$$E[B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - C(h(\tilde{p}, \theta), \theta)] = \max_p E[B(h(p, \theta), \eta) - C(h(p, \theta), \theta)].$$

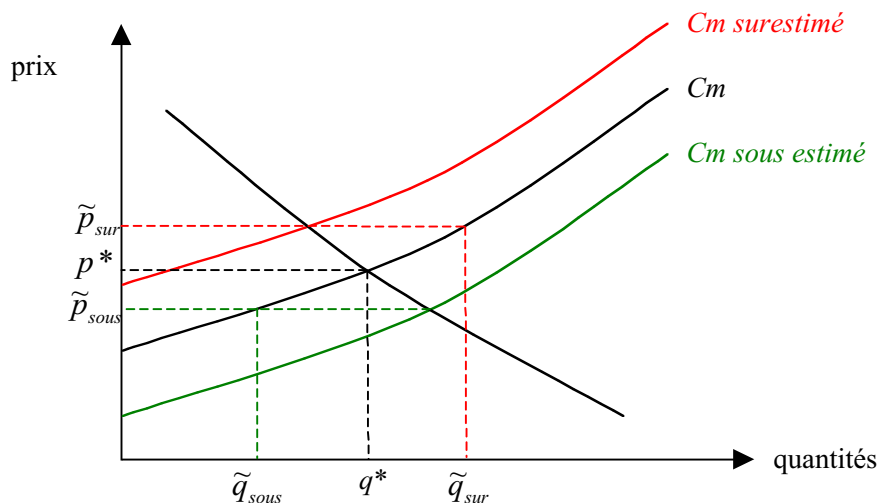
La solution  $\tilde{p}$  doit remplir la condition de premier ordre et on obtient ainsi :

$$\tilde{p} = \frac{E[B'(h(\tilde{p}, \theta), \eta) \cdot h'(\tilde{p}, \theta)]}{E[h'(\tilde{p}, \theta)]}. \quad (1.3)$$

La quantité produite *ex post*  $\tilde{q}$  associée à ce prix  $\tilde{p}$  et maximisant les profits du producteur s'écrit alors en fonction de  $\theta$  :

$$\tilde{q}(\theta) \equiv h(\tilde{p}, \theta).$$

**Figure 4 : Coût et quantité produite avec un instrument prix en situation d'incertitude**



Comme dans le cas de l'utilisation de l'instrument quantité, on obtient en général  $\tilde{q} \neq q^*$ , avec  $q^*$  exprimée en (1.2). Or, contrairement au cas précédent, si le régulateur

surestime le coût, on a  $h(\tilde{p}, \theta) > q^*$  du fait de la croissance de la fonction  $C'(q, \theta)$ . Ainsi, la quantité de bien produite *ex post* ( $\tilde{q}_{sur}$ ) sera inférieure à la quantité efficace économiquement ( $q^*$ ) si l'état surestime le coût et elle ( $\tilde{q}_{sous}$ ) sera supérieure dans le cas contraire (cf. Figure 4). En situation d'incertitude, l'utilisation d'un instrument prix présente donc des conséquences opposées à celles résultant d'un instrument quantités.

En conclusion, aucune des deux catégories d'instrument étudiées ne permet d'atteindre l'optimum *ex post*. Weitzman s'interroge alors sur la comparaison des instruments pour identifier celui s'en rapprochant le plus en moyenne : « *Thus neither instrument yields an optimum ex post. The relevant question is which one comes closer under what circumstances* » (Weitzman, 1974).

## II.2. Les résultats de Weitzman

Pour répondre à cette interrogation, il convient de calculer l'avantage comparatif de l'instrument prix par rapport à l'instrument quantité. Cet avantage est noté  $\Delta$  :

$$\Delta = E[B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - C(h(\tilde{p}, \theta), \theta)] - E[B(\hat{q}, \eta) - C(\hat{q}, \theta)]. \quad (1.4)$$

### II.2.1 Analyses préalables au calcul de l'avantage comparatif de l'instrument prix sur l'instrument quantité

#### a. approximation des fonctions de coût et de bénéfice

Afin d'identifier clairement les paramètres agissant sur  $\Delta$ , il est nécessaire dans un premier temps de mieux structurer le problème. Ainsi, l'obtention d'une expression analytique de  $\Delta$  requiert l'approximation au 2<sup>nd</sup> ordre des fonctions de coût et de bénéfice au voisinage de  $\hat{q}$ . Pour cela, nous utiliserons le symbole  $\cong$  au lieu de = pour indiquer « l'approximation locale » réalisée concernant la forme quadratique des fonctions de coût et de bénéfice au voisinage de  $q = \hat{q}$ . Pour le moment nous ne considérons d'incertitude que sur le niveau du coût et du bénéfice et non sur leurs pentes. On a alors :

$$B(q, \eta) = b(\eta) + (B_1 + \beta(\eta))(q - \hat{q}) + \frac{B_2}{2}(q - \hat{q})^2 \quad (1.5)$$

$$C(q, \theta) \equiv c(\theta) + (C_1 + \varphi(\theta))(q - \hat{q}) + \frac{C_2}{2}(q - \hat{q})^2 \quad (1.6)$$

avec  $b(\eta)$ ,  $\beta(\eta)$ ,  $c(\theta)$  et  $\varphi(\theta)$  des variables aléatoires et  $B_1, B_2, C_1$  et  $C_2$  des réels fixés. D'après les hypothèses portant sur les fonctions de coût et de bénéfice, on a  $B_2 < 0$  et  $C_2 > 0$ . On suppose de plus que les variables aléatoires  $\beta(\eta)$  et  $\varphi(\theta)$  satisfont les contraintes de normalisation suivantes :

$$E[\beta(\eta)] = E[\varphi(\theta)] = 0 \quad (1.7)$$

$$E[\varphi(\theta)^2] = \sigma^2$$

On suppose également ici que  $\theta$  et  $\eta$  sont des variables indépendamment distribuées et donc que  $\beta(\eta)$  et  $\varphi(\theta)$  sont indépendantes :

$$\text{cov}(\beta, \varphi) = E[\beta(\eta) \cdot \varphi(\theta)] = 0.$$

En d'autres termes, nous considérons que les incertitudes portant sur les fonctions de coût et de bénéfice ne sont pas corrélées entre elles. Nous relâcherons cette hypothèse plus loin dans notre propos.

*b. expression analytique du prix optimal  $\tilde{p}$*

En dérivant les équations (1.5) et (1.6) par rapport à  $q$ , on obtient :

$$B'(q, \eta) \equiv (B_1 + \beta(\eta)) + B_2(q - \hat{q}) \quad (1.8)$$

$$C'(q, \theta) \equiv (C_1 + \varphi(\theta)) + C_2(q - \hat{q}) \quad (1.9)$$

Weitzman interprète alors les équations précédentes pour les réels fixés des équations **(1.5)** et **(1.6)** de la façon suivante :

$$B'(\hat{q}, \eta) \equiv (B_1 + \beta(\eta))$$

$$C'(\hat{q}, \theta) \equiv (C_1 + \varphi(\theta))$$

Avec **(1.7)**, on a alors :

$$E[B'(\hat{q}, \eta)] \equiv B_1$$

$$E[C'(\hat{q}, \theta)] \equiv C_1$$

En utilisant **(1.1)**, on obtient :

$$B_1 = C_1$$

On a de plus établi plus haut que  $p = C'(h(p, \theta), \theta)$ . En remplaçant cette expression dans **(1.9)**, on trouve :

$$h(p, \theta) \equiv \hat{q} + \frac{p - C_1 - \varphi(\theta)}{C_2} \quad (1.10)$$

En dérivant **(1.10)** par rapport à  $p$ , on a :

$$h'(p, \theta) \equiv \frac{1}{C_2}$$

et avec **(1.3)** à  $C_2$  près, on obtient :

$$\tilde{p} \equiv E[B'(h(\tilde{p}, \theta), \eta)].$$

En remplaçant  $q$  dans **(1.8)** par son expression donnée par  $h(\tilde{p}, \theta)$  dans **(1.10)**, puis en prenant l'espérance, comme spécifié dans l'équation ci-dessus, on trouve finalement :

$$\tilde{p} \cong B_1 + \frac{B_2}{C_2}(\tilde{p} - C_1).$$

Or, comme  $B_1 = C_1$ , il en résulte que la valeur du prix optimal est :

$$\tilde{p} \cong C_1. \quad (1.11)$$

A l'aide de l'équation (1.10), on obtient alors la quantité produite suite à l'utilisation de l'instrument prix :

$$\tilde{q}(\theta) = h(\tilde{p}, \theta) \cong \hat{q} - \frac{\varphi(\theta)}{C_2} \quad (1.12)$$

Finalement, on parvient au résultat suivant :

$$E[h(\tilde{p}, \theta)] = \hat{q},$$

soit en termes littéraux, que l'instrument prix conduit en moyenne à la même quantité produite que l'instrument quantité :

$$q = \hat{q} \text{ et } q = \tilde{q}(\theta).$$

### II.2.2. Formule de comparaison

a. cas où l'incertitude ne porte que sur le niveau des courbes de coût et de bénéfice marginaux

Avec ces analyses préliminaires, nous pouvons maintenant calculer l'expression analytique de  $\Delta$  :

$$\Delta = E[B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - B(\hat{q}, \eta)] - E[C(h(\tilde{p}, \theta), \theta) - C(\hat{q}, \theta)].$$



De (1.12) et (1.5), on tire que :

$$B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - B(\hat{q}, \eta) = -(B_1 + \beta(\eta)) \frac{\varphi(\theta)}{C_2} + \frac{B_2}{2} \left( \frac{\varphi(\theta)}{C_2} \right)^2 .$$

En prenant l'espérance de cette formule et en utilisant (1.7), on obtient :

$$E[B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - B(\hat{q}, \eta)] = \frac{B_2}{2C_2^2} \sigma^2 . \quad (1.13)$$

De même, avec (1.12) et (1.5), on a :

$$C(h(\tilde{p}, \theta), \theta) - C(\hat{q}, \theta) = -(C_1 + \varphi(\theta)) \frac{\varphi(\theta)}{C_2} + \frac{\varphi(\theta)^2}{2C_2} .$$

Toujours en prenant l'espérance de cette formule et en utilisant (1.7), on trouve :

$$E[C(h(\tilde{p}, \theta), \theta) - C(\hat{q}, \theta)] = -\frac{\sigma^2}{C_2} + \frac{\sigma^2}{2C_2} = -\frac{\sigma^2}{2C_2} . \quad (1.14)$$

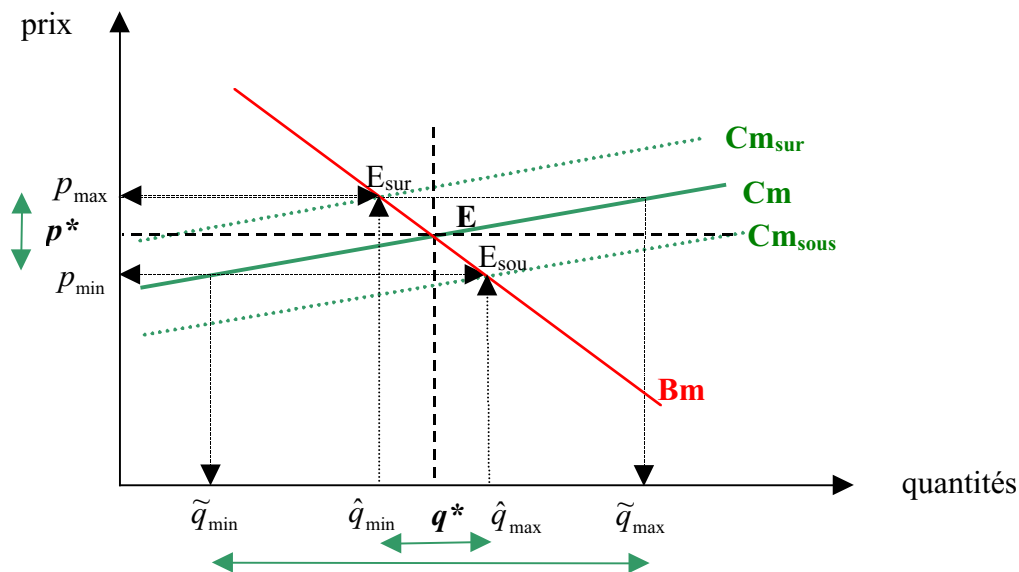
Il suffit alors de retrancher (1.14) à (1.13) pour obtenir la formule de l'avantage comparatif de l'instrument prix par rapport à l'instrument quantité :

$$\Delta \cong \frac{B_2}{2C_2^2} \sigma^2 + \frac{\sigma^2}{2C_2} \cong \frac{\sigma^2}{2C_2^2} (C_2 + B_2) \quad (1.15)$$

Cette formule constitue selon Weitzman le résultat fondamental de son article (Weitzman, 1974). On y voit clairement que l'avantage comparatif de l'instrument prix dépend de la pente des fonctions de coût et de bénéfice autour du niveau de production optimale. De fait, le signe de  $\Delta$  est celui de  $C_2 + B_2 = C_2 - |B_2|$  puisque  $B_2 < 0$ . On note également que l'incertitude sur les bénéfices n'apparaît pas dans l'équation (1.15).

Le coefficient  $\Delta$  est négatif et d'autant plus grand, c'est à dire, l'instrument quantité est d'autant plus préférable, que la pente de la courbe de bénéfice est importante ou que la courbe de coût est plate. Dans ces conditions (cf. Figure 5), l'utilisation d'un instrument prix peut avoir des conséquences déplorable puisque la moindre erreur du régulateur, sur l'estimation de la courbe de coût par exemple, entraînera soit un effort trop important du producteur ( $\tilde{q}_{\max}$ ), soit un effort trop faible ( $\tilde{q}_{\min}$ ), mais en tous les cas un éloignement notable par rapport à l'optimum  $q^*$ . Par contre, pour la même erreur d'estimation, on voit sur le graphique que les résultats obtenus sont plus proches de l'optimum :  $\hat{q}_{\min}$  et  $\hat{q}_{\max}$  encadrent plus étroitement  $q^*$  pour le même écart de prix et le même équilibre visé ( $E_{\text{sur}}$  et  $E_{\text{sous}}$ ).

**Figure 5 : Effets des erreurs d'estimation du régulateur selon l'instrument utilisé quand la courbe de coût est plate**



L'inverse est évidemment vrai : si la courbe de coût marginal est plus pentue que celle des bénéfices, alors l'instrument prix permet de limiter les conséquences d'une erreur d'estimation alors que l'instrument quantité les amplifiera.

Comme nous venons de le voir  $C_2$  et  $B_2$  jouent un rôle primordial dans la détermination de  $\Delta$  et Weitzman s'intéresse alors aux situations que l'on peut s'attendre à rencontrer concernant la pente des courbes. Son interprétation est alors la suivante :  $\Delta \rightarrow -\infty$

si  $B_2 \rightarrow -\infty$  ou si  $C_2 \rightarrow 0$  ou les deux. La seule façon pour que  $\Delta \rightarrow +\infty$  est que l'on ait simultanément  $C_2 \rightarrow 0$ ,  $B_2 \rightarrow 0$  et  $C_2 > -B_2$ . « *It is difficult to refrain from noticing that although there are plenty of instances where the price model has a good solid comparative advantage (because  $-B_2$  is small), in some sense it looks as if prices can be a disastrous choice of instrument far more often than quantity can* » (Weitzman, 1974). Il en conclut que dans un monde où  $C_2$  et  $B_2$  sont imparfaitement connus, il semble qu'il existe plus de situations où l'instrument quantité, plus « conservateur », sera préféré par les décideurs car il sera générateur d'erreurs moins importantes.

*b. cas où l'incertitude porte à la fois sur les niveaux et sur les pentes des courbes de coût et de bénéfice marginaux*

On utilise les approximations suivantes des fonctions de coût et de bénéfice :

$$B(q, \eta) \cong b(\eta) + (B_1 + \beta n)(q - \hat{q}) + \frac{B_2}{2v(\eta)}(q - \hat{q})^2 \quad (1.16)$$

$$C(q, \theta) \cong c(\theta) + (C_1 + \varphi(\theta))(q - \hat{q}) + \frac{C_2}{2\tau(\theta)}(q - \hat{q})^2 \quad (1.17)$$

Les variables aléatoires  $\varphi(\theta)$ ,  $\tau(\theta)$ ,  $\beta(\eta)$  et  $v(\eta)$  sont supposées indépendantes entre elles. De plus, on normalise :

$$E[v(\eta)] = E[\tau(\theta)] = 1$$

et on note :

$$\delta^2 = \text{var}[\tau(\theta)].$$

En adaptant les calculs de la section précédente, on obtient :

$$h(p, \theta) \cong \hat{q} + \frac{p - C_1 - \varphi(\theta)}{C_2} \tau(\theta)$$

et donc en dérivant l'expression selon  $p$  :

$$h'(p, \theta) \cong \frac{\tau(\theta)}{C_2}.$$

On a alors :

$$\tilde{p} = E[\tau(\theta)B'(h(\tilde{p}, \theta), \eta)] \cong C_1.$$

Finalement, on obtient :

$$B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - B(\hat{q}, \eta) = -(B_1 + \beta(\eta)) \frac{\varphi(\theta)\tau(\theta)}{C_2} + \frac{B_2}{2\nu(\eta)} \left( \frac{\varphi(\theta)\tau(\theta)}{C_2} \right)^2,$$

puis en calculant l'espérance de cette formule :

$$E[B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - B(\hat{q}, \eta)] = \frac{B_2}{2C_2^2} \sigma^2 (1 + \delta^2). \quad (1.18)$$

Selon le même raisonnement appliqué à la fonction de coût :

$$C(h(\tilde{p}, \theta), \theta) - C(\hat{q}, \theta) = -(C_1 + \varphi(\theta)) \frac{\varphi(\theta)\tau(\theta)}{C_2} + \frac{\varphi(\theta)^2 \tau(\theta)}{2C_2}$$

et donc :

$$E[C(h(\tilde{p}, \theta), \theta) - C(\hat{q}, \theta)] = -\frac{\sigma^2}{C_2} + \frac{\sigma^2}{2C_2} = -\frac{\sigma^2}{2C_2}. \quad (1.19)$$

L'avantage comparatif de l'instrument prix sur l'instrument quantité s'écrit alors :

$$\Delta \cong \frac{B_2}{2C_2^2} \sigma^2 (1 + \delta^2) + \frac{\sigma^2}{2C_2} \cong \frac{\sigma^2}{2C_2^2} (C_2 - |B_2| (1 + \delta^2)). \quad (1.20)$$

Par rapport à l'équation (1.15), qui donne l'avantage comparatif de l'instrument prix en situation d'incertitude uniquement sur le niveau des coûts et bénéfices, cette formule ne fait apparaître que l'incertitude supplémentaire affectant la pente de la courbe de coût

marginal. Celle-ci a pour effet de renforcer l'avantage comparatif de l'instrument quantité. De fait, une plus grande variance de la pente de coût marginal favorise cet instrument.

L'expression (1.20) ne vaut que si les variables  $\eta$  et  $\theta$  ne sont pas corrélées et donc que si l'incertitude portant sur le bénéfice n'apparaît pas. Voyons ce qu'il en est si une telle corrélation existe.

*c. cas où les incertitudes sont corrélées*

Supposons maintenant que les niveaux de coût et de bénéfice sont corrélés. En plus des hypothèses considérées dans la section précédente, nous ajoutons :

$$\sigma_{BC} = \text{cov}[\beta(\eta), \varphi(\theta)].$$

Par rapport aux calculs effectués précédemment, seule l'équation (1.18) est affectée par cette hypothèse supplémentaire :

$$E[B(h(\tilde{p}, \theta), \eta) - B(\hat{q}, \eta)] = \frac{B_2}{2C_2^2} \sigma^2 (1 + \delta^2) - \frac{\sigma_{BC}}{C_2}.$$

Dans ces conditions, l'avantage comparatif devient :

$$\Delta \cong \frac{\sigma^2}{2C_2^2} \left[ C_2 \left( 1 - 2 \frac{\sigma_{BC}}{\sigma^2} \right) - |B_2| (1 + \sigma^2) \right]. \quad (1.21)$$

Littéralement, cette formule indique que si la corrélation existe entre les coûts et les bénéfices et qu'elle est positive, l'avantage comparatif se déplace vers l'instrument quantité. A l'inverse, l'avantage comparatif devient favorable à l'instrument prix si la corrélation est négative.

Le modèle développé par Weitzman base donc la comparaison des deux catégories d'instruments sur l'étude des fonctions de bénéfice et de coût marginal. Dans la section suivante, nous nous attachons à appliquer cette analyse au domaine spécifique des énergies renouvelables.

## **II. Courbes de coût marginal et de bénéfice marginal des filières renouvelables : niveau et incertitude**

L'application de l'analyse de Weitzman à notre thème de recherche présent concernant la comparaison de l'efficacité des instruments de soutien au développement des renouvelables requiert de déterminer la forme et la pente des courbes de coût et de bénéfice marginaux de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. De manière générale, l'établissement de ces courbes est sujet à controverse tant les incertitudes pesant sur les divers éléments les constituant sont grandes. Cependant, dans ce cas précis, l'exercice est encore plus périlleux du fait notamment de la diversité des filières regroupées au sein de l'intitulé « énergies renouvelables » et de leurs spécificités, ainsi que de la présence de facteurs subjectifs (impacts visuels, conflit d'usage).

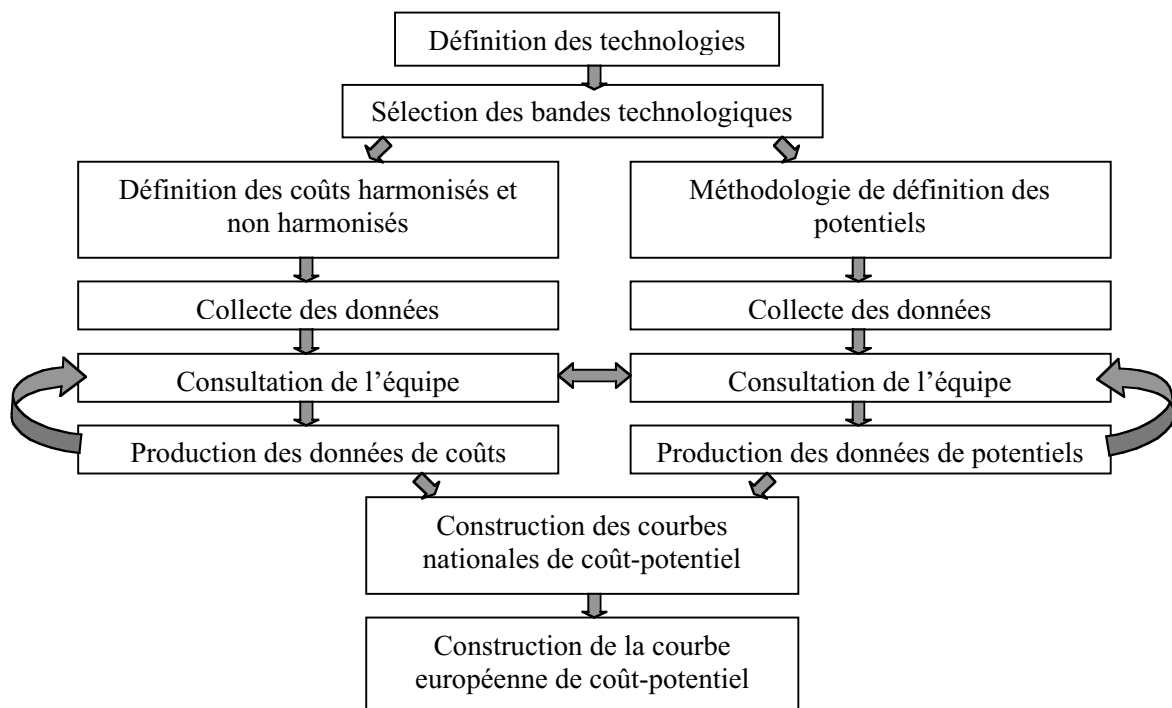
Dans cette seconde section, nous présentons d'abord la méthodologie retenue par le modèle européen REBUS (Voogt et al., 2001) afin de souligner les difficultés inhérentes à l'élaboration de la courbe de coût marginal, tout en présentant les résultats obtenus par cette modélisation en terme de construction d'une courbe de coût marginal de production d'électricité d'origine renouvelable en Europe. Nous identifions et tentons ensuite d'estimer les différents composants de la courbe de bénéfice marginal, qui comme nous le verrons est source de controverses, afin d'obtenir tous les éléments nécessaires à l'application du théorème de Weitzman.

### **II.1. Détermination de la courbe de coût marginal**

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à la courbe de coût marginal statique. Les questions traitant du progrès technique et des courbes en dynamique seront traitées dans le chapitre 9. Parmi les modélisations européennes réalisées jusqu'à maintenant, deux, Elgreen (Huber et al., 2001) et Rebus (Voogt et al., 2001), se sont notamment attachées à construire des courbes de coût statiques de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables pour l'année 2010. Nous exposons ici la méthodologie retenue dans Rebus ; les deux méthodologies étant au final très proches, ce qui témoigne d'un certain consensus dans ce domaine.

La méthodologie utilisée pour élaborer les courbes de coût marginal dans le modèle Rebus (Voogt et al., 2001) est composée de huit étapes. Le raisonnement est le suivant. Après avoir spécifié les filières répondant au terme « technologies renouvelables » à l'horizon 2010, les technologies sont déclinées en sous catégories (« band ») reflétant la variété des coûts à l'intérieur d'une même filière. Ensuite, deux processus sont menés parallèlement pour spécifier les coûts et les potentiels disponibles de chacune des sous catégories technologiques. A l'issue de l'approbation, par concertation, de ces données, les courbes de coût-potentiel sont construites pour chaque Etat membre. Enfin, ces quinze courbes sont agrégées afin d'élaborer une courbe de coût marginal unique pour l'Union européenne (cf. Figure 6).

**Figure 6 : Méthodologie des étapes nécessaires à l'élaboration des courbes de coût-potentiel dans le modèle Rebus**



Source : Voogt et al., 2001.

## II.1.1. Choix des sources d'électricité renouvelables

L'élaboration des courbes de coût marginal requiert en premier lieu d'identifier les filières dites « renouvelables ». Pour cela, les auteurs du modèle se sont appuyés sur la définition donnée par la Commission européenne dans sa proposition de directive (CE, 2000) : « ...wind, solar, geothermal, wave, tidal, hydroelectric installations with a capacity below 10 MW and biomass, where biomass is defined as products from agriculture and forestry, vegetable waste from agriculture and forestry and from production industry, untreated wood waste and cork waste. » (CE, 2000) » ; ainsi que sur les deux bases de données européennes SAFIRE et EUROSTAT. A partir de ces informations, ils ont retenu 16 filières (cf. Tableau 1). Cette démarche, ainsi que la diversité des catégories et filières identifiées, témoignent de la première difficulté soulevée par le terme même d'énergies renouvelables.

**Tableau 1 : Les sources d'électricité renouvelables retenues dans le modèle REBUS**

Technologies EUROSTAT	Technologies SAFIRE	REBUS
énergie éolienne	éolien terrestre	éolien terrestre
X	éolien offshore	éolien offshore
hydraulique < 1 MW	petite hydraulique	petite hydraulique (0-10MW)
hydraulique 1 à 10 MW		
hydraulique > 10 MW	grande hydraulique	grande hydraulique (>10MW)
panneaux solaires	solaire thermique	
électricité photovoltaïque	électricité photovoltaïque	électricité photovoltaïque
électricité géothermique	électricité géothermique	électricité géothermique
chaleur géothermique	chaleur géothermique	
déchets municipaux solides	déchets municipaux solides	déchets municipaux solides
bois (ménages)	déchets de sylviculture et cultures énergétiques domestiques	
réseaux de chaleur	tout combustible biomasse	
bois (industrie)	déchets de sylviculture et cultures énergétiques industriels	
cogénération	déchets de sylviculture et cultures énergétiques déchets agricoles et industriels solides déchets industriels liquides	combustibles solides déchets solides déchets liquides
industrie agro alimentaire	déchets agricoles liquides	lisier
lisier	éthanol et biodiesel (transport)	
biocarburants	gaz de décharge	gaz de décharge
gaz de décharge	déchets municipaux « digestible »	boues d'épuration
boues d'épuration	X	
biomasse totale	énergie des vagues	énergie des vagues
	énergie des marées	énergie des marées
	électricité solaire thermique	électricité solaire thermique

Source : Voogt et al., 2001.



Ensuite, afin d'obtenir une définition plus réaliste de la courbe de coût-potentiel, ces technologies ont été divisées en sous catégories pour tenir compte de la grande variété des coûts existant au sein d'une même filière. Quatre sous catégories au maximum par technologie ont été définies et reposent soit sur une différenciation des qualités de sites (gisement), soit sur les niveaux de coûts d'accès au site et au réseau (cf. Tableau 2). Cette classification illustre la diversité des technologies, ainsi que les spécificités nationales à intégrer. Par conséquent, ces coûts ne sont pas harmonisés, mais spécifique à chaque Etat membre.

**Tableau 2 : Description des sous catégories technologiques utilisées dans le modèle REBUS**

	Bande 1	Bande 2	Bande 3	Bande 4
Eolien terrestre	> 7 m/s	6 – 7 m/s	5 – 6 m/s	4 – 5 m/s
Eolien offshore	> 9 m/s	8 – 9 m/s	7 – 8 m/s	6 – 7 m/s
Petite hydraulique (0-10MW) <sup>3</sup>	selon coût en capital	selon coût en capital	selon coût en capital	
Gde hydraulique (>10MW) <sup>3</sup>	selon coût en capital	selon coût en capital	selon coût en capital	
Electricité photovoltaïque <sup>1</sup>	haut ensoleillement	ensoleillement moyen	ensoleillement faible	
Electricité solaire thermique <sup>1</sup>	haut ensoleillement	ensoleillement moyen	ensoleillement faible	
Centrale électrique et cogénération <sup>2</sup> :				
- combustibles solides	sylviculture	cultures énergétiques		
- déchets solides	déchets agricoles	déchets industriels		
- déchets liquides	déchets industriels			
Lisier <sup>2</sup>	lisier			
Déchets municipaux solides <sup>2</sup>	déchets municipaux	décentralisé		
Boues d'épuration <sup>2</sup>	boues d'épuration	décentralisé		
Gaz de décharge <sup>2</sup>	gaz de décharge	décentralisé		
Electricité géothermique <sup>3</sup>	selon coût en capital	selon coût en capital	selon coût en capital	
Energie des vagues <sup>3</sup>	selon coût en capital	selon coût en capital	selon coût en capital	
Energie des marées <sup>3</sup>	selon coût en capital	selon coût en capital	selon coût en capital	

<sup>1</sup> : les bandes sont spécifiques à chaque pays étant donné les fortes variations de niveau d'ensoleillement au sein de l'Europe.

<sup>2</sup> : classification des bandes différentes selon les pays

<sup>3</sup> : les bandes sont distinguées selon le coût de développement du site, en tenant compte des conditions d'accès au site et au réseau (ces coûts ne sont pas harmonisés).

Source : Voogt et al., 2001.

### II.1.2. Définition des coûts de production

L'étape suivante dans l'élaboration des courbes de coût-potentiel consiste à déterminer les coûts de production d'électricité à partir des sources renouvelables spécifiées ci-dessus. Les auteurs ont eu un choix à faire afin de résoudre le dilemme existant entre précision et complexité des données. L'équilibre obtenu dans ce domaine par REBUS résulte de la définition de coûts harmonisés et non harmonisés au niveau de l'Union européenne (cf. Tableau 3).

La définition des coûts dans le modèle REBUS a été établie dans le but d'obtenir des coûts comparables entre les Etats membres. Les coûts d'investissement sont ainsi des données totalement harmonisées au niveau européen et la détermination des coûts non harmonisés pour chacun des 15 pays de l'Union a été menée afin de maintenir la cohérence de l'ensemble.

L'harmonisation des coûts repose sur l'hypothèse d'un marché européen interne de l'électricité et concerne le coût des technologies, les coûts de combustible (hors transport) et les taux d'actualisation (fixé à 8%). Par contre, si les coûts d'investissement dans une technologie sont considérés indépendants de la nationalité ou du statut de l'investisseur, les coûts d'installation, d'opération et de maintenance sont eux différenciés selon les Etats membres.

**Tableau 3 : Coûts harmonisés et coûts non harmonisés dans le modèle REBUS**

Coûts harmonisés	Coûts non harmonisés
Coût international des technologies	Construction
Coût international des combustibles	Main d'œuvre
Taux d'actualisation harmonisé (8%)	Infrastructure
	Installation
	Financement
	Combustible
	Disponibilité des sols

Source : Voogt et al., 2001.

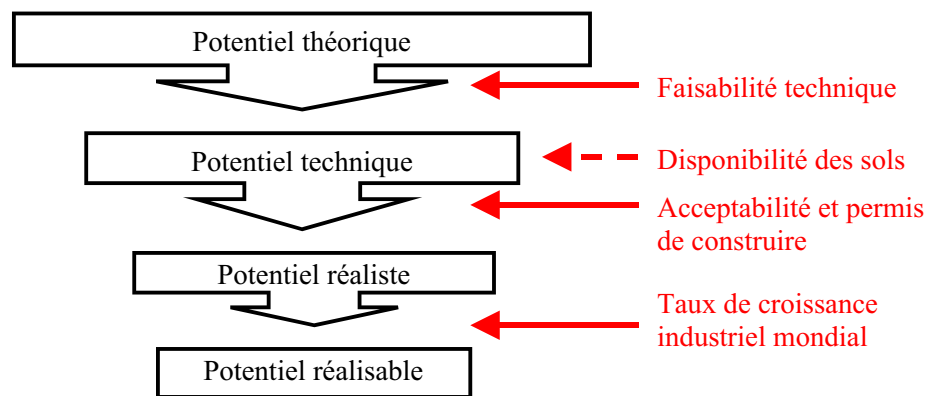
Les résultats obtenus par le modèle REBUS concernant les coûts d'investissement par filière et les coûts harmonisés (cf. Annexe 5), comme les coûts non harmonisés, ont été l'objet de nombreuses vérifications effectuées par plusieurs groupes d'experts afin notamment de valider les hypothèses posées lorsque certaines données n'étaient pas disponibles. Selon les auteurs du modèle, « *Using the many sources available, it is believed that given the resources available, the technology costs produced are relatively accurate and expansive in order to give the REBUS model the confidence of producing relatively accurate results* » (Voogt et al., 2001).

### II.1.3. Méthodologie de la définition des potentiels réalisables

La méthodologie de définition des potentiels des filières renouvelables pour chaque Etat membre a été établie afin de déterminer des potentiels réalisables tenant compte des facteurs « réducteurs » tels que les barrières institutionnelles, l'acceptabilité sociale ou encore les limites de taux de croissance des industries. Par contre, les effets de l'évolution du prix de l'électricité n'ont pas été considérés.

Selon les filières, des approches *bottom-up* et *top-down* ont été utilisées. La terminologie et les étapes nécessaires à la définition du potentiel réalisable sont les suivantes (cf. Figure 7).

**Figure 7 : Méthodologie de définition des potentiels dans le modèle REBUS**



Source : Voogt et al., 2001.

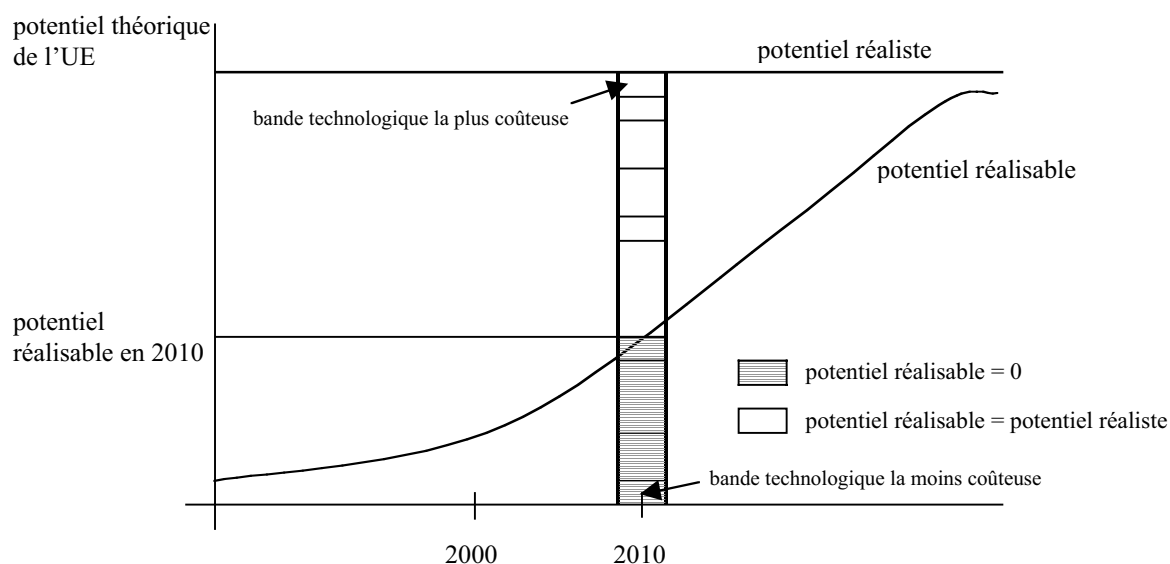
Le potentiel théorique (ou « *theoretical potential* ») est le point de départ du raisonnement. C'est le potentiel physique total d'une source, comme l'ensoleillement du territoire d'un Etat membre pendant une année par exemple.

On obtient ensuite le potentiel technique (« *technical potential* ») en introduisant les facteurs techniques réducteurs, tels le taux de conversion du flux d'énergie physique en électricité ou la disponibilité des sites d'installation.

Si l'on prend ensuite en compte les questions concernant les délais d'obtention des autorisations administratives, l'acceptation sociale des projets (syndrome NIMBY<sup>4</sup>), les impacts environnementaux et paysagers ou encore les problèmes d'aménagement du territoire, on a le potentiel « réaliste » (« *realistical potential* »). L'importance et la nature de ces facteurs non économiques fluctuent largement dans le temps et d'un pays à l'autre, ce qui rend leur détermination ardue. L'optique choisie par les modélisateurs consiste ici, contrairement aux analyses de potentiel standard, à inclure dans le potentiel réaliste les technologies non compétitives mais ne rencontrant pas de telles barrières non économiques et à en exclure les technologies compétitives y faisant face.

Enfin, la prise en considération de la disponibilité de la technique aboutit au potentiel réalisable (« *realisable potential* »). Cette barrière technique correspond à la capacité de l'industrie de répondre à la demande. Celle-ci est fixée par hypothèse à 30% par an et joue un rôle très important pour les filières éolienne et solaire dont les potentiels réalistes sont importants pour plusieurs Etats membres. Alors que le potentiel réaliste est indépendant du temps, le potentiel réalisable en dépend lui de façon importante. Cet effet est montré sur la Figure 8.

**Figure 8 : Différence entre le potentiel réaliste et le potentiel réalisable**



Source : Voogt et al., 2001.

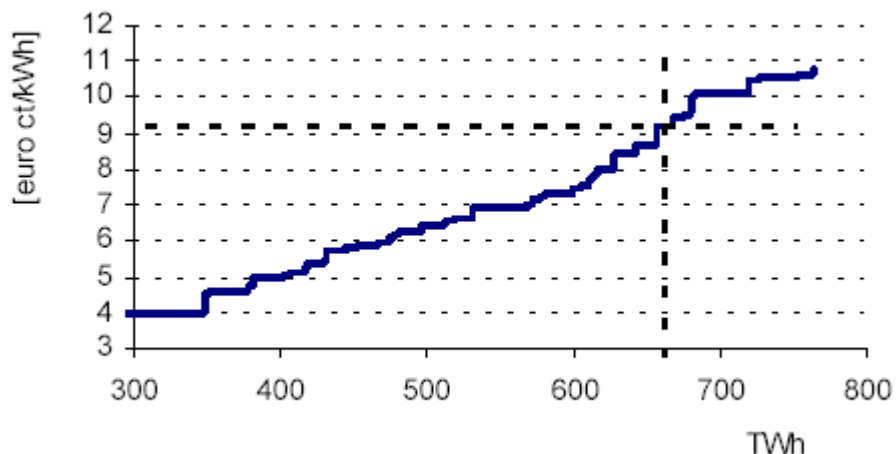
<sup>4</sup> « *Not In My BackYard* », littéralement : « pas dans mon jardin ».

Pour une technologie donnée, le potentiel réaliste de l'Union européenne est constitué de l'agrégation par ordre de coût croissant des potentiels réalistes des Etats membres. Dans le modèle REBUS, le passage du potentiel réaliste au potentiel réalisable s'effectue via un processus itératif tenant compte de la part relative du potentiel et du coût pour chaque pays. Il en résulte que bien que certaines filières renouvelables soient compétitives par rapport à d'autres dans certains Etats, les résultats peuvent être différents d'un Etat à l'autre du fait des limites des taux de croissance de l'industrie.

#### II.1.4. Elaboration des courbes de coût-potentiel

Une fois les coûts et les potentiels réalisables établis pour chaque sous catégorie de sources renouvelables et pour chaque Etat membre, toutes les courbes de coût-potentiel peuvent être construites. En les additionnant toutes, on obtient alors la courbe coût-potentiel concernant les renouvelables pour l'Union européenne (cf. Figure 9). Celle-ci est construite en classant par ordre de coût croissant les potentiels réalisables des bandes technologiques de tous les pays de l'étude telles que définies plus haut.

**Figure 9 : Courbe de coût-potentiel pour l'UE en 2010**



Source : Voogt et al., 2001.

Le modèle Rebus nous permet donc d'obtenir une courbe européenne de coût marginal de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables nécessaire à la comparaison de l'efficacité statique des instruments d'incitation selon le modèle de Weitzman à un niveau de complexité/précision adéquat. L'exposé de la méthodologie retenue pour l'obtention de ce résultat a de plus été riche en enseignements concernant les hypothèses ou

simplifications nécessaires à l'obtention de cette courbe. Malgré la volonté des auteurs d'obtenir les données les plus réalistes possibles, la démarche suivie illustre l'incertitude caractérisant l'exercice. Reste maintenant à élaborer la courbe de bénéfice marginal associée à cette production.

## **II.2. Détermination de la courbe de bénéfice marginal**

L'analyse de l'avantage comparatif des instruments prix par rapport aux instruments quantités selon le modèle de Weitzman nécessite, en plus de l'estimation de la courbe de coût marginal, d'établir la courbe de bénéfice marginal qui y est associée. Or, s'il est difficile, comme nous l'avons vu précédemment, de déterminer la courbe de coût, il est encore plus délicat d'évaluer les bénéfices liés à la production d'électricité à partir de sources renouvelables en termes monétaires.

Les éléments nécessaires à la construction de la courbe de bénéfice marginal de la production d'électricité à partir de sources renouvelables ont été identifiés dans le chapitre 1 de notre recherche. Ils correspondent aux composantes du bilan des externalités positives et négatives de l'utilisation des renouvelables pour la production d'électricité. Nous les rappelons ici avec l'objectif de les évaluer monétairement dans le cadre d'analyse statique que nous avons posé dans ce chapitre, soit hors prise en compte des effets du progrès technique.

### *II.2.1. Les bénéfices environnementaux de la production d'électricité verte*

Le premier bénéfice lié à la production d'électricité verte réside dans le faible impact environnemental des sources renouvelables en comparaison de celui résultant du recours aux sources d'énergie conventionnelles. Les travaux menés récemment par la Commission européenne (ExternE, 1998) pour évaluer monétairement les coûts externes induits par la production d'électricité à partir de différentes sources (cf. Chapitre 1 pour une description plus détaillée des résultats de cette étude) confirme l'avantage comparatif des renouvelables sur les filières fossiles principalement. Les coûts externes obtenus pour les différentes filières de production d'électricité sont les suivants (cf. Tableau 4).

**Tableau 4 : Coûts externes de la production d'électricité au sein de l'UE (mECU/kWh<sup>5</sup>)**

	charbon	tourbe	pétrole	gaz	nucléaire	biomasse	hydro	PV	éolien	déchets <sup>6</sup>
échelle des coûts	18-150	23-51	26-109	7-35	2,5-7	1-52	0,04-7	1,4-3	0,5-2,6	15-92

Source : Externe (1998)

Toutefois, l'évaluation monétaire présentée dans ces travaux reste sujette à de nombreuses incertitudes requérant une utilisation prudente des résultats présentés. De plus, l'hétérogénéité des coûts ainsi évalués suivant l'Etat membre concerné renforce la difficulté d'évaluer les coûts évités par le remplacement des centrales polluantes par des installations renouvelables. Non seulement la production d'électricité à partir de renouvelables ne se substitue pas aux mêmes filières selon les pays, mais en plus, cette substitution ne procure pas les mêmes bénéfices au sein de l'Union. Du point de vue méthodologique, l'évaluation de ces coûts permet néanmoins de construire une composante de la fonction de bénéfice marginal : pour un niveau annuel de production donné, le bénéfice environnemental lié à la production d'électricité à partir de sources renouvelables s'obtient par la différence entre le coût externe de la production à laquelle se substitue la production d'électricité verte et le coût externe de la filière renouvelable utilisée.

### *II.2.2. Les bénéfices « locaux » liés à la production d'électricité verte*

Certains des bénéfices liés à l'utilisation de sources renouvelables pour la production d'électricité proviennent de facteurs locaux. Du fait de leur origine purement nationale, les énergies renouvelables cumulent en effet de nombreux atouts dépendant du pays ainsi que du site d'implantation. Ils sont plus difficiles à évaluer au niveau global mais méritent néanmoins d'être étudiés.

#### *a. diversification du « bouquet énergétique » et sécurité d'approvisionnement*

Bien que la sécurité d'approvisionnement et la réduction de la dépendance énergétique constituent deux thèmes majeurs aujourd'hui dans la définition des politiques énergétiques de tous les Etats membres et que les renouvelables soient reconnues au sein de l'Union comme

---

<sup>5</sup> 1 mECU= 0,001 ECU

<sup>6</sup> en ECU/T

des éléments de réponse non négligeables (cf. Chapitre 1), la quantification des bénéfices qu'elles procurent n'est pas aisée.

En tant que sources de production d'électricité par définition nationales, les filières renouvelables permettent d'éviter les problèmes géopolitiques liés à l'importation de combustible. L'assurance de la sécurité d'approvisionnement d'un pays représente un coût que le recours aux renouvelables permet de réduire et qu'il conviendrait d'ajouter à ses bénéfices. Or, ce coût est difficilement estimable : il requiert la collecte de données aussi hétérogènes que sensibles aux hypothèses de calculs, comme l'évolution des prix des ressources fossiles que l'on sait particulièrement fluctuants ou encore les budgets alloués par les Etats membres à la sécurisation, souvent militaire, des puits de pétrole ou des oléoducs et gazoducs, donnée souvent classée secret défense et donc délicate à obtenir.

*b. développement régional, cohésion économique et sociale et emploi*

Les bénéfices de l'électricité verte en termes de développement régional et d'emplois nationaux sont également de plus en plus souvent mis en avant. Les études menées par exemple par l'Ademe en France évaluent à 50 000 le nombre d'emplois créés sur le territoire d'ici 2010 par un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (cf. Chapitre 1). Cependant, là encore, l'évaluation monétaire de ces bénéfices n'en est qu'au stade des premières recherches, ne permettant pas de chiffrer de manière suffisamment précise cet élément de la courbe de bénéfice recherchée.

*II.2.3. Des « bénéfices négatifs » à intégrer à la courbe*

Parmi les externalités identifiées de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (cf. Chapitre 1), figurent plusieurs désavantages, c'est-à-dire des « bénéfices négatifs » dans le cadre de notre recherche :

- l'intermittence de la production issue de certaines filières :

Si les technologies de production d'électricité à partir de biomasse ou de déchets présentent une bonne flexibilité du fait de la possibilité de stocker la ressource, la microhydraulique et l'éolien sont par nature intermittentes, c'est-à-dire que leur production ne peut être programmée précisément d'un jour sur l'autre, car elle varie selon la disponibilité de la



ressource. Leur insertion dans les systèmes électriques va soulever des difficultés du fait de ce caractère intermittent de la production qui n'entre pas dans la culture technique des producteurs, des gestionnaires de réseau ou des régulateurs. Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques (capacités de production et réserves supplémentaires en raison des risques d'indisponibilité en période de pointe et de fluctuation de la production), qu'il convient alors de déduire des avantages que nous avons exposés jusque là. Cet aspect sera traité du point de vue du mode de fonctionnement des marchés (pénalisation économique) dans la dernière partie de cet ouvrage (cf. Chapitre 8), mais les aspects techniques doivent être pris en compte à ce niveau de notre analyse.

- les impacts visuels :

La pollution visuelle, principalement mise en avant pour les aérogénérateurs, est de plus souvent citée dans les désagréments attachés au développement des énergies renouvelables. Même si les controverses à ce sujet sont encore fortes au sein de l'Union et qu'il est par conséquent difficile d'y associer une valeur monétaire, la recherche d'une estimation aussi exhaustive que possible de la courbe de bénéfice de la production électrique à partir de sources renouvelables requiert de prendre en compte cette composante.

*a. le coût de l'intermittence de la production*

Les coûts techniques occasionnés par l'intégration de sources d'énergie intermittentes dans les systèmes électriques sont liés au risque de non-disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande. L'exemple du Danemark montre qu'en cas de pénétration importante des sources non programmables, les surcoûts techniques peuvent devenir significatifs pour le gestionnaire de réseau de transport ("*system operator*").

L'importance des surcoûts occasionnés par un développement massif de la production d'électricité renouvelable varie considérablement selon le mix de technologies envisagé, leur niveau de pénétration et la répartition spatiale de ces unités de production dans le système électrique. Une évaluation britannique des coûts additionnels qu'entraînerait une extension de la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité au-delà des 10%

programmés pour 2010 (Ilex Energy, 2002) montre que l'essentiel des coûts supplémentaires serait occasionné par la gestion de l'intermittence, dans une proportion de 66 à 100 % du surcoût total. L'établissement de la part de la production électrique d'origine renouvelable au niveau de 10 à 20% se traduirait par des coûts additionnels de 225 à 600 M€/an, et de 300 à 750 M€/an pour un niveau de 30%.

L'intégration massive de sources non-programmables génère des coûts supplémentaires à plusieurs niveaux :

- des coûts d'installation de réserves supplémentaires pour faire face à la demande de pointe (sécurité du système) du fait d'un accroissement de la proportion de sources intermittentes,
- des coûts liés au besoin de disposer de réserves plus importantes pour maintenir en temps réel l'équilibre entre consommation et production d'électricité.

### ***Les besoins de capacités additionnelles***

Les besoins de capacités supplémentaires proviennent de l'incertitude quant à la contribution des sources intermittentes à la puissance de pointe. Cette question est, depuis de nombreuses années, l'objet d'un débat entre spécialistes dans lequel nous n'entrerons pas. La probabilité de défaillance de la production éolienne en période de pointe est de fait plus élevée que pour la production thermique classique<sup>7</sup>. De façon générale, on considère que si l'éolien peut contribuer à la capacité disponible en période de pointe, cette contribution ne peut être garantie comme celle de la production conventionnelle. Plus la part de l'éolien dans la demande de pointe augmente, plus le risque devient important et plus le volume de capacités de production qu'il faut maintenir en réserve pour assurer la sécurité du système s'accroît. Ce risque peut être diminué par la dispersion géographique des unités de production, mais il existe bien un coût supplémentaire pour garantir la puissance.

### ***L'équilibrage du système***

La question de l'équilibrage se situe sur une autre échelle de temps, le temps réel. Il ne s'agit plus simplement de prévoir des capacités de production en réserve pour alimenter la

demande en période de pointe en cas de défaillance des sources intermittentes, mais, du fait de l'incertitude de l'apport éolien, d'assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande pour maintenir la qualité de la fourniture. En temps réel, la demande horaire aussi bien que l'offre horaire sont en effet susceptibles de subir des aléas entraînant un déséquilibre momentané qui doit être compensé par des variations correspondantes de la production ou de la consommation. Dans un système doté principalement de moyens de production thermique classique, les variations de la demande sont les principales sources de déséquilibre mais, lorsque s'ajoutent de façon croissante des sources intermittentes au système, les variations imprévues de l'offre des producteurs constituent un aléa de plus en plus important qui doit être compensé. Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer de réserves tournantes ou immédiatement disponibles dont le coût augmente lorsque le volume des déséquilibres devient plus important<sup>8</sup>.

### ***La manifestation des surcoûts techniques de la production intermittente à grande échelle : le cas du réseau de l'Ouest Danemark***

En raison de politiques incitatives très favorables jusqu'en 2001, la proportion de production électrique non programmable est au Danemark particulièrement élevée. La politique très volontariste de soutien à l'ouverture des marchés centrée principalement sur des tarifs d'achat garantis aux producteurs éoliens a permis un développement important et régulier des capacités de production qui atteignaient près de 2000 MW à la fin de l'année 2001. Dans le même temps, le Danemark a favorisé le développement de la petite co-génération dont la capacité de production, stimulée par des obligations et des tarifs d'achat également favorables, a progressé très rapidement au cours des années 90 pour atteindre 1500 MW à la fin de l'année 2001. Les productions par éolien et co-génération sont prioritaires sur le réseau. Ces productions en « *must run* » sont obligatoirement intégrées par le gestionnaire

---

<sup>7</sup> Certains estiment que la contribution de l'éolien à la capacité disponible en pointe doit être considérée comme nulle en raison de cette probabilité de défaillance.

<sup>8</sup> On distingue trois types de réserve selon leur durée d'activation :

- la réserve primaire qui est mobilisée automatiquement et permet de réagir en 1 ou 2 seconde(s).
- la réserve secondaire qui doit permettre de reconstituer les réserves utilisées et remettre à la disposition du réseau la réserve primaire consommée. Ces moyens de production sont également mobilisés automatiquement dans un délai de 30 secondes.
- la réserve tertiaire qui regroupe un ensemble de moyens "de pointe" que le gestionnaire de réseau peut mobiliser avec des délais beaucoup plus longs, de 30 minutes à une demi-journée, pour reconstituer la réserve secondaire consommée.

de réseau et achetées par les fournisseurs au prix garanti, indépendamment de la demande effective et du prix de marché. Dans la partie ouest du Danemark où se situe l'essentiel du gisement éolien, cette production contrainte représente aujourd'hui près de 50% de la production totale d'électricité et la capacité correspondante dépasse largement la demande de base (cf. Tableau 5). Or, elle est difficilement adaptable : la production éolienne est disponible lorsque le vent souffle et la production des centrales de cogénération est étroitement corrélée à la demande de chaleur. Ces apports ne correspondent pas nécessairement à des périodes de forte demande d'électricité. Eltra, l'opérateur du système de transport, est ainsi confronté aux deux problèmes techniques évoqués plus haut, et à des situations de moins en moins exceptionnelles de surproduction d'électricité difficilement valorisable sur le marché électrique.

**Tableau 5 : Le système électrique de la partie ouest du Danemark (2000)**

Offre	Puissance installée	Demande de puissance	Puissance demandée
Eolien	1866 MW	Base Pointe	1150 MW 3650 MW
Cogénération	1467 MW		
Centrales électriques	3201 MW		

Note : Energie consommée : 19,3 TWh

Source : Jensen, 2002

L'existence d'interconnexions avec les systèmes électriques voisins (la Suède, la Norvège et l'Allemagne) et l'intégration du Danemark dans le marché électrique nordique, le Nord Pool, jouent un rôle déterminant pour permettre au gestionnaire de réseau d'absorber une quantité aussi importante de production aléatoire. Mais la flexibilité d'exploitation permise par les interconnexions avec les systèmes voisins risque d'être rapidement insuffisante pour intégrer des quantités supplémentaires d'électricité non-programmable sur le système danois. Des surplus importants et non exportables vont apparaître dès 2005 (1000 MW pendant 500 heures) du fait de la saturation prévisible des capacités de transport vers la Suède et la Norvège<sup>9</sup> (étude réalisée par Eltra et la Danish Energy Authority citée par Eriksen et al.,

---

L'ensemble des réserves primaire et secondaire constitue les services-systèmes fournis par le gestionnaire de réseau de transport. La réserve tertiaire peut être assurée sur un marché libéralisé par la mise en concurrence d'offres à la hausse et à la baisse émanant des acteurs du marché.

<sup>9</sup> Un exemple concret de situation critique est décrit par Jensen (2002) : le 21 avril 2001, les prévisions météo avaient anticipé une baisse de la production éolienne à compenser par une montée en puissance de la cogénération mais, les vents se sont renforcés conduisant à une surproduction de 800 MW alors que les capacités de transport vers la Suède et la Norvège ou l'Allemagne étaient déjà saturées ; le plan de sauvegarde prévu dans ces conditions envisageait de réduire la production de la cogénération, de stopper la production de certaines centrales, et de surcharger les lignes de transport vers la Norvège et la Suède, avec toutefois une surproduction résiduelle de 180 MW qui aurait pu occasionner une situation critique ; celle-ci ne s'est finalement pas produite en raison d'un retournement soudain du régime des vents mais, le gestionnaire de réseau

2002). Eltra n'exclut de ce fait pas la possibilité de devoir rejeter une partie de l'énergie éolienne au cas où l'offre dépasserait la demande.

*b. la « pollution visuelle » et les conflits d'usage*

Comme nous l'avons vu précédemment (cf. Chapitre 1), les sites présentant les conditions les plus favorables en matière d'implantation d'aérogénérateurs ou de centrales hydrauliques sont en général des lieux vierges de toute activité industrielle. Par conséquent, les populations locales sont susceptibles de manifester certaines résistances par soucis de préservation de la qualité de leur environnement proche. De plus, concernant plus précisément l'énergie hydraulique, la rareté relative des sites disponibles combinée au conflit d'usage engendré par l'exploitation des rivières et cours d'eau par d'autres usagers (pêcheurs, sportifs, etc....) nécessite là encore que ce désagrément lié au développement de l'exploitation de cette source soit pris en compte dans notre recherche. Toutefois, la quantification de ce phénomène ne va pas sans poser de problème puisque le haut degré de subjectivité qu'il comporte fait apparaître de larges différences d'appréciation non seulement au niveau géographique (perception différente selon les Etats membres), mais aussi au niveau temporel (évolution des mentalités, cf. Chapitre 1).

Bien que certaines recherches récentes (Bertrane, 2003) produisent des courbes de bénéfice marginal attachées à la production d'électricité à partir de diverses sources renouvelables, l'ampleur des incertitudes présentées ci-dessus, ainsi que les hypothèses restrictives nécessaires à cette élaboration nous ont convaincus ne pas nous lancer dans cette tâche. Toutefois, afin de mener à bien la transposition du théorème de Weitzman, nous pouvons, à la suite des éléments énoncés dans cette sous section, considérer que la forme de la courbe est plate (faible dépendance des bénéfices à la quantité produite).

---

considère comme de plus en plus probable l'occurrence de situations critiques de ce type dans les années à venir (Jensen, 2002).

### III. Conclusion : la transposition du débat aux instruments de soutien aux énergies renouvelables

Selon le résultat de l'article de Weitzman, considéré de l'avis même de l'auteur, comme fondamental, la formule de l'avantage comparatif de l'instrument prix par rapport à l'instrument quantité s'écrit :

$$\Delta = \frac{\sigma^2}{2C_2^2}(C_2 + B_2).$$

Comme nous l'avons vu précédemment, le signe de  $\Delta$  est celui de  $C_2 + B_2 = C_2 - |B_2|$  au point d'intersection des deux courbes, puisque  $B_2 < 0$ . En ce point, si l'on considère que la pente de la courbe de bénéfice marginale est nettement plus faible que celle de la courbe de coût marginal, soit  $|B_2| < C_2$ , on a  $\Delta > 0$ . Selon la formule de Weitzman, en ne tenant pas compte de l'incertitude portant sur la courbe de coût marginal, l'instrument prix doit alors être privilégié par rapport à l'instrument quantité.

Toutefois, l'existence de l'incertitude tend à réduire cet avantage comparatif. Selon la formule **1.20** exposée plus haut :

$$\Delta = \frac{\sigma^2}{2C_2^2}(C_2 - |B_2|(1 + \delta^2)),$$

prévalant si le niveau et la pente de la courbe de coût marginal ne sont pas corrélés (ce qui n'est pas forcément vrai ici), il conviendrait de quantifier le paramètre  $\delta^2$ , représentant l'incertitude sur la pente, afin d'affiner l'analyse par le modèle de Weitzman.

Cependant, le calcul des courbes de coût et de bénéfice repose sur de nombreuses approximations et incertitudes rendant l'application des formules de Weitzman hasardeuse. Il conviendrait de fait de quantifier l'incertitude sur le niveau et la pente des courbes obtenues afin d'utiliser les formules de comparaison exposées plus haut dans ce chapitre, formules de plus en plus complexes lorsque l'on tient compte de toutes les incertitudes et corrélations.

Conscients de l'impossibilité actuelle d'obtenir une courbe de bénéfice marginal satisfaisante scientifiquement concernant la production électrique à partir de sources renouvelables au sein de l'Union européenne, nous proposons ici un contournement de cette difficulté en vue d'appliquer les enseignements de Weitzman à notre cas d'étude.

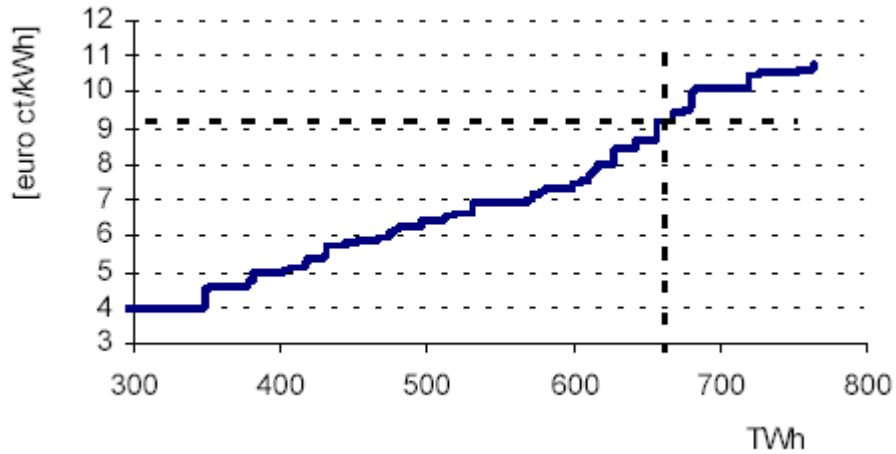
Comme nous l'avons exposé dans tout au long de ce chapitre, l'application du théorème de Weitzman aux instruments de soutien aux énergies renouvelables électriques requiert la connaissance de la forme et de la pente des courbes de coût et bénéfice marginal de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Or, l'étude plus précise des équations de l'auteur révèle qu'il est avant tout nécessaire d'identifier le point d'intersection des deux courbes puisque c'est en ce point que l'analyse comparative des deux instruments doit être menée.

Etant donné la non disponibilité actuelle des données nécessaires à l'élaboration de la courbe de bénéfice marginal, l'obtention de ce point est problématique. Or, l'adoption de la Directive européenne sur la promotion des renouvelables pour la production électrique peut nous permettre de contourner cette difficulté. En effet, la fixation d'un objectif quantitatif de développement des renouvelables électriques à l'horizon 2010 procure une donnée intéressante pour notre étude. Elle détermine de façon *ad hoc* la quantité d'électricité qu'il faudra produire, remplaçant ainsi l'optimum de production recherché par le point d'intersection des courbes de coût et bénéfice marginal.

Ainsi, en remplaçant la courbe de bénéfice marginal par la droite représentant le niveau de demande défini par la Directive, nous obtenons le point recherché à l'intersection de cette droite et de la courbe de coût marginal (cf. Figure 10).

En reprenant les données du modèle Rebus, on obtient la courbe de coût-potentiel de production d'électricité à partir des sources renouvelables retenues dans le modèle (en gras sur le graphique) pour l'Union européenne. Toujours selon Rebus, et sur la base des estimations de l'European Union Energy Outlook to 2020 (CE, 1999), l'objectif de consommation indiqué par la Directive s'élève à 662 TWh (ligne en pointillés verticale). Le point recherché se situe alors à l'intersection de ces deux éléments (cf. Figure 10).

**Figure 10 : Coût marginal et production d'électricité à partir de sources renouvelables au sein de l'Union européenne à l'horizon 2010**



Source : Voogt et al., 2001.

Le fait que la courbe de coût soit en escalier n'entrave pas l'application de la méthodologie de Weitzman puisqu'il suffit de prendre la courbe de tendance locale la plus proche au voisinage du point d'intersection. Le fait que la droite de demande en pointillés coupe la courbe de coût dans un segment pentu, et dans une moindre mesure que nous associons une forte probabilité à l'existence d'une courbe de bénéfice plate, nous mène à conclure à la supériorité de l'instrument prix sur l'instrument quantité pour la promotion des renouvelables électriques au sein de l'Union.



A l'issue de ce chapitre consacré à la présentation puis à la tentative d'application du modèle de Weitzman aux instruments de promotion des énergies renouvelables, la conclusion n'apparaît pas de façon évidente. Selon Weitzman, le recours à l'instrument prix est préférable à l'utilisation de l'instrument quantité si la pente de la courbe de bénéfice marginal associé à la production d'électricité verte est plus faible que celle de la courbe de coût marginal. Or, les difficultés rencontrées lors de la construction de ces courbes se traduisent par des incertitudes trop conséquentes pour que l'on puisse statuer de l'efficacité statique comparative des instruments à la seule lumière des éléments réunis et analysés ci-dessus.

Comme le souligne Weitzman lui-même, et sans pour autant renier la portée conceptuelle du coefficient  $\Delta$ , il est nécessaire de définir des critères de comparaison sortant du cadre de son modèle afin de mener une analyse à la fois plus complète et reposant sur des données moins incertaines ou scientifiquement mieux établies.

*« The coefficient  $\Delta$  is intended to be a measure of comparative or relative advantage only. It goes without saying that making a decision to use price or quantity control modes in a specific instance is more complicated than just consulting  $\Delta$ . There are also going to be a host of practical considerations formally outside the scope of the present model. Although such external factors render  $\Delta$  of limited value when isolated by itself, they do not necessarily diminish its conceptual significance. On the contrary, having an objective criterion of the ceteris paribus advantage of a control mode is very important because conceptually it can serve as a benchmark against which the cost of "non economic" ingredients might be measured in reaching a final judgement about whether it would be better to employ prices or quantities as planning instruments in a given situations » (Weitzman, 1974).*

C'est d'ailleurs ce qui a motivé la démarche en trois temps que nous entamons maintenant.

## **CHAPITRE 7**

### **ANALYSE COMPARATIVE DE L'EFFICACITE STATIQUE DES INSTRUMENTS DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES**

Au sens le plus large du terme, l'analyse coût/efficacité consiste d'abord à mesurer si l'instrument a entraîné l'effet attendu (Van Dijk et al., 2003). Il s'agit alors simplement d'évaluer le degré d'atteinte de l'objectif spécifié. Cette approche est évidemment trop vague pour notre analyse. Non seulement les pays ont des objectifs de développement différents, compte tenu notamment de la structure de leur parc de production électrique plus ou moins émetteur de CO<sub>2</sub>, mais il est en outre plus facile d'atteindre un objectif modeste qu'un objectif ambitieux.

L'efficacité environnementale telle que nous l'étudions ici n'a pas pour but d'évaluer l'impact de ces politiques en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre ou d'autres cibles de politique environnementale ou énergétique (cf. chapitre 1). Elle consiste à examiner les mécanismes des trois instruments menant à l'objectif quantitatif fixé de manière discrétionnaire par les pouvoirs publics.

Pour cela, nous étudions d'abord les performances des instruments en terme d'efficacité environnementale, c'est-à-dire en mettant en balance le respect de l'objectif environnemental et les externalités environnementales négatives qui peuvent toutefois en découler et notamment l'encombrement paysager. Nous nous intéressons ensuite à leur efficacité économique statique, soit le coût d'atteinte de l'objectif, la contrôlabilité de ce coût, la différenciation du soutien selon le degré de maturité des filières et enfin l'incitation à la baisse des coûts.

## I. Analyse comparative de l'efficacité des instruments en terme d'efficacité environnementale

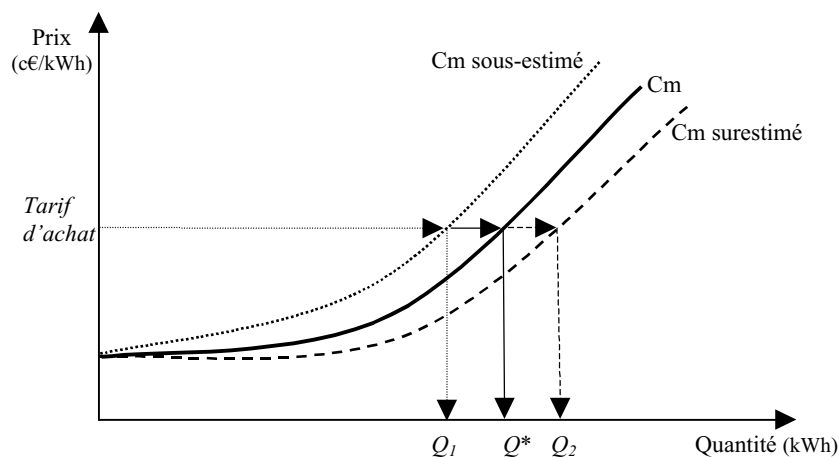
La première étape de l'analyse de l'efficacité environnementale consiste à examiner les mécanismes intrinsèques des instruments concernant l'atteinte de l'objectif assigné à la politique de développement des renouvelables. Afin d'enrichir ce premier critère, nous y associons dans un second temps l'analyse de la répartition sur le territoire des projets nécessaires à l'atteinte de cet objectif, élément fondamental de l'efficacité environnementale du point de vue des préférences collectives.

### I.1. Respect de l'objectif quantité

#### I.1.1. Les tarifs d'achat garantis

Par définition, les tarifs d'achat garantis, en tant qu'instruments prix, fixent le prix auquel sera achetée toute la production d'électricité verte délivrée sur le réseau. Le mécanisme est le suivant : tous les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dont le coût marginal ( $C_m$ ) est inférieur au tarif d'achat proposé ont intérêt à produire.

Figure 1 : Tarifs d'achat garantis et mécanismes d'atteinte de l'objectif



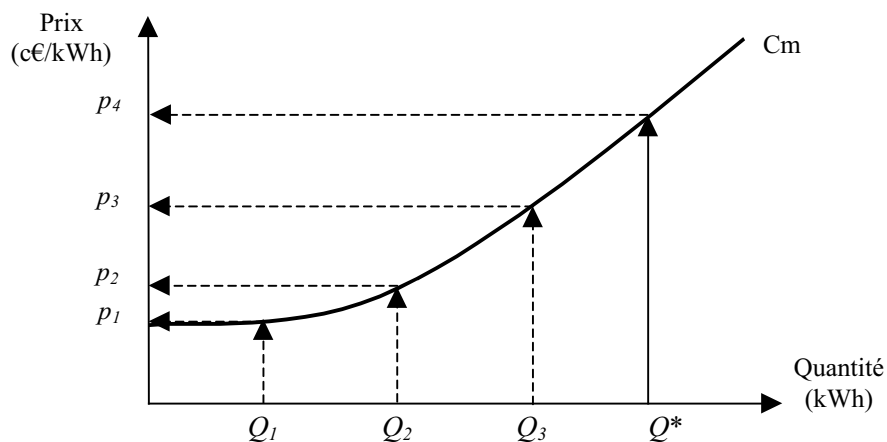
Or, étant donné que la courbe de coût marginal de production est inconnue des pouvoirs publics (cf. Figure 1), rien ne permet d'affirmer que l'objectif quantitatif recherché sera atteint. Plus précisément, si la courbe de coût marginal qui a servi à déterminer le tarif a été sous-estimée (cas représenté en pointillés sur la Figure 1), l'objectif  $Q^*$  ne sera pas atteint ( $Q_1 < Q^*$ ). A l'inverse, si la courbe de coût marginal de référence a été surestimée (cas représenté en tirés), l'objectif quantitatif sera dépassé ( $Q_2 > Q^*$ ).

Les tarifs d'achat garantis ne procurent aucune garantie quant à l'atteinte de l'objectif quantitatif. La quantité produite n'est parfaitement connue a priori que si la courbe de coût marginal de production d'électricité d'origine renouvelable est connue, ce qui n'est généralement pas le cas.

### 1.1.2. Les appels d'offres

Avec les enchères concurrentielles, l'autorité régulatrice définit un marché protégé pour une quantité donnée d'électricité d'origine renouvelable avec obligation d'achat par le réseau de la production des producteurs sélectionnés. La concurrence porte sur les prix du kWh proposés lors des enchères. Les propositions sont classées par ordre de coût croissant jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères soit atteinte. Pour atteindre l'objectif fixé ( $q_{obj}$ ), les quantités permettant d'atteindre  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_3$ , puis  $Q^*$  vont être successivement mises aux enchères et valorisées respectivement aux prix maximaux  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $p_3$  et  $p_4$ .

**Figure 2 : Appels d'offres et mécanismes d'atteinte de l'objectif**



Avec cet instrument de soutien par les quantités, l'incertitude sur les coûts n'a pas de répercussion sur la quantité produite *ex post*. Le mécanisme des enchères concurrentielles permet, en procédant par appels d'offres successifs, d'atteindre le niveau de production d'électricité renouvelable recherché sans risque de le dépasser. L'efficacité environnementale des enchères concurrentielles dépend donc principalement des modalités de sa mise en œuvre (cf. chapitre 4) : « *Tendering system can be very effective in stimulating new capacity as the amount of capacity to be tendered is set at forehand. The total volume installed or generated will not surpass the size of the tender. It is important that the bidding system is designed in such a way that at least sufficient bids are solicited to fill the tender* » (Van Dijk et al., 2003).

### *1.1.3 Les systèmes de quotas échangeables*

Les systèmes de quotas échangeables (i.e. avec marchés de certificats verts) présentent des résultats différents en terme d'efficacité environnementale selon le niveau d'incitation au respect des quotas exercé par la pénalité, qui constitue une sorte de prix plafond au marché.

#### *a. sans pénalité*

Les systèmes de quotas échangeables sont le mode de soutien le plus efficace pour atteindre un objectif de développement des énergies renouvelables en ce qu'ils imposent une obligation claire sur l'une des catégories d'acteurs de la chaîne électrique (producteurs, distributeurs ou consommateurs). Le développement quantitatif est planifié via des obligations croissantes et programmé par le rythme des périodes de mise en conformité. L'approche par les quantités offre ainsi un contrôle direct sur la quantité d'électricité produite à partir de sources renouvelables recherchée. Et si de nouvelles informations scientifiques justifient une augmentation ou une limitation des quantités, celles-ci pourront être obtenues en influant sur le nombre de certificats en circulation, le prix des certificats s'ajustant en conséquence. Dans le cas de l'approche par les prix, il faudrait des ajustements successifs sur le niveau du prix d'achat pour atteindre le niveau de production souhaité.

Or, sans pénalité rendant contraignants des objectifs, qui autrement resteraient uniquement indicatifs, se pose clairement la question de l'incitation auprès des acteurs soumis aux quotas de remplir réellement leurs obligations.



Par contre, toujours dans le cadre d'une cible quantitative de niveau  $Q^*$ , mais avec une courbe de coût représentée par  $Cm_2$ , la fixation d'une pénalité au même niveau contrarie l'équilibre tel qu'il aurait été assuré par les seuls mécanismes de confrontation de l'offre ( $Cm_2$ ) et de la demande (ligne verticale  $Q^*$ ). De fait, l'équilibre obtenu ne s'effectue pas en  $B$ , mais en  $C$ , à l'intersection de la pénalité (ligne en tirés, cf. Figure 3) et de la demande  $Q^*$ . Le prix d'équilibre correspond donc au niveau de la pénalité entraînant une production  $Q_2$  inférieur à l'objectif  $Q^*$ .

En conclusion, si l'instauration d'une pénalité permet d'imposer des quotas crédibles et contraignants sur les opérateurs électriques, il convient, malgré l'incertitude pesant sur la courbe des coûts, de la fixer à un niveau n'entravant pas le fonctionnement du marché afin d'atteindre le niveau de production souhaité et donc de conserver à cet instrument toute son efficacité environnementale telle que nous l'avons définie ici<sup>1</sup>.

## **I.2. Répartition des installations sur le territoire**

Si la fixation discrétionnaire de l'objectif quantitatif de développement des sources renouvelables de production d'électricité constitue une étape amont de notre recherche (cf. supra), la répartition de ces capacités sur le territoire n'y est par contre pas spécifiée. Or, cette répartition constitue un élément de la fonction implicite de préférences collectives puisque les installations renouvelables peuvent générer un encombrement visuel (éolien surtout) dans les paysages les plus sensibles ou encore être à l'origine d'un conflit d'usage des sols (notamment biomasse et hydraulique). L'analyse de l'efficacité environnementale des instruments de soutien nécessite donc d'étudier leurs impacts en terme de répartition des installations sur le territoire, chaque instrument présentant des incitations différentes en terme d'implantation.

### *1.2.1. Les tarifs d'achat garantis*

Le système des tarifs d'achat garantis permet qu'un plus grand nombre de sites soient exploitables, c'est-à-dire qu'il n'y ait pas de congestion des installations sur les zones à fort potentiel qui sont également souvent des zones touristiques ou vierges d'activité industrielle.

---

<sup>1</sup> sous réserve que l'atteinte de cet objectif ne se révèle pas trop coûteuse (cf. infra).

En effet, le tarif augmente à l'inverse du potentiel du site, et donc de la production de l'installation, ce qui assure une rentabilité acceptable aux producteurs situés sur des sites moins ventés tout en contrôlant les rentes octroyées aux producteurs bénéficiant de vents plus favorables (cf. infra).

Ainsi l'acceptabilité des projets a été bien meilleure dans les pays qui pratiquent les prix garantis car les meilleures conditions de rentabilité qu'ils offrent permettent d'éviter la concentration des projets sur les seuls sites les plus performants, ou l'installation de très grandes fermes éoliennes, plus difficilement acceptables (Finon et al., 2001).

Ce système incitatif permet donc la gestion des préférences collectives par une internalisation implicite des externalités visuelles en relation avec la valeur attribuée au paysage. Il en résulte une répartition des projets plus homogène sur l'ensemble du territoire et donc un respect plus grand du désir social en matière de développement des énergies renouvelables.

### *1.2.2. Les appels d'offres*

L'impact des enchères concurrentielles en terme de répartition sur le territoire des installations renouvelables sélectionnées dépend très largement des critères de sélection utilisés dans l'appel d'offres. Ainsi, cet instrument présente des résultats nettement différents selon que les critères de sélection des offres ne reposent que sur le prix d'enchères proposé ou qu'ils intègrent d'autres spécifications.

Dans le cas d'enchères concurrentielles sélectionnant les projets uniquement en les classant par ordre de prix d'enchère croissant jusqu'à l'objectif quantitatif recherché, le risque d'encombrement des zones à fort potentiel est maximal. De fait, afin d'avoir le plus de chances de figurer parmi les sélectionnés, les concurrents ont intérêt à rechercher les sites exploitables à moindre coût. Il en découle alors une implantation des installations peu respectueuse des préférences collectives en matière de préservation des paysages, la rentabilité économique étant le critère unique dans un système d'appel d'offres ainsi configuré.



Cependant, le principal avantage des systèmes d'enchères réside dans la possibilité d'intégrer aux critères de sélection des critères qu'aucun autre instrument ne peut prendre en compte. Ainsi, les pouvoirs publics peuvent aisément tenir compte, à côté du critère économique (le prix d'enchère le plus bas), de critères environnementaux paysagers. L'adossement de l'instrument de soutien national à des schémas de développement régionaux des énergies renouvelables, par exemple, peut ainsi conduire à une répartition plus raisonnée des installations, sans affecter démesurément l'efficacité de la politique au niveau national, tout en respectant certains aspects du désir social.

Les mécanismes intrinsèques de l'instrument laissent donc la place à la prise en compte des préférences collectives en matière de protection de l'environnement. Une grande partie de l'efficacité environnementale, telle que nous l'abordons ici, réside donc dans la mise en œuvre de ce mode de soutien, comme le montrent les retours d'expérience (cf. Chapitre 4).

### *1.2.3 Les systèmes de quotas échangeables*

En tant qu'instrument-quantité recourant à des mécanismes de marché, les systèmes de quotas échangeables présentent de fortes incitations à la réduction des coûts. Du fait des mécanismes d'échanges, les marchés de certificats verts entraînent en principe l'exploitation des gisements d'électricité renouvelable disponibles par ordre de coût croissant.

La création d'un marché national de certificats risque alors d'entraîner une répartition très inégale des installations de production entre régions, les régions ayant des potentiels importants et relativement peu coûteux étant visées en premier chef par les développeurs de projets. Cette exploitation différenciée des ressources risque alors de provoquer des problèmes d'encombrement visuel et d'entraîner des contraintes d'acceptabilité sociale dans les régions les plus riches en potentiel.

Les systèmes de quotas échangeables se comportent donc comme les systèmes d'enchères concurrentielles sélectionnant les projets uniquement sur le critère du moins disant. Mais, contrairement cette fois à l'instrument étudié précédemment, aucune place n'est laissée ici à l'intégration des préférences collectives dans les mécanismes intrinsèques de fonctionnement de l'instrument.

Les résultats concernant l'analyse comparative de l'efficacité environnementale font donc apparaître un avantage pour l'instrument des enchères concurrentielles en ce que ses mécanismes de fonctionnement permettent d'intégrer des critères environnementaux sous fonction de préférence collective dans la sélection des projets et qu'ils programment le rythme de progression de l'objectif de développement (cf. Tableau 2).

## **II. Analyse comparative de l'efficacité des instruments en terme d'efficacité économique statique**

L'analyse de l'efficacité des instruments économiques de soutien aux énergies renouvelables doit être globalisée en terme d'efficacité économique. La logique soutenant notre analyse est celle de l'obtention d'un objectif environnemental collectif pour un coût donné, celui que les sociétés sont prêtes à accepter de payer pour parer aux menaces environnementales pesant notamment sur le climat, ou celui de maximiser le surplus collectif en trouvant l'optimum entre le coût de développement des énergies renouvelables en vue de réduire les émissions et le coût des dommages évités en les supposant évaluables avec précision.

Pour cela, nous commençons par comparer les performances des modes de soutien en matière de minimisation des coûts collectifs de réalisation de l'objectif via l'analyse de la rente différentielle octroyée aux producteurs. Nous étudions ensuite la contrôlabilité des coûts totaux, puis nous nous intéressons à leurs impacts sur le développement de filières très hétérogènes au niveau de leur maturité économique. Enfin, nous examinons l'incitation à la baisse des coûts exercés par les trois instruments<sup>2</sup>.

### **II.1. Atteinte de l'objectif à moindre coût : une analyse en terme de rente différentielle**

En économie de l'énergie, la rente différentielle est classiquement utilisée pour désigner les revenus perçus sur les gisements pétroliers bénéficiant du moindre coût, comparativement au gisement marginal ; le gisement marginal étant défini comme le gisement le plus coûteux mis en production pour satisfaire à un moment donné la demande (CHEVALIER et al., 1986). Ce concept s'applique également aux énergies renouvelables, dont les coûts d'exploitation des gisements diffèrent largement d'un site à l'autre, en prenant comme gisement marginal le gisement le plus coûteux à exploiter pour atteindre l'objectif quantitatif fixé par les pouvoirs publics.

---

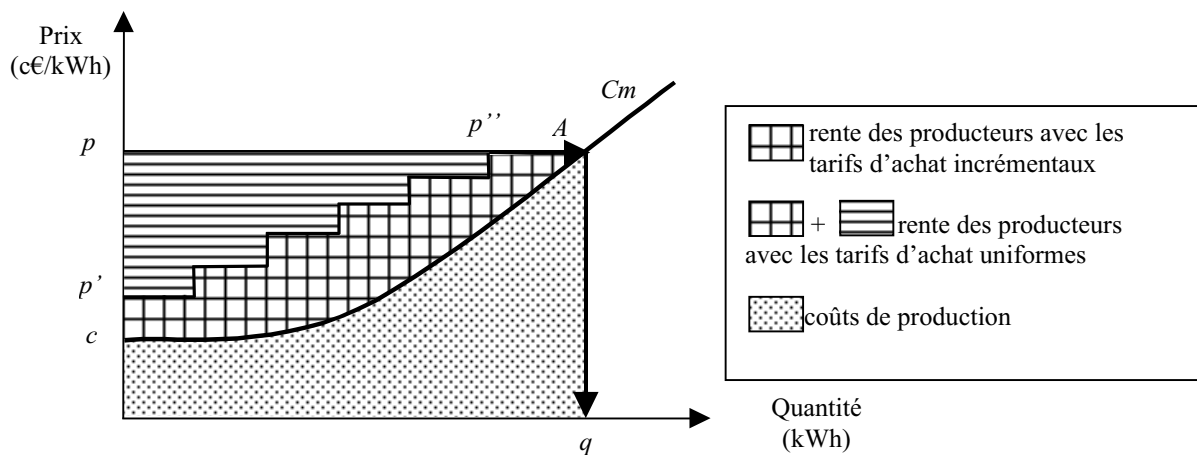
<sup>2</sup> Cet examen sera repris plus en détails dans le cadre de l'analyse de l'efficacité dynamique (cf. infra).

Le profil et le niveau de rente différentielle allouée aux producteurs varient fortement selon le mode de soutien utilisé. Or, du point de vue des consommateurs d'électricité, le coût de la politique de développement des renouvelables pour atteindre l'objectif quantitatif sera d'autant plus élevé que cette rente sera importante.

### II.1.1. Tarifs d'achat garantis

Dans le cas le plus simple d'un tarif d'achat uniforme (c'est-à-dire identique quelle que soit la qualité du site), les producteurs dont le coût marginal est inférieur au tarif fixé bénéficient du tarif  $p$  (cf. Figure 4). La rente différentielle ainsi octroyée aux producteurs est donc représentée ici par la surface ( $cAp$ ), comprise entre la courbe de coût marginal ( $Cm$ ) et le tarif d'achat  $p$ .

**Figure 4 : Tarifs d'achat garantis et rente différentielle**



Afin d'assurer une rentabilité minimum aux producteurs situés sur des sites à faible potentiel (énergies hydraulique, solaire et éolienne surtout), tout en contrôlant les rentes octroyées aux producteurs bénéficiant de conditions plus favorables, il est possible de définir un tarif d'achat décroissant par paliers avec le niveau de production par unité de puissance (ou « productible »). Ceci permet alors de conjuguer l'objectif d'aménagement du territoire - éviter la concentration des installations sur les sites les plus performants (cf. supra) - avec celui d'efficacité économique de la politique - incitation aux investissements les plus productifs -. L'instauration d'un tarif d'achat incrémental  $p'$  permet alors de limiter la rente

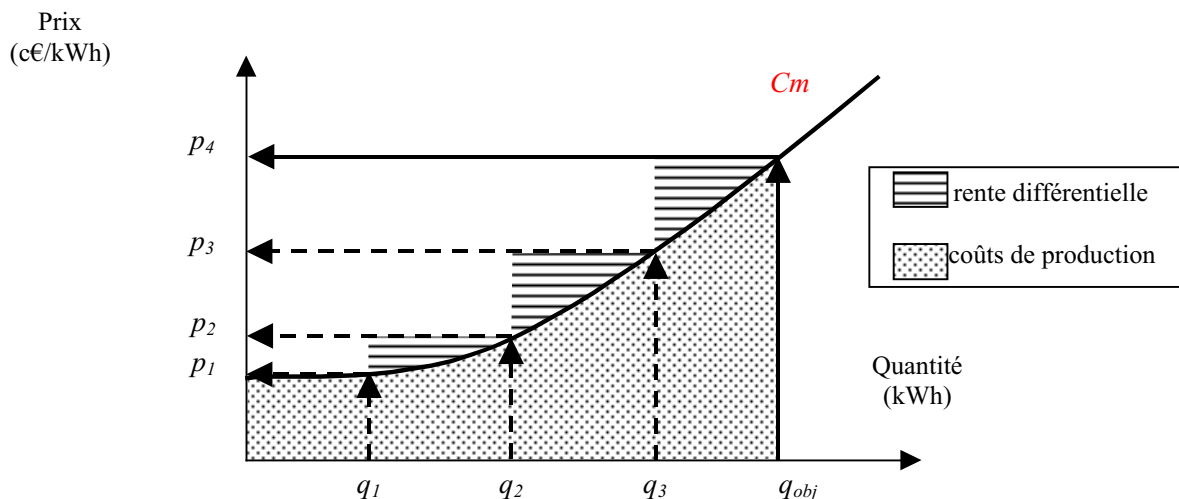
différentielle à l'aire ( $p'p''Ac$ ), située entre la courbe de coût marginal et la courbe en escalier dessiné par le tarif<sup>3</sup>.

Toutefois, même si l'instauration d'une dégressivité dans la fixation du tarif d'achat permet une allocation des rentes plus équitable, la méconnaissance de la courbe de coût entrave l'évaluation du niveau optimal de la rémunération à accorder aux producteurs. Ce mécanisme peut donc mener à l'octroi de fortes rentes augmentant d'autant le coût d'atteinte de l'objectif quantitatif pour les consommateurs. Rien dans le design intrinsèque de cet instrument prix n'assure donc de l'atteinte de l'objectif à moindre coût.

### II.1.2. Appels d'offres

Le mécanisme des enchères concurrentielles<sup>4</sup> permet, en procédant par appels d'offres successifs, de révéler progressivement la forme de la courbe de coût marginal. Pour atteindre l'objectif fixé ( $q_{obj}$ ), les quantités  $q_1$ ,  $q_2 - q_1$ ,  $q_3 - q_2$ , puis  $q_{obj} - q_3$  vont être successivement mises aux enchères et valorisées respectivement aux prix maximaux  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $p_3$  et  $p_4$  (cf. Figure 5).

**Figure 5 : Appels d'offres et rente différentielle**



Du fait de la mise en concurrence de tous les producteurs d'électricité renouvelable pour l'obtention des contrats d'achat de long terme, ces derniers sont incités fortement à

<sup>3</sup> Pour une présentation détaillée du mécanisme de prix d'achat garantis incrémentaux, (cf. Huber et al., 2001)

<sup>4</sup> Nous raisonnons ici sur les mécanismes d'enchères en *pay as bid*, c'est-à-dire avec rémunération des kWh des projets sélectionnés au prix d'enchères proposé.

limiter d'eux-mêmes leurs coûts et leur recherche de rentes afin d'être retenus dans l'appel d'offres. Les rentes obtenues par les producteurs n'en sont pas pour autant totalement annulées, mais suivent la courbe de coût marginal de manière plus proche que dans le cas des tarifs d'achat garantis, sans que les pouvoirs publics n'aient à intervenir.

Le paiement au prix offert (« *pay as bid* »), plutôt qu'au prix de l'unité marginale retenue, limite donc la rente des producteurs à l'avantage des clients des compagnies d'électricité ou des contribuables. Le coût de la politique de développement des énergies est donc moins important pour la collectivité via le mécanisme des appels d'offres que le précédent.

### *II.2.3. Systèmes de quotas échangeables*

Outre la possibilité de définir de façon explicite un objectif quantifié de production d'électricité renouvelable (cf. supra), l'intérêt des systèmes de quotas échangeables tient à la flexibilité qu'introduisent les échanges et donc à leur efficacité allocative. 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, cet instrument incite en théorie à exploiter les gisements d'électricité renouvelable disponibles par ordre de coût croissant.

#### *a. sans pénalité*

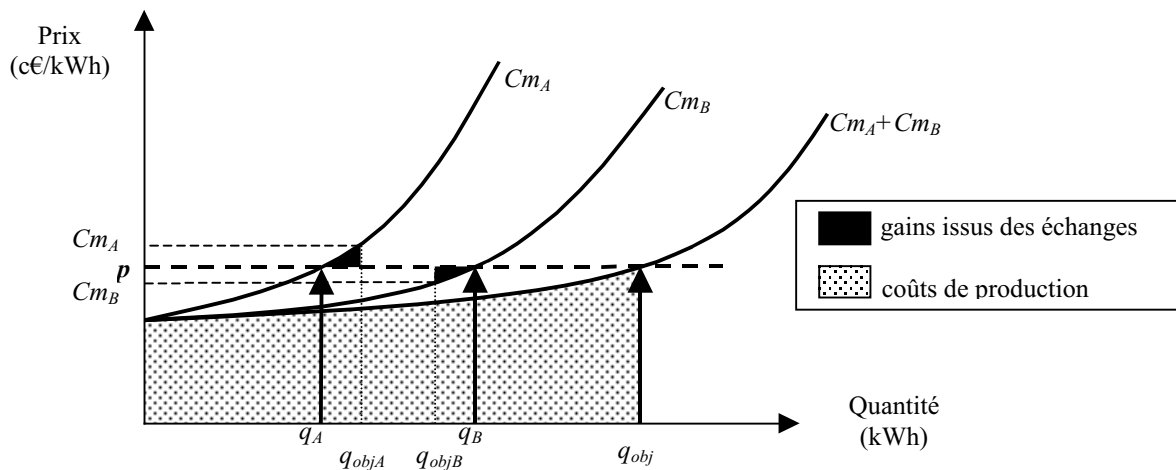
Contrairement aux mécanismes de prix garantis, les dispositifs de certificats verts mettent directement les producteurs en concurrence les uns avec les autres pour la vente des certificats. Chaque producteur doit mettre en œuvre les solutions les moins coûteuses pour la production d'électricité renouvelable de façon à rester compétitif sur le marché des certificats verts (Finon et al., 2002).

Comme nous l'avons vu précédemment (cf. Chapitre 4) et comme le montre la Figure 6, les possibilités d'échange offertes par cet instrument permettent :

- à l'opérateur A, qui bénéficie d'une ressource de moins bonne qualité, de limiter sa production à  $q_A$  et d'acheter des certificats au prix d'équilibre  $p$  pour atteindre la quantité fixée  $q_{objA}$  ;

- à l'opérateur B, d'accroître sa production jusqu'à  $q_B$  et de revendre son excédent de certificats sur le marché au prix  $p$ .

**Figure 6 : Quotas échangeables et rente différentielle**

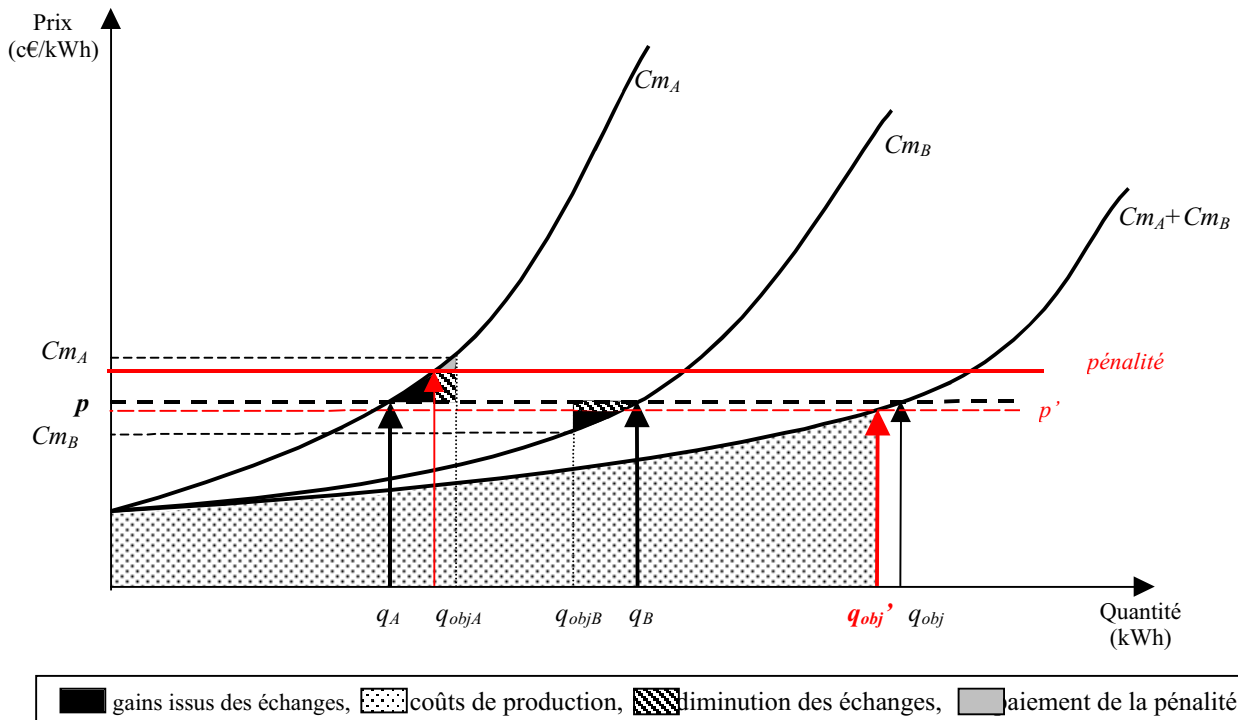


L'introduction des certificats réduit par conséquent le coût de réalisation de l'objectif global  $q_{obj}$  ( $= q_{objA} + q_{objB}$ ) d'un montant égal aux surfaces noires sur le graphique, par rapport à une situation sans flexibilité où les opérateurs sont soumis aux quotas initiaux sans possibilités d'échanges. Le système d'échange de certificats permet de garantir la minimisation du coût global de réalisation de l'objectif par l'égalisation des coûts marginaux de production.

### b. avec pénalité

L'introduction d'une pénalité en cas de non respect de l'objectif assigné change la donne au niveau des échanges de certificats et modifie donc le niveau des coûts d'atteinte de l'objectif. Lorsque celle-ci est calibrée de manière à réduire les coûts de certains producteurs sans entraver le fonctionnement du marché de certificats (niveau de la pénalité supérieur au prix du certificat, cf. supra), elle n'est cependant pas sans conséquence sur le volume des échanges et donc sur le prix du certificats (cf. Figure 7).

Figure 7 : Quotas échangeables avec pénalité et rente différentielle



De fait, comme nous le voyons sur la Figure 7, l'instauration d'une pénalité (ou prix plafond) amène le producteur A à s'acquitter de la pénalité pour les quantités d'électricité d'origine renouvelable dont le coût de production ou d'achat de certificats correspondants est supérieur au paiement de la pénalité. Ainsi, si le coût de ce paiement (surface grise) vient s'ajouter au coût d'achat des certificats verts manquants auprès de l'opérateur B (surface noire), il lui permet d'économiser les dépenses d'achat de certificats verts ainsi évitées (surface rayée). Sur le marché des certificats, l'instauration de la pénalité réduit les quantités échangées et le nouveau prix d'équilibre, obtenu par l'égalisation des offres et demandes (c'est-à-dire des deux surfaces bleu foncé) baisse de  $p$  en  $p'$ . Enfin, pour le producteur B, l'instauration de la pénalité entraîne une diminution des gains issus de la vente de certificats (égale à la surface rayée) du fait combiné de la baisse du prix du certificat et de celle de la demande en provenance du producteur A. Au total, la fixation d'une pénalité en cas de non respect des objectifs assignés permet de fixer une limite maximale au coût d'atteinte de l'objectif, mais empêche l'atteinte de l'objectif quantité  $q_{obj}$  puisque, en payant la pénalité, le producteur A ne réalise pas son quota (cf. supra). In fine, la quantité d'électricité d'origine renouvelable produite est  $q_{obj}' < q_{obj}$ .



En conclusion, et en comparaison avec les mécanismes des tarifs d'achat garantis, ce système laisse donc apparaître des rentes différentielles plus faibles. En effet, la seule rente différentielle octroyée par ce système (surface noire de l'opérateur B, cf. Figure 6) est celle obtenue par les fournisseurs disposant de coûts de production suffisamment bas pour dépasser leur quota et vendre leurs certificats excédentaires sur le marché. On notera que dans cette même situation, un mécanisme d'enchères concurrentielles portant sur une quantité  $q_A + q_B$  conduirait au même résultat, mais nécessiterait une qualité et une quantité d'informations supérieures. Quant au système des prix garantis, il ne produirait pas nécessairement la quantité globale recherchée, compte tenu du manque d'information sur la forme des courbes de coût marginal de production (cf. supra). Le système de quotas échangeables organise donc une répartition plus efficace de l'effort collectif en permettant l'égalisation des coûts marginaux de production d'électricité renouvelable entre les opérateurs.

## **II.2. Contrôlabilité du coût total**

Comme nous l'avons vu précédemment (cf. Chapitre 6), en situation d'information parfaite, les instruments de soutien aux énergies renouvelables par les prix ou par les quantités présentent une grande symétrie. Ils ne sont toutefois plus équivalents en situation d'information limitée et d'incertitude (Weitzman, 1974). Dans le cadre de notre analyse, l'incertitude portant sur l'évaluation des dommages est levée par la fixation d'objectifs (toutefois indicatifs) de développement des renouvelables par les pouvoirs publics (CE, 2001). Par contre, l'information limitée caractérisant la forme et le niveau de la courbe de coût marginal de production fait apparaître des avantages différents, selon l'instrument de soutien utilisé, au niveau du coût total et surtout de sa contrôlabilité.

Le coût total de la politique de soutien est ici appréhendé du point de vue collectif et des acheteurs d'électricité. Ils comprennent par conséquent le coût total de réalisation de l'objectif-quantité (coûts de production + rente des producteurs) et les coûts de gestion administrative. Ces derniers sont constitués des coûts de développement de l'instrument, de mise en œuvre de la législation s'y rapportant, d'établissement d'une infrastructure administrative, de contrôle par les agences administratives et de lutte contre l'opposition à l'instrument (Van Dijk et al., 2003) (cf. Tableau 1). Le contexte d'incertitude sur le coût

global de réalisation de l'objectif confère une importance accrue à la contrôlabilité des dépenses ainsi engagées dans le soutien aux renouvelables. Nous étudions ici tour à tour les mécanismes de contrôlabilité des trois instruments d'incitation.

### II.2.1. Tarifs d'achat garantis

Le coût total de réalisation de l'objectif s'obtient en ajoutant la rente allouée aux producteurs aux coûts de production de l'électricité verte (cf. figure 4). A ces deux éléments, il convient ensuite d'ajouter les frais d'administration inhérents au bon fonctionnement de l'instrument (ou coûts de gestion administrative). Dans le cas des tarifs d'achat garantis, la simplicité de la mise en œuvre ne fait apparaître que de faibles coûts de gestion de la part de l'Etat, en plus des coûts de certification de la production communs à tous les instruments. De fait, les contrats sont inscrits dans la loi ou les décrets établissant la politique et sont attribués à tous les producteurs d'électricité verte sans opération de sélection.

Le coût global de réalisation d'un objectif  $q_{obj}$  étant donné par le produit  $p \times q_{obj}$ , la fixation d'un prix d'achat surestimé se traduit alors par un fort accroissement de production d'électricité d'origine renouvelable et un volume de subventions très important via les prélèvements sur les producteurs et les acheteurs d'électricité. Cette observation apparemment évidente permet de comprendre pourquoi, dans le domaine des renouvelables, les politiques basées sur les prix garantis sont critiquées pour leur coût trop important (cf. Chapitre 4). De plus, il est politiquement difficile voire impossible d'ajuster le tarif d'achat à la baisse en cas d'envol des quantités produites par rapport au niveau de production recherché. Certes, l'ajustement du prix en fonction de la réponse des producteurs serait théoriquement possible, mais dans un environnement neutre. En pratique, il se révèle difficile à opérer pour des raisons politiques et institutionnelles, ce qui ne permet donc pas d'ajuster les quantités (Lévêque, 1996).

Cependant, lorsque les courbes de coût de dépollution ne sont pas connues, les tarifs d'achat garantis, en fixant le prix d'achat des kWh produits, offrent par définition un contrôle sur le coût unitaire des mesures à mettre en œuvre que l'approche par les quantités ne permet pas. Certes, l'approche par les prix ne permet pas a priori un contrôle du coût global de

dépollution, mais, en plafonnant le coût marginal, les tarifs d'achat fixent une limite aux projets à mettre en œuvre et élimine ainsi les options trop coûteuses.

En résumé, la politique de prix garantis présente une grande simplicité de mise en œuvre sur le plan administratif. En revanche, elle s'est révélée coûteuse en subventions par les producteurs et les acheteurs d'électricité, contrepartie directe de son impact positif sur la production d'énergie renouvelable. Elle n'offre, de plus, que peu de marges de contrôlabilité du budget des producteurs et consommateurs d'électricité dédié aux subventions.

### II.2.2. Appels d'offres

En terme de coûts de gestion administrative, les systèmes d'enchères concurrentielles se révèlent être une procédure coûteuse en raison principalement de la complexité de leur mise en œuvre sur le plan administratif (Mitchell, 1995). « *Competitive biddings [...] have relatively high costs of developing the instrument, as well as negotiating and approval cost* » (Van Dijk et al., 2003) (cf. Tableau 1). Les coûts inhérents au lancement des offres et à leur sélection ne doivent donc pas être sous-estimés dans l'évaluation du coût global de la politique.

En revanche, l'approche par les appels d'offres permet de limiter le risque d'alourdissement inattendu du coût collectif car l'organisation d'enchères successives autorise un contrôle total sur les quantités et donc indirectement sur le volume de subventions. La possibilité de contrôler le volume des subventions versées à la production d'électricité renouvelable est un avantage important. Sur ce plan, cette approche par les quantités permet une meilleure maîtrise du coût collectif en organisant une progression par étapes qui révèle progressivement la forme de la courbe de coûts. Un résultat comparable pourrait théoriquement être obtenu avec des prix d'achat garantis, mais, comme il vient d'être dit, le système est institutionnellement rigide, empêchant de maîtriser son évolution.

A l'inverse, l'approche par les quantités ne permet pas, si la forme des courbes de coût n'est pas connue, de savoir *a priori* quelles solutions techniques devront être employées pour atteindre la réduction de pollution visée. Le coût marginal des options techniques à mettre en œuvre n'est pas connu, et a fortiori, le coût global de réduction de la pollution.

Toujours par comparaison avec le système de prix garantis, la quantité d'électricité renouvelable résultant de la procédure d'enchères concurrentielles est donc ici connue a priori<sup>5</sup>, voire révisable à la baisse lors des rounds suivants si le niveau des coûts obtenu le justifie. Par contre, la forme de la courbe de coût n'étant pas connue avec précision, le coût marginal ainsi que le coût global de réalisation de l'objectif sont ici aussi incertains.

### *II.2.3. Systèmes de quotas échangeables*

L'intérêt théorique en terme d'efficacité allocative (cf. supra) des systèmes de quotas échangeables ne doit cependant pas masquer les difficultés que soulève la création d'un marché. Pour permettre cette allocation, un système de quotas échangeables nécessite que de nouvelles fonctions soient assurées (cf. Chapitre 4) - la certification des producteurs d'électricité renouvelable, l'enregistrement des échanges, la comptabilisation et le contrôle avec imposition de pénalités en cas de non-respect des obligations - qui induisent des coûts d'administration importants. La création d'une infrastructure de marché, préalable nécessaire au bon fonctionnement du système de quotas échangeables, est donc source de coûts de gestion administrative loin d'être négligeables (cf. Tableau 1).

Avec le système des quotas échangeables, les quantités sont directement contrôlées. Les dépenses sont directement financées par les opérateurs soumis à l'obligation, ce qui constitue un avantage conséquent en terme d'acceptation publique. Comme dans le cas des systèmes d'enchères concurrentielles, ce coût dépend alors du niveau de l'objectif fixé, étant donné le gisement en renouvelable du pays et le rythme de croissance alors imposé à l'installation des capacités renouvelables. En effet, l'imposition d'une obligation trop élevée se traduirait alors par un surcoût pour les opérateurs et les consommateurs d'électricité (cf. infra). Cependant, pour un objectif donné, le mécanisme des quotas échangeables mène clairement à l'efficacité allocative pour la société (Finon et Menanteau, 2003).

De plus, si le système de quotas échangeables comprend une pénalité en cas de non atteinte de l'objectif spécifié à l'opérateur, cet instrument purement quantité à l'origine se

---

<sup>5</sup> sous réserve que le nombre de candidats répondant à l'appel d'offres soit suffisant pour atteindre la capacité visée et qu'il n'y ait ni défection, ni défaut de réalisation après sélection (cf. NFFO britannique, Chapitre 2).

prévaut alors de certaines qualités des instruments prix. En effet, en fixant un prix plafond au delà duquel l'opérateur soumis à l'obligation aura plus intérêt à s'acquitter de la pénalité qu'à produire ou se procurer une production effectuée avec un coût marginal supérieur, cet instrument limite, comme dans le cas des tarifs d'achat garantis, le coût des capacités à installer. Ce nouvel instrument offre donc des résultats très satisfaisants en matière de contrôlabilité des coûts collectifs.

L'approche par les systèmes de quotas échangeables est donc, avec les appels d'offres, la plus efficace pour contrôler le coût des politiques incitatives, car la fixation de quotas successifs autorise un contrôle indirect du coût marginal de production et donc du coût global. L'imposition d'une pénalité permet de surcroît de limiter directement le coût marginal.

**Tableau 1 : Coûts de gestion administrative**

	Infrastructure administrative	Développement de l'instrument	Mise en œuvre et contrôle
Tarifs d'achat			
Appels d'offres			
Quotas échangeables			

Source : Van Dijk et al., 2003. Adapté par nos soins.

Certes, contrairement aux approches basées sur les quantités, les tarifs d'achat fixent une valeur maximale au coût marginal des options qui seront mises en œuvre et garantissent d'une certaine façon que les coûts unitaires resteront dans des limites raisonnables. Cependant, le coût global de réalisation de l'objectif étant le produit  $p \times Q$ , la fixation d'un tarif d'achat mal estimé se traduit alors par une forte production d'électricité d'origine éolienne et un volume de subventions très important. En revanche, l'approche par les quantités permet de limiter ce risque car l'organisation d'enchères successives ou la fixation de quotas progressifs (à la baisse ou à la hausse) autorise un contrôle total sur les quantités et donc *in fine* sur le volume de subventions.

### **II.3. Développement technologique des filières**

L'analyse de l'efficacité économique des instruments possède une autre dimension dans le domaine de la promotion des énergies renouvelables, celle de la possibilité de promouvoir des filières technologiques présentant des niveaux de maturité économique distincts. La problématique mise en avant ici est celle de la constitution d'un portefeuille de technologies propres, indépendamment de leur coût de production actuel, mais en pariant sur les progrès techniques à venir.

En matière d'environnement, certaines décisions revêtent un caractère irréversible, au sens où l'ensemble des choix futurs est réduit suite à cette décision. Celle-ci présente donc un coût spécifique qu'il convient de prendre en compte dans l'évaluation de la rentabilité des projets pour ne pas favoriser le choix des décisions irréversibles. C'est ce que Claude Henry (1974) a mis en évidence sous le terme d'« effet d'irréversibilité ». A ce coût associé à la décision irréversible correspond donc un gain de la décision flexible, résultant de la possibilité d'utiliser l'information future étant donné que l'ensemble des choix a été préservé. Ce gain est couramment appelé « valeur d'option » (Henry, 1974) ou « valeur de quasi-option » (Arrow et Fischer, 1974).

Appliquée à notre thème de recherche, cette valeur correspond à la faculté d'un instrument de soutien à promouvoir l'investissement dans toutes les filières renouvelables afin de ne pas bloquer le développement de celles affichant aujourd'hui une moindre rentabilité, mais pouvant se révéler économiquement plus efficaces à l'issue de leur processus de changement technique.

Dans le but d'intégrer ces éléments d'analyse à notre démarche d'évaluation comparative de l'efficacité des instruments, nous étudions ici comment les mécanismes allocatifs des instruments permettent de prendre en compte l'hétérogénéité des différentes filières renouvelables. Etant donné la diversité de leur niveau de maturité actuelle, chaque filière requiert en effet un niveau de soutien différent pour les faire progresser sur leur courbe d'apprentissage.

### *II.3.1. Tarifs d'achat garantis*

Dans la même logique de limitation des rentes que celle ayant mené à la différenciation des tarifs d'achat selon le productible du site, le mécanisme d'allocation des tarifs d'achat garantis peut également permettre d'intégrer aisément l'hétérogénéité des coûts de production des différentes filières. Ainsi, afin d'éviter de promouvoir uniquement les filières les plus proches de la compétitivité économique, il est possible de définir des niveaux de tarifs différents pour chaque filière.

Cette différenciation des tarifs nécessite certes une plus grande réflexion des pouvoirs publics pour la fixation des prix d'achat propres à chaque technologie, mais ne renchérit pas les coûts d'administration du traitement des dossiers par la suite. Conformément aux mécanismes de contrôle du coût collectif de cet instrument étudiés ci-dessus, la déclinaison des tarifs permet de fixer une limite au coût marginal de production de l'électricité verte par filière renouvelable tout en accordant un soutien effectif, puisque calibré, à chacune.

### *II.2.2. Appels d'offres*

Comme dans le cas du mode de soutien précédent des tarifs d'achat garantis, il est possible de distinguer les appels d'offres par type de technologie. Le mécanisme d'allocation reste le même que dans la version reposant sur un quota indifférencié, mais s'applique alors à des quotas plus précis en terme de développement des renouvelables. En d'autres termes, le design de l'instrument peut être adapté pour organiser, sur chaque filière, une progression par étapes qui révèle progressivement la forme des courbes de coûts.

La désagrégation de l'objectif quantitatif en objectifs spécifiques par filière n'entrave par conséquent pas les mécanismes de fonctionnement de l'instrument, conférant la même efficacité économique en terme de maîtrise des quantités (cf. supra) à ce niveau plus ciblé de promotion des renouvelables. Cependant, cette pratique multiplie la catégorisation des appels d'offres lancés par le gouvernement, augmentant les coûts liés à leur mise en œuvre et à leur traitement pour les pouvoirs publics.

Grâce à la différenciation des enchères concurrentielles par bande, la concurrence entre technologies proches de la maturité et filières situées à un stade moins avancé de leur développement technologique est évitée.

### *II.2.3. Systèmes de quotas échangeables*

Avec cet instrument, les investissements s'effectuent d'abord 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 serait 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 liquidité du marché des certificats et d'entraîner des coûts de gestion importants.

Une telle pratique comporte de forts risques de volatilité découlant de la réduction de la taille du marché sur lequel s'échangent les quotas et altérant l'efficacité de l'instrument étudiée plus haut. La segmentation du marché ne peut donc être considérée comme une réponse satisfaisante à la prise en compte de l'hétérogénéité des technologies renouvelables.

## **II.4. Incitation à la baisse des coûts**

Dans le cadre de l'analyse de l'efficacité statique, l'examen de l'incitation à la baisse des coûts concerne l'évaluation des performances des instruments de soutien en terme d'incitation à l'adoption des meilleures technologies disponibles, le niveau de développement technologique étant fixé. Une analyse de l'incitation à la baisse des coûts en dynamique,



c'est-à-dire en intégrant le progrès technique, sera réalisée dans le dernier chapitre de cette partie (cf. Chapitre 9).

#### *II.4.1. Les tarifs d'achat garantis*

En ce qui concerne les tarifs d'achat garantis, le mécanisme d'attribution des subventions à la production ne place pas les producteurs/développeurs de projet en situation de concurrence. Non seulement ces derniers connaissent le niveau du prix d'achat de l'électricité d'origine renouvelable, mais en plus, tous peuvent en bénéficier du fait de l'obligation d'achat associée à ce dispositif de soutien. Par conséquent, tous les producteurs/développeurs dont les coûts de production sont inférieurs au tarif pratiqué ont intérêt à produire. Dans ces conditions, l'incitation à la baisse des coûts exercée par les systèmes de tarifs d'achat garantis est faible. Cependant, même si les producteurs/développeurs ne sont pas contraints par l'instrument à adopter les technologies les plus efficaces, ils n'en recherchent pas moins à maximiser leur rente et donc l'efficacité de leur mode de production.

#### *II.4.2. Les appels d'offres*

Avec les systèmes d'enchères concurrentielles, les producteurs/développeurs de projet sont, à l'inverse des tarifs d'achat garantis, soumis à un fort climat concurrentiel. Les mécanismes d'attribution des aides à la production, via les rounds d'enchères, les contraignent de fait à rechercher les techniques de production les plus efficaces afin de proposer le prix d'enchères le plus bas possible. Dans ces conditions, l'incitation à la baisse des coûts exercée par les appels d'offre est forte. Elle se traduit par l'adoption des meilleures techniques disponibles puisées au plan national ou international.

#### *II.4.3. Les systèmes de quotas échangeables*

Dans le cas des systèmes de quotas échangeables, les opérateurs contraints supportent directement les coûts associés au respect de leur quota de production en électricité d'origine renouvelable. Par conséquent, ils sont fortement incités à rechercher les productions les moins coûteuses, et ce, quel que soit le mode choisi pour se procurer la quantité d'électricité verte

imposée. Ainsi, dans le cas de l'autoproduction via l'intégration verticale de l'activité de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, les opérateurs électriques contraints cherchent à adopter les technologies disponibles les plus efficaces. Si l'opérateur choisit de remplir son obligation par contrats bilatéraux avec les producteurs ou par achat de certificats verts sur le marché, cette incitation à la baisse des coûts est reportée directement sur les producteurs/développeurs de projets. Ainsi, dans toutes les configurations des systèmes de quotas échangeables, l'incitation à la baisse des coûts exercée par l'instrument, via l'adoption des meilleures technologies disponibles, est forte du fait que les surcoûts inhérents à la production d'électricité verte sont directement supportés par les opérateurs soumis à l'obligation.

### **III. Conclusion**

Les résultats concernant l'analyse comparative de l'efficacité économique statique font donc apparaître un avantage certain pour les instruments quantités. Non seulement ils permettent un meilleur contrôle des coûts pour la collectivité, via notamment la possibilité d'ajuster les quantités mises aux enchères ou imposées aux opérateurs, mais en plus, ils incitent fortement à la baisse des coûts de production du fait de la mise en concurrence directe des opérateurs. Celle-ci se traduit, dans le cas des appels d'offres, par la révélation progressive de la courbe de coût marginal de production et, pour les systèmes de quotas échangeables, par l'égalisation des coûts marginaux, synonyme d'efficacité allocative maximale. Toutefois, il convient de souligner l'importance des coûts administratifs inhérents à la mise en œuvre et au fonctionnement de ces deux dispositifs.

A l'inverse, l'analyse conclut à la supériorité des tarifs d'achat garantis concernant l'aide au développement différenciée selon les filières. Cet atout, loin d'être négligeable en terme de valeur d'option et d'irréversibilité, est tout de même à comparer avec les faibles performances de l'instrument prix en matière d'incitation à la baisse des coûts et de coût d'atteinte de l'objectif.

Enfin, au niveau de l'efficacité environnementale, nos analyses concluent à la supériorité des politiques d'appels d'offres puisqu'elles permettent une atteinte programmée de l'objectif tout en autorisant, dans leur design même, la possibilité d'intégration des préférences collectives, en terme de protection des paysages notamment.

Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant (cf. Tableau 2).

**Tableau 2 : Modes de soutien et efficacité économique statique et environnementale**

	Efficacité économique statique				Efficacité environnementale	
	Minimisation du coût de réalisation de l'objectif	Contrôlabilité des subventions	Aide au développement de filières de maturité différente	Incitation à la baisse des coûts	Respect de l'objectif	Répartition territoriale
<b>Tarifs d'achat garantis</b>	Faible contrôle de la rente allouée aux producteurs	Contrôle du coût marginal des installations mais pas de maîtrise des dépenses	Différenciation aisée du niveau du soutien selon degré de maturité	Faible : climat peu concurrentiel	Non assurée	Homogène
<b>Appels d'offres</b>	Révélation progressive de la courbe de coût	Contrôle des quantités et possibilité d'ajustement de la progression des objectifs	Différenciation aisée du niveau du soutien selon degré de maturité mais risque de renchérissement des dépenses.	Forte : climat très concurrentiel	Programmée	Possibilité d'intégrer des critères de préférences collectives (protection des paysages)
<b>Quotas échangeables</b>	Efficacité allocative : égalisation des coûts marginaux	Contrôle des quantités et possibilité d'ajustement de la progression des quotas. Contrôle du coût marginal en sus si pénalité	Différenciation non souhaitable car contraire au bon fonctionnement du mode de soutien	Forte quel que soit le mode de fonctionnement effectif de l'instrument	Programmée mais risque de non atteinte car pénalité revient à un prix de non respect	Risque de spécialisation régionale et d'encombrement des sites à fort potentiel

## **CHAPITRE 8**

### **ANALYSE COMPARATIVE DE L'EFFICACITE TRANSACTIONNELLE DES INSTRUMENTS**

Que ce soit dans le cadre des tarifs d'achat garantis, des appels d'offres ou encore des systèmes de quotas échangeables, la valorisation de la production d'électricité d'origine renouvelable nécessite une opération de transaction entre l'opérateur souhaitant bénéficier du soutien en vigueur et un des acteurs du secteur électrique, voire directement l'autorité publique. Les caractéristiques de cette opération sont fondamentales dans le cadre de notre recherche puisqu'elles régissent le cadre contractuel du mode de soutien, et plus précisément définissent son rapport risque / rentabilité.

Les trois systèmes d'incitation présentent des qualités différentes au niveau des garanties offertes aux investisseurs et aux développeurs de projets, que ce soit en terme de financement des surcoûts, de limitation des risques de débouchés de l'électricité produite ou encore de rentabilisation des projets. Ces caractéristiques sont primordiales à l'établissement des relations contractuelles permettant d'encadrer les débouchés et la valorisation économique d'un nouvel équipement tout en limitant les risques de prix et de déstabilisation des subventions.

De ce point de vue, la comparaison des dispositifs d'incitation dans les termes de l'économie des coûts de transaction permet de donner un éclairage complémentaire à l'approche par les coûts de production et l'efficacité allocative pour expliquer l'« efficacité environnementale » des dispositifs (cf. chapitre 7). Leur prise en compte au côté des divers coûts de production est essentielle puisque leurs impacts sont loin d'être négligeables en matière d'incitation à l'investissement.

## **I. Le cadrage de la démarche de comparaison par les coûts de transaction**

Comme le pose la démarche de la théorie des coûts de transaction (Williamson, 1985), l'importance de ces coûts peut aller jusqu'à entraver la mise sur pied des « arrangements institutionnels » nécessaires à l'engagement des développeurs dans les investissements. Ici, dans le cadre d'une politique publique de promotion des renouvelables, le développement de nouveaux projets est donc menacé si ces coûts ont été sous-estimés, voire omis par les pouvoirs publics.

L'un des concepts-clés de la théorie des coûts de transaction (TCT) est le risque de « hold-up » sur un investissement effectué par un agent engagé dans une série de transactions avec un ou plusieurs autres agents, investissement présentant un caractère spécifique à ces transactions. Pour que l'agent le plus engagé par la transaction, en raison de la réalisation de cet investissement, concrétise son engagement, il faut que des garanties contre l'« opportunisme » des acheteurs lui soient apportées ex-ante à la réalisation de l'investissement (Williamson, 1985)<sup>1</sup>. De façon aussi importante, si des garanties complètes ne lui sont pas apportées en cas de changement dans l'environnement technologique et économique de la transaction, il faut que des modalités de renégociation soient prévues pour limiter les risques de rupture de contrat du côté des acheteurs. L'approche en termes de coût de transaction prend également en considération le rôle de l'environnement institutionnel (droit des contrats, droit de la concurrence, qualité des juridictions) comme élément de garanties et de consolidation des transactions.

Plus encore dans le cadre des politiques publiques et des réformes, la Nouvelle Economie Institutionnelle, dans laquelle s'inscrit la TCT (North, 1990), met en avant le rôle de l'environnement institutionnel élargi incluant la constitution, le type de régime politique, les structures politico-administratives, la culture, etc., pour expliquer la pérennité d'un type de politique publique, la crédibilité et la viabilité des réformes sectorielles dans un pays (Levy et

---

<sup>1</sup> L'opportunisme, hypothèse de comportement des agents, est aussi un des concepts-clés de la théorie des coûts de transaction pour expliquer la nécessité d'encadrer le développement d'actifs spécifiques par des contrats, voire par l'intégration verticale (hiérarchie), mais aussi la difficulté de concevoir des contrats, envisager précisément les clauses d'ajustement et de renégociation, préciser les modalités d'arbitrage. L'opportunisme du partenaire le moins engagé dans la transaction peut l'inciter à sortir du contrat si les conditions de marché lui ouvrent des perspectives de gains plus élevés que les coûts de sortie du contrat. On parle aussi d'opportunisme passif quand les conditions générales de marché conduisent les agents achetant la production d'un producteur à la payer en dessous du niveau de récupération du capital de celui-ci.

Spiller, 1995). Ceci nous permet d'introduire ici la notion de crédibilité de l'engagement public par rapport au dispositif d'incitations à l'investissement en unités de production à base d'énergies renouvelables, crédibilité qui se jouera par exemple par le maintien des tarifs d'achat pour les investissements déjà effectués, ou des contrats de long terme dans le système d'appel d'offre, ou encore par la prévisibilité du système de renforcement de quotas dans le système des certificats verts, etc.

Toujours dans le cadre offert par la théorie des coûts de transaction, on peut, à la suite de Goldberg (1976), conceptualiser l'intervention publique par les trois voies considérées en termes de contrats réglementaires. A propos de la réglementation des monopoles de services publics, Goldberg dénonce la possibilité d'encadrer l'offre des biens fournis en monopole naturel par le marché des contrats de concession, en supprimant les autorités de réglementation, comme le proposait Demsetz (1972), en raison des difficultés à concevoir un contrat de concession complet sans surveillance réglementaire ex-post et de l'impossibilité de sélection par un multicritère complexe. Ainsi, en reprenant la structure transactionnelle du monopole, vendant le même bien à une foule diversifiée d'utilisateurs sous obligation de fourniture et d'équité redistributive, il apparaît plus rationnel en termes de coût de transaction que les consommateurs-citoyens délèguent à une autorité publique le soin d'organiser et de standardiser les relations entre eux et le monopole en tenant compte de ses obligations. C'est ce qu'il dénomme contrat réglementaire.

On retrouve une structure transactionnelle voisine pour les politiques publiques de développement des énergies renouvelables pour préserver l'environnement. L'analyse dans les termes de la TCT conduit d'abord à distinguer trois groupes d'agents principaux :

- l'Etat ou le régulateur qui définit l'engagement public en vue de la fourniture d'un bien collectif par le développement de la production d'énergie renouvelable,
- les agents sur lesquels vont porter l'obligation d'achat ou l'obligation de détenir un portefeuille d'électricité physique (ou contractualisée) produite à partir de sources renouvelables,
- les producteurs candidats à l'investissement.

En considérant ces trois types d'agents, on peut envisager en première approche d'organiser ce développement sur la base de milliers de contrats entre les producteurs

d'électricité certifiée verte et les consommateurs disposés à payer. Cela fait cependant apparaître trois difficultés transactionnelles :

- les coûts de transaction afférents (cf. les expériences de tarification verte, Chapitre 3),
- le risque de sous-estimation de la préférence collective pour la préservation des biens collectifs, qui conduit à des recettes insuffisantes pour que des développeurs se risquent à investir,
- et l'inévitable problème du *free-riding*, qu'il faut compenser par des mécanismes à coût transactionnel élevé.

Il paraît donc préférable d'unifier les relations autour de l'enjeu de préservation d'un bien environnemental, en déléguant le pouvoir d'agir à une autorité publique. Cela constitue le premier contrat réglementaire qui inclut les modalités du financement du coût du support financier aux énergies renouvelables.

Ce premier contrat réglementaire se double d'un second contrat réglementaire, ou plus précisément d'un contrat de délégation de la politique à mener aux acheteurs obligés d'électricité de projets en énergies renouvelables. Ce second contrat implicite découle du premier contrat réglementaire. Il diffère dans les trois voies considérées ici : l'obligation d'achat combinée aux tarifs d'achat garantis, les appels d'offre combinés à des obligations d'achat contractualisé, et les quotas échangeables.

- Dans le cas des tarifs d'achat, le second contrat de délégation fait que les acheteurs sont mandatés pour reprendre l'électricité à un tarif bien défini et plus élevé que le prix du marché ordinaire de l'électricité. Mais cette obligation est compensée contractuellement par des modalités de remboursement des surcoûts pour les repreneurs par un fonds spécial abondé par une taxe sur l'ensemble des kWh produits ou transportés. Celle-ci se reporte mécaniquement sur les acheteurs d'électricité ordinaire : elle fait partie du premier contrat réglementaire.

On notera que cette délégation est définie à l'avance en prix, mais pas en quantité puisque les entreprises mandatées ne savent pas *a priori* quelles quantités elles devront acheter. De plus les achats n'ont pas à se concrétiser par



un contrat formel, sauf pour les conditions techniques et pratiques de règlement (cf. infra).

- Dans le cas des appels d'offre combinés à des contrats de long terme, le second contrat réglementaire est voisin du précédent : délégation aux réseaux locaux de reprendre l'électricité aux prix définis dans les contrats sélectionnés, compensation du surcoût par un fonds spécial abondé par une taxe sur les kWh de façon identique, report du coût sur l'ensemble des kWh. On notera que cette délégation n'est pas définie à l'avance en prix, ni en quantité. De plus par définition cette démarche recourt au montage d'un véritable contrat d'achat, consolidé par la réglementation, précisant prix et durée contractuelle.
- Dans le dispositif des quotas échangeables, la délégation vers les acheteurs obligés s'opère *ex-ante* en quantité, mais pas en prix. De plus, dans beaucoup de dispositifs nationaux, elle n'inclut pas de mécanismes de compensation, soit parce que ces acteurs disposent d'un segment de clients captifs sur lesquels ils peuvent reporter leur surcoût, soit parce qu'ils sont en concurrence et supportent des obligations unitaires identiques. On notera que, contrairement aux deux autres dispositifs, celui-ci ne conduit pas les acheteurs à mettre sur pied un seul type d'arrangements institutionnels avec les producteurs, comme dans les deux cas précédents, mais leur laisse la possibilité de choisir entre le marché, le contrat et la hiérarchie. Enfin le système de pénalité prévu dans ce contrat implicite a pour fonction de le consolider, en incitant les acheteurs soumis aux quotas à les respecter, mais sans les obliger à des efforts trop coûteux ; leurs coûts marginaux ne devant pas dépasser le niveau de la pénalité.

A présent, le repérage des attributs des relations transactionnelles entre les acteurs concernés permet d'analyser si les « structures de gouvernance », destinées à encadrer les transactions dans chaque dispositif (contrats réglementaires d'un côté, contrats développeur-acheteurs de l'autre), sont efficaces. Trois éléments vont principalement influencer l'efficacité de chaque dispositif et l'ampleur des coûts de transaction qui vont conduire à préférer un dispositif plutôt qu'un autre :

- la teneur des relations contractuelles entre producteur et acheteur d'électricité verte qui résulte du dispositif institutionnel lui-même,

- la mutualisation des risques liés à la gestion en temps réel des productions difficilement programmables dans des environnements institutionnels désormais libéralisés des marchés électriques,

- et la prévisibilité et la stabilité du cadre incitatif (c'est-à-dire des contrats réglementaires).

Ces trois éléments varient en effet largement d'un instrument à l'autre.

## **II. Les coûts de transaction pour les producteurs et acheteurs d'électricité verte**

On se place ici du point de vue du développeur de projets en énergies renouvelables. De façon générale, les coûts de transaction correspondent aux coûts liés à la recherche et à la mise en œuvre des relations contractuelles pour les investisseurs individuels, du fait de la non-disponibilité immédiate de toute l'information nécessaire à la transaction. Ils recouvrent les coûts de recherche de contractant, de négociation, de consultations d'experts et d'avocat, de contrôle, ou encore les coûts d'opportunité que sont le temps et les ressources consacrés à la réalisation de la transaction. Après signature du contrat, ils comprennent les coûts de surveillance du contrat, les coûts d'ajustement du contrat forcément incomplet en fonction des clauses prévues à cet effet, d'éventuelles renégociations et d'arbitrage en cas de conflits. Tous ces coûts vont dépendre du dispositif de soutien adopté, chacun engendrant des relations contractuelles explicites ou implicites dont le mode de fonctionnement est particulier au dispositif.

### **II.1. Tarifs d'achat garantis**

Dans le système de tarifs d'achat garantis, le cadre transactionnel régissant les contrats offre à la fois clarté et simplicité aux producteurs « verts ». On doit à Langniss (2002) d'avoir souligné le premier le fait que ces transactions reposent plus sur les contrats réglementaires implicites, fondant l'engagement des pouvoirs publics, que sur le contrat privé liant les deux acteurs. Les premiers permettent de réduire par conséquent tous les coûts liés à sa mise en place et à son suivi. Avec l'imposition, par la réglementation, d'un contrat aux clauses centrales les plus protectrices qui soient (obligation d'achat, niveau du prix d'achat, durée au-delà du *pay back time*) aux acheteurs obligés pour aider les producteurs d'électricité verte, aucune recherche d'information ni de négociation n'est nécessaire pour la vente d'électricité et pour la recherche et la mise en place du contrat. Les coûts de transaction inhérents à l'instrument des tarifs d'achat garantis sont donc très faibles pour les producteurs d'électricité de source renouvelable.

Il supprime toute recherche de contractant puisque le cadre législatif impose l'achat de l'électricité produite au distributeur régional ou gestionnaire de réseau exerçant son activité sur le lieu de desserte du producteur. Il fixe également les prix d'achat et la durée minimale de toutes les transactions individuelles entre le producteur et l'opérateur de réseau soumis à l'obligation d'achat. Seules les modalités techniques du contrat, concernant l'échéancier des paiements, les coûts de raccordement aux réseaux, le système de mesure de la production d'électricité verte et les réglages techniques, font l'objet d'un contrat privé entre les deux parties.

En terme de structure de « gouvernance », Langniss (2002) propose d'interpréter le dispositif des tarifs d'achat garantis comme relevant de la « hiérarchie », selon l'une des trois catégories principales d'arrangements institutionnels proposés par Williamson : le marché, la forme hybride du contrat ou la « hiérarchie » (l'intégration verticale). L'opérateur de réseau agit comme un agent de l'Etat chargé d'enlever l'électricité verte produite dans sa zone<sup>2</sup>. Comme indiqué, le complément de cette obligation est l'engagement que prend l'Etat de compenser l'opérateur pour le surcoût de l'électricité verte, via des canaux de financement particuliers à mettre en place (fonds publics abondés par une taxe sur les kWh produits ou transportés).

## II.2. Appels d'offres

Avec le système des enchères concurrentielles, les démarches et coûts liés à la mise sur pied de la réponse à l'appel d'offres, relevant souvent d'un multicritère, sont lourds. Les coûts de transaction *ex ante* (c'est-à-dire avant la signature du contrat d'achat) comprennent tous les coûts de constitution et de suivi du projet proposé en réponse à l'appel d'offres des pouvoirs publics, puis les coûts de mise sur pied du contrat et des procédures d'autorisation après sélection. Ils sont bien évidemment comptabilisés et intégrés au prix d'enchères proposé par l'investisseur, mais ils ne seront récupérables que si la proposition est retenue. Dans le cas contraire, ils restent à la charge du candidat non sélectionné, ce qui représente un risque non négligeable pour les participants ; chaque unité étant de petite taille, il y a peu d'effet de taille pour réduire les coûts unitaires. Il en est de même après sélection pour la définition des termes

---

<sup>2</sup> « Concerning the grid operator's role [...], he can be regarded as an agent of the state especially if grid operation – the main business of grid-operator – is subject to public regulation » (Langniss, 2002).

du contrat de vente et les longues procédures d'autorisation d'implantation (voir pour la Grande Bretagne, Mitchell, 2000). Seuls parmi les coûts *ex-ante*, les coûts liés à la recherche d'un contractant sont effacés du fait de l'obligation d'achat imposée au détenteur du réseau local. Les coûts *ex-post* sont aussi réduits par le dispositif législatif qui précise la durée ainsi que le niveau du prix du kWh produit qui sera celui proposé sur la durée du contrat. Cet aspect ne nécessite donc aucune surveillance, ni renégociation.

Par conséquent, c'est en amont de cette transaction bien spécifiée que l'accès au mécanisme d'aide à la production est nettement plus complexe, et donc plus coûteux et risqué, pour le producteur que le système des tarifs d'achat. Seuls les coûts de recherche d'information peuvent être réduits au fil des *rounds* d'enchères, car les résultats et les modalités de sélection constituent des sources d'information sur la décroissance du niveau des prix proposés pour les projets retenus (cf. chapitre 4). Ces coûts et ces risques affectent l'efficacité de l'instrument de soutien en décourageant les investisseurs de s'engager dans la constitution coûteuse de dossiers de réponse aux appels d'offres lancés pour s'orienter vers des projets hors énergie renouvelable dont la réalisation sera moins incertaine.

### II.3. Systèmes de quotas échangeables

Comme nous le précisons dans la présentation du mode de fonctionnement de l'instrument (cf. Chapitre 3), les fournisseurs se voyant imposer une obligation de production/consommation d'électricité d'origine renouvelable ont la possibilité de remplir leur obligation en choisissant, alternativement ou simultanément, entre trois types d'arrangements institutionnels :

- le recours au marché, en achetant le montant approprié de certificats verts,
- des contrats privés de long terme avec un producteur pour la quantité d'électricité verte imposée,
- et la production par ses propres unités qu'il installerait.

Le type d'arrangement choisi est laissé au libre choix de l'acteur obligé, contrairement aux deux instruments précédents qui conduisent de façon intrinsèque à choisir le contrat explicite (appel d'offres) ou implicite (tarifs d'achat) : « *This implies especially that the regulatory contract does not fix any provisions in any dimension of the transaction between*

*the obliged electricity operator and the generator* » (Langnis, 2002). Pour crédibiliser le dispositif aux yeux des opérateurs soumis aux quotas, le régulateur peut décider d'un encadrement des prix par la fixation de prix plafond et plancher. Les opérateurs bénéficient alors d'un cadre financier un peu plus sûr, disposant d'une fourchette plus ou moins large dans laquelle ils pourront établir une première évaluation du coût de respect de leurs quotas.

Parmi les deux types d'acteurs directement concernés par ce mode de soutien (opérateurs contraints et développeurs), ceux les plus engagés dans les transactions sont évidemment les développeurs qui doivent chercher à éviter l'opportunisme (actif ou passif) des parties acheteuses. Dans un contexte de marché nécessairement volatile, ils ont intérêt à se garantir contre le hold-up en recherchant des transactions de long terme à prix garantis. De leur côté, les acteurs contraints sont soumis aussi à la forte incitation des quotas qu'ils doivent chercher à respecter au moindre coût, en limitant leurs risques à court et à long terme.

Comme pour tous les instruments de politique environnementale basés sur les mécanismes de marché, le risque inhérent aux systèmes de quotas dépend de la taille du marché et donc du nombre d'acteurs (acheteurs et vendeurs) concernés par cette politique, avec tous les risques de volatilité des prix que cela comporte. Dans le cas des quotas échangeables d'électricité verte, le nombre d'acheteurs sera plus ou moins grand selon le type d'acteurs sur lequel porte l'obligation. Même dans le cas qui serait le plus favorable à la liquidité du marché, celui où les quotas porteraient sur les consommateurs (puisque'ils sont infiniment plus nombreux que les autres acteurs du secteur), les mécanismes de comptage et de vérification seraient si complexes que les obligations sont *de facto* assurées par les distributeurs en nombre beaucoup plus réduit. Les échanges de quotas vont donc, sauf exception, se réaliser sur des marchés nationaux de petite taille en attendant de possibles marchés régionaux comme pourrait l'être un jour le marché européen (cf. Chapitre 4), ce qui se traduira par une volatilité élevée du prix des certificats. On ajoutera que, pour les producteurs « verts », ce risque-prix sur les certificats verts se double des incertitudes sur le marché de gros de l'électricité où ils vendent leur électricité physique à côté du marché de « certificats verts ».

Le libre choix de l'arrangement institutionnel par le développeur et l'acheteur prend ici tout son intérêt puisque les risques de hold-up, par rapport à l'investissement en projets

d'énergie renouvelable réalisé par un développeur, diffèrent largement d'un arrangement à un autre. Le risque est élevé dans le cas de la vente de certificats verts et d'électricité sur le marché spot. L'adjonction d'un prix plancher et d'un prix plafond pour limiter la volatilité du marché est sans doute un élément favorable à son usage, mais celui-ci n'en restera pas moins limité à la recherche de flexibilité par les opérateurs supportant les quotas. Il est nettement plus réduit avec l'établissement de contrats de long terme entre les producteurs verts et les opérateurs contraints et un peu plus encore si ce dernier choisit de produire lui-même son électricité à partir de sources renouvelables via la création d'une filiale spécialisée.

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". C'est la raison pour laquelle le marché des certificats n'est pas appelé à encadrer principalement les transactions liées au développement des productions électriques à base d'énergies renouvelables. Les opérateurs soumis aux quotas vont rechercher des contrats longs ou développer eux mêmes les unités de production d'électricité verte, comme on peut l'observer là où existe une première expérience longue (voir le système des portefeuilles RPS au Texas analysé par Langniss, 2002). Ils rencontrent donc spontanément l'intérêt des développeurs. Reste seulement alors à définir l'équilibre contractuel sur le prix à garantir dans la durée, le partage du risque technologique, ainsi que celui du coût de l'intermittence pour les sources faiblement programmables.

En conclusion, l'instrument des tarifs d'achat garantis affiche clairement les coûts de transaction les plus bas en ce qu'ils offrent les contrats les plus complets aux investisseurs en énergies renouvelables. Les appels d'offres, quant à eux, présentent de bonnes conditions *ex post*, c'est-à-dire une fois le projet retenu, mais impliquent des coûts *ex ante* élevés et surtout très risqués puisqu'ils restent à la charge du développeur si son projet n'est pas sélectionné. Enfin, en ce qui concerne les systèmes de quotas échangeables, le niveau des coûts de transaction varie selon le mode contractuel utilisé : ils sont nuls dans le cas de l'intégration verticale, faibles lorsque l'opérateur obtient des contrats de long terme et élevés quand les transactions sont réalisées sur le marché des certificats.

### III. Coûts de production et de transaction associés à l'intermittence

La production intermittente pose le problème de l'ajustement instantané de la production horaire. Dans les termes de l'économie des coûts de transaction, la spécificité temporelle de l'actif de production intermittente non programmable doit conduire l'une ou l'autre partie au contrat d'achat à s'engager à assumer l'aléa de production *ex-ante*. Il s'agit en effet d'éviter les coûts de négociation en temps réel et de supprimer les risques de hold-up pouvant venir de cet aspect de production faiblement programmable. La clarté de la relation contractuelle, ou de toute règle externe, assure la prise en charge des coûts liés à cet aléa pour que le candidat à l'investissement puisse engager le développement de ses projets.

Dans le cas antérieur des monopoles verticalement intégrés, l'opérateur du système, qui bénéficie d'une information parfaite sur les caractéristiques de son parc de production, choisit chaque heure les unités de production qui vont être mobilisées pour satisfaire la demande au moindre coût d'exploitation. De même, il assure l'équilibre instantané entre l'offre et la demande, en mobilisant les réserves disponibles ou en recourant à des contrats interruptibles, de façon à maintenir en permanence la qualité de la desserte. La production intermittente est donc intégrée dans le système sans dissociation de ces ajustements qu'elle nécessite avec les ajustements horaires globaux. De plus, dans l'articulation court terme - long terme, la probabilisation des aléas météorologiques en période de pointe aidant, il est facile pour le monopole d'intégrer dans la programmation des investissements l'adjonction de capacités supplémentaires de réserve de pointe nécessitées par le caractère des équipements éoliens et d'en reporter les coûts sur l'ensemble des tarifs de vente. En d'autres termes, l'« organisation hiérarchique » permet de gérer au moindre coût la spécificité temporelle des actifs de production intermittente.

Sur les marchés électriques libéralisés, on perd sur ces deux avantages. Les acteurs doivent annoncer plusieurs heures à l'avance les quantités qu'ils envisagent d'injecter ou de soutirer sur le réseau. La logique concurrentielle conduit à individualiser en temps réel la responsabilité des acteurs du marché engagés dans des relations marchandes bilatérales ou multilatérales vis-à-vis de la stabilité générale du système. La difficulté vient de l'existence des multiples externalités relativement indémêlables entre transactions physiques du fait des caractéristiques spécifiques du produit électricité. La mutualisation des coûts techniques



d'ajustement associés à l'intermittence de la production à base de renouvelables n'est plus possible au plan des principes. Ce qui est bien établi est que l'opérateur du système ne détermine plus le dispatch économique optimal des unités de production : celui-ci résulte pour partie des relations contractuelles entre producteurs et acheteurs et pour partie de la confrontation des offres et des demandes anonymes organisées sur un marché. Un étage du marché organisé, le marché intra-journalier de l'équilibrage, est consacré à rassembler les offres horaires d'augmentation ou de diminution des injections des producteurs (ou en sens inverse des gros acheteurs) pour permettre au gestionnaire de réseau de recourir à ces moyens pour assurer, en temps quasi réel, l'équilibre du système.

Comme nous l'avons vu précédemment, les instruments d'incitation offrent des relations contractuelles différentes entre les producteurs d'électricité verte et les opérateurs du marché. Les conséquences en terme de gestion des coûts liés aux productions difficilement programmables sont donc diverses pour les producteurs verts, allant de la déresponsabilisation totale dans ce domaine à leur prise en charge entière et individuelle. Les caractéristiques de l'instrument croisent de façon précise les règles de responsabilisation des producteurs verts et les effets plus ou moins pénalisants des règles générales du marché d'équilibrage auquel le producteur serait éventuellement contraint de participer.

### **III.1. Les tarifs d'achat garantis et les appels d'offres**

Les mécanismes d'appels d'offres et de tarifs d'achat garantis ont en commun l'offre d'un contrat d'achat de l'électricité renouvelable pour toute la quantité produite à prix garantis par un opérateur soumis à l'obligation d'achat. Comme nous l'exposons ci-dessus, les producteurs contractants bénéficient alors d'une sécurité totale concernant la rentabilité de leur installation une fois ce contrat signé. Cette sécurité englobe également la prise en charge par l'acheteur des coûts liés à l'injection aléatoire sur le réseau des kWh produits.

En effet, les systèmes de prix garantis et d'appels d'offre vont de pair avec une obligation de reprise et une injection prioritaire de la production intermittente sur le réseau. Ils conduisent à reporter sur l'autre partie contractante, l'acheteur, les surcoûts d'ajustement liés à leur intégration sur les marchés libéralisés. Ainsi, dans le cas des tarifs d'achat garantis, c'est l'opérateur de réseau sur qui repose l'obligation d'achat (distributeur régional détenteur d'un

marché captif ou gestionnaire de réseau selon le design de l'instrument) qui est chargé d'assumer la gestion des coûts liés à l'ajustement des quantités injectées selon les règles du marché de gros de l'électricité (cf. infra). Dans le cas des enchères concurrentielles, les porteurs des projets sélectionnés dans l'appel d'offres n'ont également pas à se soucier des coûts de l'injection intermittente des quantités d'électricité verte produite dans le cadre de leur contrat, qui sont reportés sur l'acheteur.

On notera seulement que les coûts supportés par l'acheteur feront partie des surcoûts d'achat de l'électricité d'origine renouvelable qu'il est censé par ailleurs se faire financer par le fonds abondé par une taxe sur tous les kWh,. Cela constitue aussi une garantie de l'engagement de l'acheteur à respecter l'obligation d'achat.

### **III.2. Les systèmes de quotas échangeables**

Avec les systèmes de quotas échangeables, on est contraint de développer plus largement la question car ces systèmes se développent dans les industries électriques libéralisées par effet de congruence. Par conséquent, ils sont dépendants des règles des marchés électriques. De plus, ils varient selon le type d'arrangement conclu entre les producteurs et les acheteurs supportant les quotas : le marché des certificats, les contrats longs et l'intégration verticale. Le partage des coûts de l'aléa de production entre le producteur d'électricité verte et les autres agents (l'opérateur de système et l'ensemble des consommateurs d'électricité, ou encore les acheteurs supportant les quotas) dépend de deux facteurs :

- la réglementation de promotion des énergies renouvelables qui, pour la prise en charge du coût de l'aléa de l'intermittence, conditionne les modalités de prise en charge de ce coût par d'autres acteurs que les producteurs,
- et ensuite les règles du marché de gros et notamment l'organisation du marché de l'ajustement.

Cette organisation est aujourd'hui définie dans l'ignorance de la spécificité de la production faiblement programmable des unités de production à base d'énergie renouvelable. Ainsi en est il du délai entre la fermeture du marché (la *gate closure*) et la réalisation des transactions : alors qu'il pourrait techniquement être assez limité (1h), il peut être choisi plus

large par précaution (par exemple 4h, comme en Grande Bretagne en 2001), ce qui accroît le risque de décalage. L'organisation est aussi orientée par un objectif général d'efficacité visant à limiter les coûts généraux de l'ajustement, en obligeant les acteurs du marché à être proches de l'équilibre en temps réel entre leurs productions (ou de leurs achats de gros) et leurs ventes, par des règles de fixation des prix déconnectés des coûts réels de l'ajustement général. Cela signifie que les producteurs intermittents, qui sont difficilement à l'équilibre en temps réel, peuvent être pénalisés largement au-delà de la réalité des coûts globaux d'ajustement qu'ils entraînent collectivement (cf. Chapitre 1).

On considèrera deux cas: celui où les producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables sont sous le même régime que tous les autres producteurs d'électricité avec les trois types d'arrangements se présentant à eux pour vendre - le recours au marché des certificats verts, le contrat de long terme et l'intégration verticale -, et celui où la politique de promotion des renouvelables prend le pas sur les objectifs d'efficacité du marché électrique en matière de règles d'équilibrage.

### *III.2.1. Premier cas : des règles de marché défavorables à la production intermittente – le cas du NETA*

Les producteurs assument le coût de l'aléa en devant payer le gestionnaire de réseau qui gère l'équilibrage (à partir des offres faites sur le sous-marché qui lui est consacré) pour les coûts d'ajustement liés au déficit ou au surplus de production par rapport aux quantités qu'ils ont annoncées avant la clôture du marché, quelques heures avant la réalisation effective (la *gate closure*). C'est le cas britannique. On considèrera d'abord les pénalités que supportent les producteurs intermittents avant de considérer chacun des trois choix d'arrangement institutionnel afin de voir qui peut prendre en charge le coût de l'aléa météorologique.

Les modalités de fonctionnement du « *balancing mechanism* » du NETA (*New Electricity Trading Agreement*), conçues en théorie pour permettre la minimisation des coûts de l'ajustement et inciter les fournisseurs à ajuster plus strictement leurs achats et leurs ventes horaires, conduisent *de facto* à pénaliser la production intermittente largement au-delà des seuls coûts techniques qu'impose la variabilité de la production renouvelable. Les participants au marché de gros de l'électricité (offreurs ou acheteurs) doivent en effet annoncer par

anticipation leurs offres de production ou de consommation. Les premières années du NETA, cette annonce devait intervenir au plus tard à la "*gate closure*", trois heures trente avant la période d'échange physique. Si les opérateurs ne sont pas en mesure de (ou ne souhaitent pas) respecter les engagements qu'ils ont pris, il en résulte des déséquilibres que l'opérateur du système gère en faisant appel à des offres complémentaires spécifiques faites sur le "marché d'ajustement".

Pour ce faire, en complément des offres classiques faites la veille pour le lendemain, les participants qui le souhaitent peuvent soumettre des offres d'ajustement sous forme de propositions de prix pour une production plus importante / un enlèvement plus faible ou, au contraire, une moindre production / un enlèvement plus important. Si l'opérateur du système observe une demande trop importante par rapport à l'offre, il doit accepter des offres conduisant à résorber le déficit (production accrue / réduction de consommation), et inversement dans le cas où l'offre dépasse la demande.

Le recours à ces offres se traduit par un coût pour l'opérateur du système. Celui-ci est ensuite imputé aux participants à l'origine des déséquilibres par la procédure de règlement des écarts. Pour chaque participant, les volumes contractuels notifiés sont comparés aux volumes physiques effectivement injectés ou soutirés. Les écarts individuels qui en résultent correspondent à des surplus ou déficits d'électricité dans le système. La connaissance des écarts individuels permet alors de faire payer ceux qui sont à l'origine des déséquilibres pour rémunérer les opérateurs ayant contribué aux ajustements. Ce système entraîne des pénalités pour les producteurs qui ne sont pas en mesure d'anticiper de façon suffisamment fiable leur production de la veille pour le lendemain, voire jusqu'à l'heure de la *gate closure*, ce qui est le cas des producteurs éoliens.

Le système fonctionne sur la base d'un double prix de déséquilibre :

- le « *system buy price* » (SBP) est le prix moyen des offres acceptées pour une production accrue ou un soutirage moindre

- et le « *system sell price* » (SSP), le prix moyen des offres pour une moindre production ou un soutirage plus important.

Les prix de vente des surplus (le SBP) sont relativement faibles, alors que les prix d'achat de la production destinée à couvrir les déficits (le SSP) sont élevés. De façon générale

les producteurs sont "mal" payés pour la production livrée non contractualisée, et ils doivent payer "cher" pour la production contractualisée non livrée (C. Staropoli, 2001). Plus la différence entre les prix de déséquilibre est importante et plus la pénalité imposée aux producteurs intermittents est élevée.

Dans un système censé refléter les coûts réels qu'impose chaque participant au système (l'objectif du "*balancing mechanism*"), on pourrait s'attendre à ce que la pénalité supportée par la production intermittente corresponde au surcoût technique qu'elle occasionne, soit de 2.0 à 3.0 €/MWh (Menanteau et al., 2003). En se basant sur des données réelles de prévisions et de réalisation de la production éolienne, Milborrow (2001) a ainsi calculé que la pénalité effective imposée aux producteurs éoliens dans le cadre du NETA se montait à 7,5 €/MWh<sup>3</sup> lorsque la *gate closure* s'effectuait trois heures et demi avant, soit une pénalité économique très supérieure au niveau du coût technique évoqué précédemment. De plus, le NETA impose une pénalité à chaque producteur intermittent, même si l'impact cumulé des déséquilibres résultant à un moment donné de l'ensemble de la production « renouvelable » reste limité, voire nul par effet de compensation des aléas : lorsqu'un grand nombre de producteurs est raccordé au réseau, l'ajustement global est le plus souvent moins important que la somme des déséquilibres individuels. Contrairement au dispositif antérieur du pool (cf. Tableau 1), qui fonctionnait entièrement sur le mode de la mutualisation des ajustements comme le monopole électrique antérieur, le NETA ne permet ni cette agrégation des producteurs, ni la mutualisation des risques de déséquilibres entre les producteurs intermittents.

Considérons à présent les trois formes contractuelles offertes aux opérateurs contraints :

- Si l'on se situe dans le mode de fonctionnement « pur » de l'instrument des certificats : l'opérateur électrique contraint se procure uniquement les certificats nécessaires à la réalisation de son objectif, laissant au producteur « vert » l'entière gestion des coûts et des risques liés à l'intégration de l'électricité faiblement programmable sur le marché de gros de l'électricité. L'incertitude liée à l'intermittence est donc totalement supportée par le producteur qui investit en énergie renouvelable.

---

<sup>3</sup> Les écarts de coûts entre SBP et SPP sur le NETA avoisinaient 30 €/MWh au cours des derniers mois de 2002 (PIU, 2002).

- Si l'arrangement choisi par l'opérateur contraint par le quota est un contrat de long terme avec un producteur indépendant d'électricité verte, la répartition des risques entre les deux acteurs peut être négociée. L'acteur contraint peut ainsi accepter, en compensation d'un prix d'achat plus bas, d'acheter en même temps l'électricité physique et les certificats verts. Il assume alors les risques et les coûts imposés par les règles du marché de gros aux productions intermittentes. Le producteur « vert » se retrouve de ce fait dans le même cas de figure qu'avec les systèmes de tarifs d'achats garantis ou d'appels d'offres.
- Enfin dans le cas du choix de l'intégration verticale de la production d'électricité verte à son activité (en général sous forme de la création de filiale dédiée à cette activité), l'opérateur contraint endosse bien évidemment l'entièreté des coûts et risques liés à l'intermittence de la production.

### *III.2.2. Second cas : la prise en charge des coûts d'ajustement par le gestionnaire de réseau – le Nord Pool*

Les producteurs vendent au gestionnaire de réseau qui revend ensuite aux acheteurs d'énergies renouvelables. Telle est la configuration du marché sur les deux réseaux danois Eltra et Elsam (dans un contexte où, il est important aussi de le signaler, ils doivent également reprendre l'électricité des unités de petite cogénération).

Sur le Nord Pool, le risque de déséquilibre est important. En effet les propositions d'injection s'interrompent à midi pour des créneaux horaires concernant le lendemain de 0 à 24 heures, ce qui, concrètement, oblige à envoyer les notifications de production 12 à 36 heures à l'avance. Or, malgré une amélioration sensible des outils de prévision, l'anticipation de la production d'énergie éolienne de la veille pour le lendemain reste encore incertaine : ainsi dans l'Ouest Danemark l'écart entre les quantités annoncées et les quantités livrées était de 38 % de la production éolienne totale sur l'année 2000 (Eriksen et al., 2002). Ces erreurs de prévision ont entraîné une dépense globale de 10 millions d'euros en 2000, correspondant au coût de l'achat d'électricité sur le NordPool par Eltra pour compenser les déficits de

production, soit un surcoût de l'ordre de 3 €/MWh. Mais, mis à part ce constat, les règles de gestion des déséquilibres sont plus favorables que dans le cas britannique. Comme pour le NETA, les écarts entre les quantités annoncées par les producteurs et les quantités effectivement injectées sont normalement compensés sur le marché d'ajustement, mais ici, la responsabilité des déséquilibres est assumée collectivement.

Les règles de fonctionnement du Nord Pool diffèrent doublement de celles du NETA. D'une part dans le cas britannique, les déséquilibres individuels sont imputés aux producteurs, qu'ils contribuent à accentuer ou au contraire à réduire le déséquilibre de l'ensemble du système. Sur le marché nordique, non seulement on ne cherche pas à pénaliser les déséquilibres individuels, mais on n'impose une pénalité à la production éolienne que lorsque celle-ci contribue à accentuer le déséquilibre d'ensemble du système (Holtinen et al., 2002). D'autre part, les coûts de déséquilibre ne sont pas imputés aux producteurs, individuellement ou collectivement ; ils le sont au gestionnaire de réseau de transport qui achemine la production vers les fournisseurs et les consommateurs soumis à l'obligation d'achat. La prise en charge des déséquilibres par le gestionnaire de réseau permet la compensation des aléas des écarts individuels et ne pénalise in fine que l'écart résiduel global ayant nécessité d'acheter ou de vendre des quantités additionnelles sur le marché de l'ajustement<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Lorsque les erreurs de prévision de la production éolienne contribuent au déséquilibre du système, le double prix de déséquilibre s'applique. En revanche lorsqu'ils contribuent à réduire les déséquilibres du système, soit 30% des cas selon Holtinen (2002), c'est le prix du pool qui s'applique.

En conclusion, les surcoûts liés à l'intégration de la production intermittente dans les systèmes électriques ne résultent pas simplement de l'aléa de production horaire, qui pourrait être réduit par l'amélioration de la précision des modèles de prévision météo. Ils résultent également des modalités de fonctionnement des marchés électriques. Lorsque les marchés ont une flexibilité plus grande dans leur mode de fonctionnement en acceptant des offres jusqu'à une heure avant les échanges effectifs, les erreurs de prévision en sont significativement réduites et la valeur du kWh éolien augmentée. Ainsi, dans le cas des systèmes de quotas échangeables, la prise en charge des surcoûts d'ajustement liés à l'intégration des productions intermittentes dépend non seulement des formes contractuelles choisies par les opérateurs contraints, mais aussi des règles régissant l'équilibrage technique sur les marchés électriques (cf. Tableau 1). Par contre, du fait de l'obligation d'achat prévalant dans les systèmes de tarifs d'achat garantis et d'appels d'offre, les coûts liés à l'intermittence ne sont pas supportés par les producteurs ou développeurs.

**Tableau 1 : Gestion de l'équilibrage selon les configurations de marché électrique**

Type d'organisation du traitement des écarts	Mutualisation des coûts et compensation des aléas	Répartitions des coûts d'équilibrage			Exemples
		Producteurs	Système opérateur	Acheteurs – Fournisseurs	
Traitement individuel par le marché	Pas de mutualisation ou (Mutualisation facultative entre producteurs)	Prix du déséquilibre individuel	Coûts d'ajustement compensés par prix de déséquilibre (rente)	Pas d'impact direct sur le prix	NETA
Traitement collectif par le marché	Mutualisation entre utilisateurs du réseau	Pas d'impact	Coûts d'ajustement agrégés (achat sur marché d'ajustement)	Coût intégré au prix de revente	Ouest Danemark appuyé sur Nord Pool
Traitement collectif intégré au dispatching d'ensemble	Mutualisation entre utilisateurs du réseau	Pas d'impact	Mutualisation complète du coût technique Intégration au prix du service réseau	Coût intégré au prix du service réseau .	Ex-pool britannique

Source : Menanteau et al, 2003.



## **IV. Crédibilité de l'engagement public : stabilité et prévisibilité du cadre incitatif**

La croissance des capacités en renouvelables repose in fine sur les décisions et choix individuels des investisseurs. Ces derniers raisonnent en terme d'analyse de faisabilité de leur projet, dans laquelle l'évaluation des risques tient une place primordiale. En plus du risque de marché traditionnel lié aux variations de prix et de demande, les projets en énergies renouvelables sont confrontés au risque technologique concernant les technologies innovantes, auquel s'ajoute le risque politique portant sur la stabilité du dispositif et du support financier associé (Van Dijk et al., 2003). Les instruments de politique publique ont pour but de supprimer les risques de marché et d'apporter une compensation des surcoûts et des risques technologiques. Mais chaque instrument continuera de supporter en lui-même un risque du fait de l'incertitude portant sur la pérennité de la politique de soutien pratiquée.

Si l'objet des politiques de soutien ne consiste pas à lever totalement les risques technologique et de marché, elles visent cependant à les alléger jusqu'à ce que les filières atteignent leur maturité. Surtout, les instruments d'incitation doivent éviter d'amplifier les risques en limitant l'incertitude pesant sur la politique qui leur est sous-jacente. Cela comprend notamment d'éviter de provoquer des problèmes d'acceptabilité du dispositif (par exemple par un coût excessif répercuté sur la compensation annuelle financée par la taxe affectée à l'ensemble des kWh) et de présenter des possibilités de flexibilité face à l'incertitude du coût de l'objectif public. Or les trois modes de soutien utilisés présentent des profils inégaux sur ce point.

### **IV.1. Les tarifs d'achat garantis**

L'effet incitatif des prix garantis provient en grande partie de la stabilité conférée au cadre incitatif existant et de la bonne prévisibilité offerte aux investisseurs et aux prêteurs. Dans ce système, il existe un risque, à la fois sur la pérennité des niveaux de tarifs d'achat proposés si ceux-ci permettent aux producteurs-développeurs de dégager des rentes élevées, et sur celle de la politique de soutien en elle-même. Sur le premier risque, les tarifs peuvent être modifiés par « simple » décision administrative (suppression ou modification des décrets

d'application). Toutefois, la conception à l'avance de tarifs dégressifs dans le temps et entre zones de potentiels différents, voire l'adaptation prévue des tarifs après les mesures de productible des premières années de fonctionnement (cf. Chapitre 4), relèvent d'un contrat réglementaire implicite adaptable qui, comme dans le cas de l'incomplétude des contrats de la théorie des coûts de transaction, est une façon de consolider l'acceptabilité du dispositif et d'en assurer sa pérennité.

Sur le risque de remplacement du dispositif par un autre, on notera d'abord que si les gouvernements successifs partagent le même objectif de développement des énergies renouvelables, ils sont incités à préserver la crédibilité de leurs engagements, même s'ils changent de dispositifs. Le gouvernements s'étant engagé initialement sur la pérennité des tarifs d'achat pour les équipements construits dans ce cadre au moins le temps de la récupération du capital investi, il mettrait en question la crédibilité de ses futurs engagements sur le nouveau dispositif s'il supprimait de façon opportuniste les tarifs d'achat pour les équipements construits dans le cadre du premier dispositif. Si le changement est imposé aussi à ces équipements, une compensation doit être accordée aux producteurs concernés, comme ce fut le cas des coûts échoués des investissements non amortis des monopoles électriques après l'introduction de la concurrence.

#### **IV.2. Les appels d'offres**

Malgré l'affichage d'un objectif de développement des capacités à moyen terme, l'irrégularité, et surtout la non-programmation des appels d'offres à l'avance, tendent à instaurer un climat d'instabilité peu favorable aux opérateurs, contrairement aux systèmes de prix garantis. Elles créent une atmosphère de « *stop and go* » qui est largement préjudiciable aux investisseurs dans les phases préliminaires d'élaboration des projets puisqu'elles mènent à une certaine frilosité des financeurs éventuels. Elles empêchent également la programmation d'une stratégie de développement technologique organisant les apprentissages et les baisses de coût.

Cependant, une fois l'offre retenue, les développeurs bénéficient ensuite de meilleures conditions de (non) risque que dans le cadre des tarifs d'achat garantis car ils bénéficient d'un véritable contrat bilatéral entre le développeur et l'acheteur, contrat consolidé par la

supervision des pouvoirs publics. Les kWh verts sont achetés au prix d'enchères proposé, pour une période couvrant là aussi la durée d'amortissement du projet. Parce que c'est un contrat explicite, contrairement aux relations producteurs-acheteurs dans le dispositif des tarifs d'achat, ils bénéficient d'une assurance de pérennité en cas de changement de dispositif.

### **IV.3. Les systèmes de quotas échangeables**

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, comme dans le cas des appels d'offres, mais avec dans ce cas, l'engagement que ces quotas progressifs ne seront jamais révisés à la hausse. La crédibilité du système des quotas est aussi assurée par l'existence du prix plafond ou, ce qui est identique, de la pénalité. C'est un élément du dispositif qui assure sa stabilité et son acceptabilité, avec sa fonction de valve de sécurité qui, en cas de coûts trop élevés de l'effort, permet aux acteurs soumis aux quotas de contrôler leur coût de respect des quotas malgré les incertitudes caractérisant les courbes de coûts d'accès aux renouvelables et la baisse des coûts. De même, en cas de révélation d'un coût trop élevé de l'effort par un recours considérable à ce dispositif, l'autorité coiffant le dispositif peut décider d'infléchir la croissance prévue des quotas.

En conclusion, les tarifs d'achat garantis offrent indéniablement les plus grandes prévisibilité et stabilité du cadre réglementaire puisque, avec ce mode de soutien, les investisseurs sont assurés de la valorisation de toute l'électricité produite sur la période d'amortissement de l'installation, et ce dès le début du projet. En ce qui concerne les enchères concurrentielles, le niveau de prévisibilité est nettement plus faible car il dépend de la programmation des appels d'offres et, en cas d'irrégularité de celle-ci, les effets de « stop and go » sont très dommageables en termes d'incitation à l'investissement. Par contre, une fois l'offre sélectionnée, l'investisseur bénéficie de la même garantie qu'avec les tarifs d'achat. Avec les systèmes de quotas échangeables, le niveau de prévisibilité et de stabilité du cadre incitatif varie suivant la forme contractuelle utilisée : elle est faible dans le cas du recours au marché spot, s'améliore quelque peu avec l'introduction d'un encadrement des prix et rejoint celui des appels d'offres lorsque le développeur obtient un contrat de long terme.

## V. Conclusion

Les résultats concernant l'analyse comparative de l'efficacité transactionnelle font donc apparaître un net avantage pour les tarifs d'achat garantis en ce qu'ils présentent des coûts de transaction quasi nuls pour les producteurs. De plus, ils leur assurent une stabilité du cadre réglementaire sur toute la période d'investissement, et ce, *ex ante*. Enfin, les développeurs n'ont pas à supporter les surcoûts liés à l'intégration de la production intermittente sur les marchés dérégulés. Avec les appels d'offres, les investisseurs sont également dédouanés de tout coût de transaction une fois leur projet sélectionné, mais la constitution des dossiers de réponse reste une opération risquée. Surtout, le niveau d'incitation à l'investissement est largement dépendant de la régularité de la programmation des appels d'offres. Sous certaines conditions de fonctionnement (contrats de long terme), les systèmes de quotas échangeables peuvent également se prévaloir de bonnes performances en matière d'efficacité transactionnelle. Toutefois, à l'inverse, avec un fonctionnement « pur » du marché, le cadre incitatif se révèle très incertain. Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant (cf. Tableau 2).

**Tableau 2 : Efficacité transactionnelle des modes de soutien**

	<b>Coûts de transaction Producteurs -acheteurs</b>	<b>Prévisibilité/stabilité du contrat réglementaire</b>	<b>Coûts de production et de transaction (CT) de l'intermittence</b>
<b>Tarifs d'achat garantis</b>	quasi nuls	assurée <i>ex ante</i> sur la période d'amortissement	coûts non assumés par les producteurs « verts » ; pas de CT
<b>Appels d'offres</b>	coûts ex-ante élevés et risqués	dépendante de la programmation des appels d'offres, assurée <i>ex post</i>	coûts non assumés par les producteurs « verts » ; pas de CT
<b>Quotas échangeables</b>	- marché spot : coûts élevés - contrats de LT : coûts faibles - intégration verticale : coûts quasi nuls	- marché pur : faible - encadrement des prix : moyenne - contrats de LT : assurée <i>ex post</i>	- marché spot : assumée par les producteurs verts - contrat de LT : dépendants des termes du contrat

## CHAPITRE 9

### ANALYSE COMPARATIVE DE L'EFFICACITE DYNAMIQUE DES INSTRUMENTS

Comme nous l'avons exposé dans le Chapitre 1, la seconde justification des politiques publiques d'incitation à la production d'électricité renouvelable tient dans la stimulation du changement technique des filières renouvelables, dont aucune n'a encore atteint un degré de maturité suffisant pour lui permettre d'entrer en compétition sur le marché électrique (cf. Chapitre 1). La problématique consiste ici à répondre à la question du meilleur chemin pour le court terme, étant donné les changements techniques attendus à plus ou moins long terme selon les filières énergétiques renouvelables : « ... *since the development of new technologies and learning about their use is required to reduce also the cost of future emission reductions, picking only the low-hanging fruits may in the long term prove to be inferior in terms of economic costs and environmental impacts* » (Christiansen, 2002).

L'analyse du partage du surplus (défini comme la somme de toutes les rentes) entre les différents acteurs permet d'élargir l'approche, en ne se limitant pas à la seule capacité de stimulation de baisse des coûts sur courte période, mais en prenant en compte la possibilité d'instaurer une dynamique durable de progrès technique. L'instauration d'une telle dynamique dépend en partie des investissements réalisés par les constructeurs dans la recherche-développement qui sont à l'origine de certaines améliorations, mais aussi des processus d'apprentissage technologique liés à l'élargissement de la diffusion.

En analysant la distribution du surplus entre les différents acteurs, nous élargissons notre approche au delà de la capacité des instruments à atteindre un objectif donné au moindre coût, étant donné le panier de technologies disponibles (critère d'efficacité statique, cf. Chapitre 7). Nous intégrons en effet deux facteurs distincts, mais intimement liés, de progrès technique :

- d'abord, l'amélioration des performances induites par les économies d'échelle et l'apprentissage technologique associé à la diffusion croissante des nouvelles technologies, habituellement nommé « changement technique induit » dans la littérature ;

- ensuite, le changement technique résultant des activités de R&D, initiées par les constructeurs à la recherche de réduction de coûts et d'avantage comparatif temporaire.

Si ces deux dynamiques sont intrinsèquement associées, l'importance relative de la seconde n'en dépend pas moins du niveau de profit, variable selon l'instrument utilisé, que les constructeurs anticipent des contrats passés avec les développeurs : un faible surplus pour les développeurs se traduit par des contrats moins favorables pour les constructeurs et, *in fine*, par une moindre incitation à investir dans d'ambitieuses activités de R&D.

Afin de coller à la réalité de l'industrie des renouvelables, deux catégories d'acteurs devraient être considérées pour l'étude des innovations dans les techniques de production d'énergie :

- les constructeurs, qui investissent dans des programmes de R&D et introduisent les innovations selon les perspectives de développement du marché et leurs propres stratégies d'accroissement de parts de marché : quel que soit l'instrument de soutien mis en place, les constructeurs sont exposés à une concurrence croissante de la part des développeurs de projets, les incitant à faire émerger des technologies plus efficaces ;

- les développeurs de projets/producteurs, qui achètent la technologie auprès des constructeurs et qui sont susceptibles de les payer un prix supérieur selon le niveau de profit attendu résultant de la vente des kWh verts ainsi produits. Ils sont eux-mêmes soumis à des niveaux de pression concurrentielle, et donc d'incitation à la baisse des coûts, différents selon l'instrument d'incitation utilisé (cf. Chapitre 7).

Cependant, pour des raisons de clarté et de simplicité de l'analyse, nous adopterons la simplification retenue dans la littérature de la concurrence oligopolistique traitant des innovations et, plus particulièrement, celle étudiant les incitations au changement technique dans le contrôle de la pollution en situation concurrentielle (Milliman et Prince, 1989). Dans cette approche, les constructeurs et producteurs sont assimilés à un même et unique acteur et le moteur de la concurrence réside dans le pari fait sur l'avantage concurrentiel temporaire gagné par l'obtention de la position de « *first mover* ». Ici, cette simplification amène à considérer d'abord que les investissements en R&D sont principalement promus par les opportunités d'appropriation de la rente technologique et ensuite que la décroissance de coût résulte d'une part, des investissements en R&D et d'autre part, des économies d'échelles et des

rendements d'adoption. En d'autres termes, dans notre interprétation, nous ne considérons pas la stratégie de recherche de part de marché des constructeurs comme centrale, mais comme une conséquence de la recherche de maximisation de la rente par rapport aux anticipations de subvention.

Enfin, deux hypothèses sous-tendent notre analyse. Premièrement, si le surplus du producteur croît avec le progrès technique, il sera incité à innover afin d'accroître ses profits futurs (plus le surplus attendu est grand, plus l'incitation et la capacité à innover dans de nouvelles technologies seront fortes). Deuxièmement, si le producteur est soumis à une pression concurrentielle qui l'empêche d'accroître ses profits, il ne sera pas incité à innover de la même façon : il sera fortement incité à réduire ses coûts en statique, certainement en utilisant les meilleures technologies disponibles, mais il disposera également de marges de manœuvre plus faibles pour investir en R&D, investissements nécessaires au futur progrès technique.

Là encore, l'effet des modes de soutien varie selon que l'on considère l'incitation à l'innovation (effort de R&D selon le profit futur attendu) ou à la diffusion (adoption des meilleures technologies disponibles afin de diminuer les coûts). Dans cette seconde partie, nous étudions donc tour à tour les performances dynamiques de chaque instrument d'incitation selon ces deux processus de changement technique. L'efficacité dynamique des politiques mises en place résulte alors de la combinaison de ces deux effets (cf. Tableau 1).

## **I. Les tarifs d'achat garantis**

Comme nous l'avons dans le chapitre précédent, les systèmes de tarifs d'achat garantis offrent une grande stabilité et une bonne prévisibilité aux développeurs de projet d'installations énergétiques renouvelables. Le contexte politique englobant est par conséquent propice à l'investissement. Notre démarche consiste maintenant à évaluer les incitations économiques au progrès technique créées par cet instrument. Pour cela, nous analysons dans un premier temps l'incitation des producteurs à réduire leurs coûts de production. Dans un second temps, nous étudions la répartition de la rente issue du progrès technique afin d'estimer les performances du mode de soutien en matière de capacité et d'incitation à l'innovation pour les producteurs / développeurs

### **I.1. Incitation à la baisse des coûts**

L'insuffisante incitation à la baisse des coûts est considérée comme le principal point faible des formules de prix d'achat garantis. Ce système d'aide n'exerce en effet aucune pression concurrentielle sur les producteurs et, par conséquent, qu'une faible incitation à l'innovation. Tant que la technique de production disponible permet d'obtenir un coût marginal de production inférieur au prix d'achat fixé, le développeur n'est pas contraint par la concurrence, c'est-à-dire par la pression à la baisse des coûts ; la rentabilité de son projet est acquise sur toute la période d'amortissement (cf. Chapitre 8). Par contre, la perspective d'augmenter sa rente par rapport au niveau de prix proposé l'amène en dynamique à rechercher une réduction de coût par l'innovation. Malgré l'absence de mise en concurrence, l'incitation à la performance est donc bien présente.

Dans les systèmes de prix d'achat, la baisse des coûts d'investissement et les gains de rendement obtenus sur les filières technologiques renouvelables ne sont pas reflétés automatiquement dans l'évolution des prix décidée par les pouvoirs publics. Ceci s'explique principalement par le fait qu'ils ne disposent pas parfaitement de ces informations par rapport aux constructeurs et producteurs.



De plus, avec la stabilité des prix d'achat garantis, le système conduit paradoxalement à augmenter les subventions accordées aux nouveaux projets bénéficiant du progrès technique. Cependant, les limites des tarifs figés en termes de rente ont été en partie prises en compte via une évolution du design initial du système. Avec l'introduction d'une dégressivité dans le temps du tarif pratiqué pour l'achat des kWh verts, à un taux toujours fixé par les pouvoirs publics, l'instrument incorpore la dimension d'évolution dynamique. De fait, ce taux peut même être défini de façon à inciter au progrès technique : suivant le niveau de décroissance prévu, ce taux peut ainsi fixer directement le seuil minimum de progrès attendu.

Bien que présentant à l'origine de piètres performances en matière d'incitation à la baisse des coûts, les révisions apportées au design intrinsèque des systèmes de tarifs d'achat garantis ont permis d'accroître l'incitation à l'innovation par le biais de la programmation d'un niveau de soutien dégressif.

## **I.2. Répartition de la rente issue du progrès technique : capacité et incitation à innover**

Quel que soit l'instrument d'incitation retenu, le progrès technique se traduit par un décalage vers le bas de la courbe de coût marginal de production : le coût marginal de réalisation d'un objectif donné est plus faible suite à l'innovation. Toutes choses égales par ailleurs, cela a pour conséquence d'augmenter le surplus des producteurs, mais, selon le mode d'incitation utilisé, le surplus ainsi créé n'est pas partagé de la même manière.

Dans le cas des tarifs d'achat non dégressifs, le progrès technique entraîne une augmentation de la quantité d'électricité verte produite de  $q_0^*$  à  $q_t^*$  : pour le même niveau de tarif les producteurs peuvent désormais exploiter des sites dont la rentabilité n'était pas assurée avant l'innovation (cf. Figure 1).

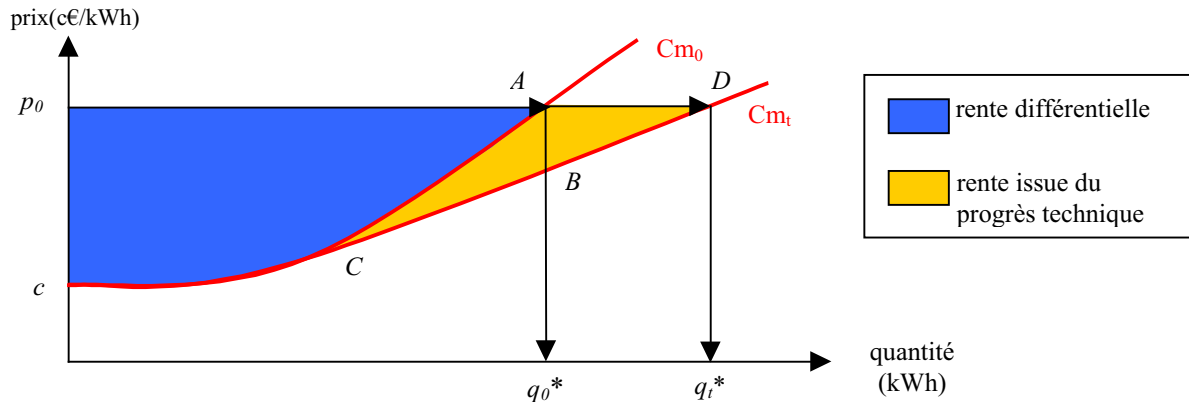
Cet instrument laisse entièrement la rente issue du progrès technique<sup>1</sup> (surface *ADBC*), aux producteurs. Le progrès technique engendre donc ici une augmentation non programmée

---

<sup>1</sup> On définit la rente issue du progrès technique comme l'accroissement du surplus du producteur lié au maintien du cadre incitatif antérieur, alors que de nouvelles technologies plus performantes sont disponibles.

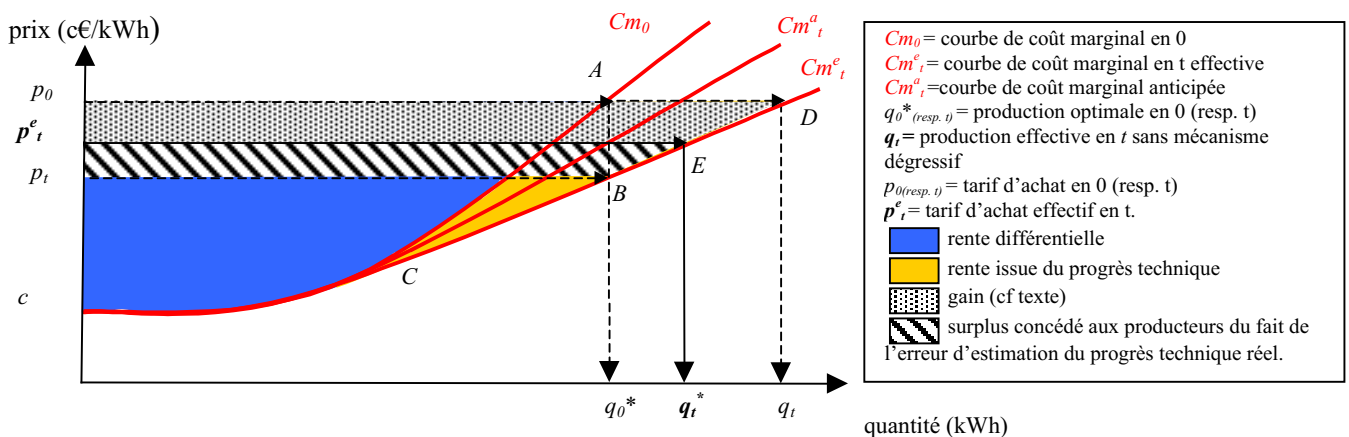
des quantités produites, ainsi que du surplus des producteurs. Celui-ci est représenté par la surface ( $cDp_0$ ).

**Figure 1 : Tarifs d'achat garantis « constants » et rente issue du progrès technique**



Avec l'instauration d'un tarif d'achat dégressif, la répartition de la rente est largement différente. En effet, le principe de ce mécanisme de dégressivité consiste à anticiper le progrès technique (cf. Figure 2), et donc l'abaissement de la courbe de coût marginal. Sur la nouvelle courbe de coût ( $Cm^e_t$ ), le tarif nécessaire à l'obtention de la quantité  $q_0^*$  n'est plus  $p_0$ , mais  $p_t$ . Toutefois, l'évolution technique réelle n'est pas connue du régulateur qui doit fixer un tarif d'achat sur la base d'un progrès technique anticipé ( $Cm^a_t$ ). Si la courbe de coût effective ( $Cm^e_t$ ) diffère de la courbe de coût anticipée ( $Cm^a_t$ ), la quantité produite sera  $q_t^*$ .

**Figure 2 : Tarifs d'achat dégressifs et rente issue du progrès technique**



La comparaison des figures 1 et 2 montre que, grâce à ce mécanisme de dégressivité du prix, la surface  $(p_0DEp^e_t)$  est économisée pour les consommateurs par rapport à un tarif d'achat uniforme qui accorde le surplus  $cDp_0$  aux producteurs. Ce mécanisme permet donc de limiter, mais pas d'éliminer, la rente issue du progrès technique octroyée aux producteurs. Au final, le surplus total dont bénéficient les producteurs correspond à la surface  $(cEp^e_t)$ .

Ce mécanisme permet par conséquent d'obtenir un partage plus équitable de la rente issue du progrès technique puisqu'il réduit le coût global pour la collectivité en programmant une baisse régulière des niveaux de soutien (et donc des prix aux consommateurs), tout en accordant un surplus aux producteurs innovants.

## II. Appels d'offres

Selon les enseignements du chapitre précédent, les systèmes d'enchères concurrentiels n'offrent qu'*ex post* une stabilité et une prévisibilité aux développeurs de projet d'installations énergétiques renouvelables, c'est-à-dire seulement après l'acceptation de leur offre. Ce contexte est par conséquent peu propice à l'investissement en technologies innovantes. Notre démarche consiste maintenant à examiner l'incitation au progrès technique créée par l'instrument, via l'analyse de l'évolution des prix, des coûts et de la rente allouée aux producteurs suite à une innovation. Comme pour la section précédente, cette analyse est menée en deux temps.

### II.1. Incitation à la baisse des coûts

Les systèmes d'appels d'offres placent les producteurs/développeurs en situation de concurrence directe les uns avec les autres à travers les rounds d'enchères. Ces mécanismes les contraignent à adopter les technologies disponibles les plus efficaces afin que leurs projets soient retenus dans l'appel et qu'ils obtiennent les contrats. Ce climat concurrentiel impose par conséquent une démarche systématique de réduction de tous les coûts. L'incitation à l'adoption des nouvelles techniques en puisant dans le panier des techniques disponibles est maximale.

De plus, cet instrument d'incitation provoque une prise en compte « automatique » du changement technique via ses mécanismes intrinsèques. Les progrès techniques sont en effet directement incorporés dans les réponses des développeurs sans que les pouvoirs publics n'aient de recherche d'information à opérer. Ainsi, chaque round intègre les baisses de coûts de production.

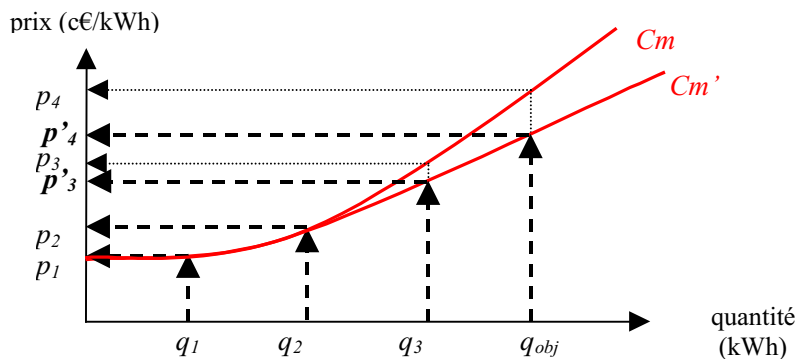
En créant une forte incitation à la baisse des prix des énergies renouvelables, les filières se rapprochent ainsi plus rapidement de la compétitivité économique. Toutefois, l'atteinte de cette compétitivité requiert la capacité de ces agents à investir dans des projets innovants impliquant des dépenses de R&D. Il convient donc maintenant d'étudier les

mécanismes en œuvre dans ce mode de soutien concernant le partage de la rente issue du progrès technologique.

## II.2. Répartition de la rente issue du progrès technique : capacité et incitation à innover

Comme dans la situation statique (cf. Chapitre 7), la procédure par appels d'offres successifs permet aux enchères concurrentielles de suivre la courbe de coût marginal, sans l'intervention du régulateur, sous la pression de la concurrence (cf. Figure 3). Les producteurs/développeurs qui veulent être sélectionnés intègrent directement dans leur prix d'enchères proposé la réduction anticipée des coûts qu'ils espèrent obtenir de leurs activités d'innovation. Les prix maximum  $p'_3$  et  $p'_4$  remplacent alors automatiquement les prix maximum  $p_3$  et  $p_4$  dans les offres des producteurs répondant aux appels  $q_3 - q_2$  et  $q_{obj} - q_3$ . Ceci a pour conséquence d'annuler la totalité de la rente issue du progrès technique allouée aux producteurs<sup>2</sup>.

Figure 3 : Appels d'offres et rente issue du progrès technique



Ce mode de fonctionnement implique une restriction des marges de profit des développeurs, puisque la rente issue du progrès technique est totalement annulée pour les producteurs, au profit des consommateurs/contribuables. Or, du fait des risques élevés caractérisant les investissements en nouvelles technologies, l'accélération du processus

<sup>2</sup> Suivant la forme de la courbe de coût marginal et le taux de progrès technique, les prix moyens d'enchères sont même susceptibles de décroître (cf. Figure 3), et ce, malgré l'exploitation de sites de moins en moins rentables (épuisement des gisements).

d'innovation nécessaire à la maturation économique des filières renouvelables via l'investissement en recherche et développement paraît difficile dans ces conditions.

Les systèmes d'appels d'offres présentent donc des résultats intéressants en terme d'incitation à la baisse des coûts, mais dans un pays donné, ils ne peuvent impulser de dynamique endogène menant à la maturité économique des énergies renouvelables, sauf à recourir aux meilleures techniques disponibles mises au point dans d'autres pays utilisant d'autres cadres incitatifs. La prise en compte spontanée des réductions de coûts obtenus par les développeurs dans le niveau d'aide alloué aux projets prive les innovateurs des rentes issues du progrès technique. Ce mécanisme ôte l'incitation des acteurs à engager des dépenses d'investissement risquées en recherche et développement et laisse comme principal recours la possibilité de se tourner vers l'adoption de techniques étrangères les plus performantes.

### **III. Systèmes de quotas échangeables : une efficacité dynamique variable selon le mode transactionnel choisi par les opérateurs contraints**

Les analyses menées dans le chapitre précédent ont établi que les systèmes de quotas échangeables offrent aux développeurs de projet d'installations énergétiques renouvelables une stabilité et une prévisibilité fortement variables selon que les transactions passent par le marché spot ou font appel à des relations bilatérales ou encore à une intégration verticale. Il convient maintenant d'étoffer ces résultats en intégrant la dimension économique de l'incitation à l'investissement innovant dans chacune des ces trois configurations contractuelles. Sur le modèle des deux sections précédentes, notre démarche s'articule en deux temps. Toutefois, l'analyse graphique de la répartition de la rente issue du progrès technique étant restreinte à l'étude des mécanismes de marché, seule la configuration « marché pur » sera examinée dans le second point de cette section.

#### **III.1. Incitation à la baisse des coûts**

De manière générale, avec les systèmes de quotas échangeables, les opérateurs contraints sont fortement incités à atteindre leur obligation au moindre coût. Cependant, les mécanismes régissant l'incitation à la baisse des coûts diffèrent selon le mode transactionnel retenu par les opérateurs contraints.

##### *III.1.1. Systèmes de quotas échangeables avec marché de certificats verts*

Dans la configuration des systèmes de quotas échangeables avec marché de certificats verts, les opérateurs soumis à l'obligation reportent directement l'incitation à la baisse des coûts sur les producteurs/développeurs. Comme dans le cas des enchères concurrentielles, les mécanismes de l'instrument contraignent en effet les producteurs / développeurs à adopter les technologies disponibles les plus efficaces afin d'offrir des certificats à des prix compétitifs sur le marché.

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. Elle présente de ce fait, en théorie, un avantage en terme 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. De fait, les investissements s'effectuent sur les seules technologies matures, ce qui ne facilite pas le décollage des technologies émergentes. Le marché des certificats verts permet, certes, une allocation efficace des ressources qui repose sur l'exploitation des potentiels disponibles par ordre de coût croissant (cf. supra) et, pour les « meilleures » énergies renouvelables retenues, sur le choix des meilleures techniques disponibles dans l'industrie locale, ou dans les industries européennes. 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 serait 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 (cf. Chapitre 7).

Par contre, comme dans le système des appels d'offres, le progrès technique est « automatiquement » intégré dans l'évolution du prix des certificats sans que le régulateur n'ait à intervenir. La confrontation des offres et des demandes mène de fait à l'obtention d'un nouveau prix d'équilibre intégrant les progrès techniques réalisés, combinés avec l'effet d'épuisement du potentiel de ressource. La question se pose cependant d'évaluer les capacités d'innovation offertes aux développeurs dans ce contexte très concurrentiel (cf. infra).

### *III.1.2. Systèmes de quotas échangeables et contrats bilatéraux de long terme*

Dans la configuration des systèmes de quotas échangeables reposant principalement sur l'établissement de contrats bilatéraux de long terme, les opérateurs contraints reportent



également leur recherche de minimisation des coûts sur les producteurs / développeurs. De fait, afin de trouver des partenaires – acheteurs dans le cadre d’un contrat de long terme, les investisseurs en projets renouvelables sont fortement incités à adopter les technologies disponibles les plus efficaces. La même logique concurrentielle que celle prévalant dans la situation précédente mène donc également à l’éviction des technologies à fort potentiel technique, mais aujourd’hui plus coûteuses, au profit des technologies les plus matures.

Ici, le progrès technique est retranscrit dans les prix établis contractuellement entre les acteurs soumis au quota de production et les développeurs de projets. L’évolution des coûts de production de l’électricité d’origine renouvelable s’intègre donc directement dans les relations contractuelles unissant le secteur industriel des énergies renouvelables aux opérateurs électriques.

### *III.1.3. Systèmes de quotas échangeables et intégration verticale*

Enfin, dans le cas de l’intégration verticale de l’activité de production d’électricité d’origine renouvelable, c’est l’opérateur contraint lui même qui va rechercher l’utilisation des technologies les plus performantes afin de minimiser le surcoût engendré par cette nouvelle activité. De fait, si la programmation des objectifs quantités couvre un terme suffisamment long, il sera fortement incité à produire aux coûts les plus faibles à l’instant  $t$ , mais sera également attentifs aux technologies aujourd’hui plus coûteuses, mais à fort potentiel de progrès technique à plus long terme, car elles sont synonymes de réduction du surcoût supporté par le respect des quotas à venir.

Ici, le progrès technique est directement intégré dans les coûts de production des opérateurs électriques soumis à l’obligation. L’instrument des systèmes de quotas échangeables assortis de l’intégration verticale permet donc à la collectivité dans son ensemble de tirer entièrement profit des innovations réalisées dans le secteur de la production d’électricité d’origine renouvelable.

### III.2. Répartition de la rente issue du progrès technique : capacité et incitation à innover

Dans le cas des systèmes de quotas échangeables, le progrès technique est introduit, sous la pression des opérateurs obligés et du marché concurrentiel, par les producteurs d'électricité verte qui possèdent des capacités d'innovation différentes. Comme dans l'analyse statique, chaque acteur doit remplir ses obligations sur son budget propre avec ses méthodes et coûts de production. Une rente différentielle et technologique peut être extraite uniquement en dépassant le quota imposé, par la vente des certificats excédentaires (cf. Chapitre 7).

Afin de simplifier l'analyse, nous considérons la configuration la plus simple du système, c'est-à-dire sans pénalité et étudions trois cas de figure<sup>3</sup> :

- celui où les vendeurs de certificats sont les plus rapides à exploiter les progrès de la connaissance,
- celui où les acheteurs de certificats utilisent l'innovation pour réduire leur handicap en terme de coûts alors que les vendeurs restent technologiquement statiques,
- et celui où chaque producteur est en mesure de réaliser le même effort technologique.

#### III.2.1. Cas où les vendeurs de certificats exploitent plus rapidement le progrès technique

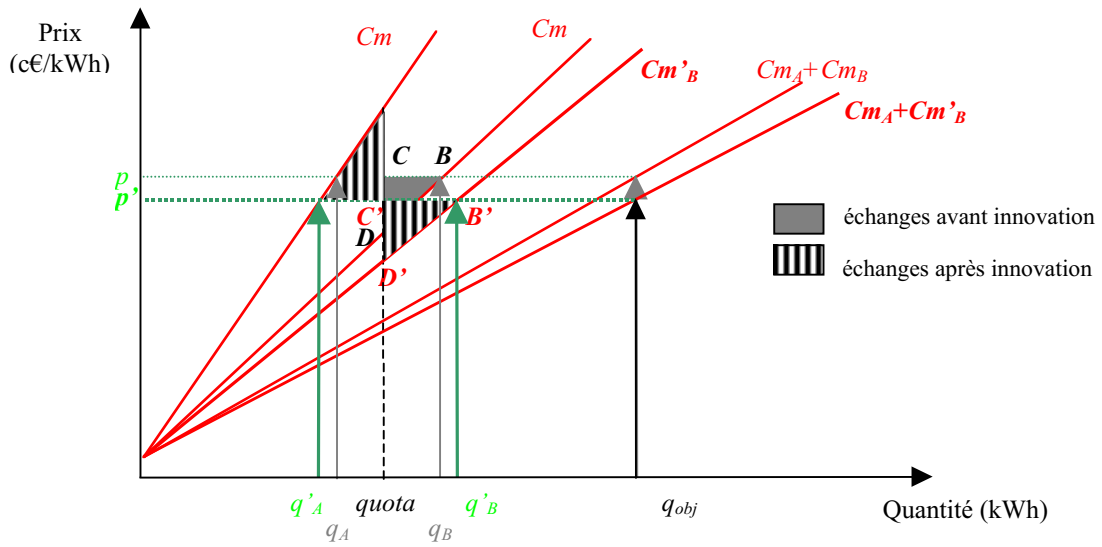
Dans le premier cas (cf. Figure 4), le producteur B, qui est initialement vendeur de certificats, est plus dynamique en matière d'innovation que le producteur A, acheteur de certificats. Il en résulte un déplacement vers le bas de la courbe de coût marginal de  $Cm_B$  en  $Cm'_B$  et donc de  $Cm_A + Cm_B$  en  $Cm_A + Cm'_B$ , pour une courbe de coût marginal inchangée pour le producteur A,  $Cm_A$ .

---

<sup>3</sup> Notre analyse se focalise ici sur le mode de fonctionnement d'un marché de quotas échangeables ; le partage de la rente étant uniquement dépendant des conditions contractuelles (négociations) dans le cas du recours aux contrats de long terme, et de la politique de prix pratiquée par l'opérateur dans celui de l'intégration verticale.

**Figure 4 : Systèmes de quotas échangeables et rente issue du progrès technique**

Cas de figure n°1 : la stratégie d'innovation des vendeurs de certificats<sup>4</sup>



L'effet de cette innovation est paradoxal : pour le même quota  $q$ , le prix d'équilibre décroît de  $p$  en  $p'$ , incitant le producteur A à acheter plus de certificats et le producteur B à en produire plus, du fait de son plus faible coût de production. Cependant, le producteur innovant ne bénéficiera pas pour autant d'une rente technologique supérieure puisque la baisse du prix du certificat, résultant de l'innovation, vient limiter les gains du vendeur sur le marché. L'innovateur n'obtiendra donc une rente que si l'aire  $C'B'D'$  (cf. Figure 4) est supérieure à la surface  $CBD$  en statique. Cette situation ne sera atteinte uniquement que sous des conditions strictes portant sur les formes des courbes de coût marginal, avant et après innovation, du producteur B.

*III.2.2. Cas où les acheteurs de certificats exploitent les progrès techniques alors que les vendeurs restent technologiquement statiques*

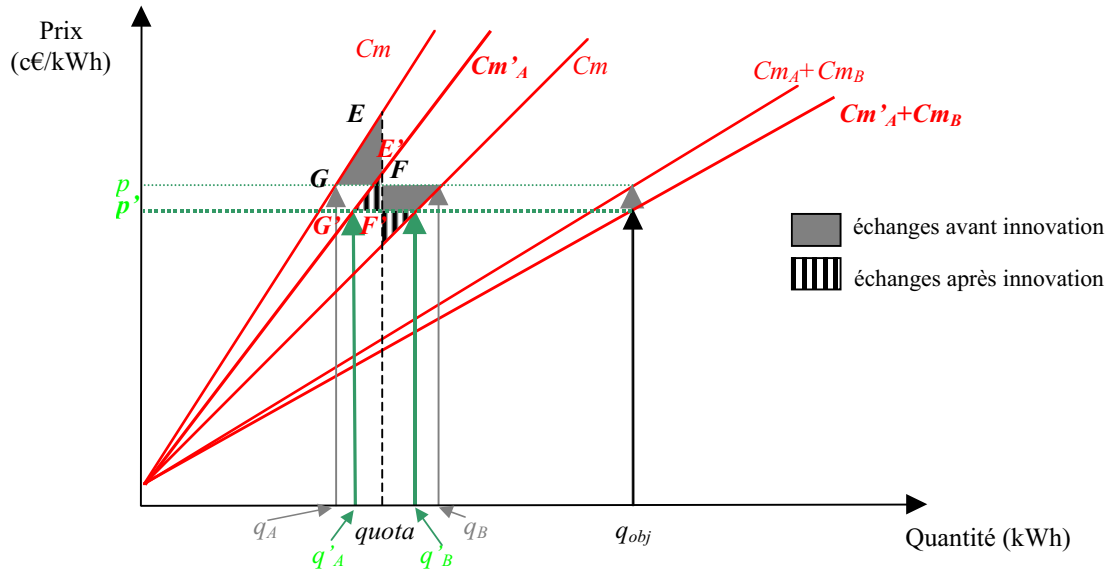
Le second cas correspond à la situation dans laquelle les acheteurs de certificats essaient de compenser leur handicap initial en investissant dans de nouvelles technologies pour l'installation de futures capacités renouvelables, alors que les vendeurs de certificats sont technologiquement statiques. Il en résulte un déplacement vers le bas de la courbe de coût

<sup>4</sup> Pour des raisons de clarté graphique, les courbes de coût marginal sont représentées par des droites dans les trois graphiques suivants.

marginal de  $Cm_A$  en  $Cm'_A$  et donc de  $Cm_A + Cm_B$  en  $Cm'_A + Cm_B$ , pour une courbe de coût marginal inchangée pour le producteur B,  $Cm_B$  (cf. Figure 5).

**Figure 5 : Systèmes de quotas échangeables et rente issue du progrès technique**

Cas de figure n°2 : la stratégie d'innovation des acheteurs de certificats



L'effet de cette innovation est le suivant : pour le même quota  $q$ , le prix d'équilibre décroît de  $p$  en  $p'$  et incite le producteur B à produire moins de certificats et le producteur A à en acheter moins, du fait de son plus faible coût de production par rapport à la situation précédente.

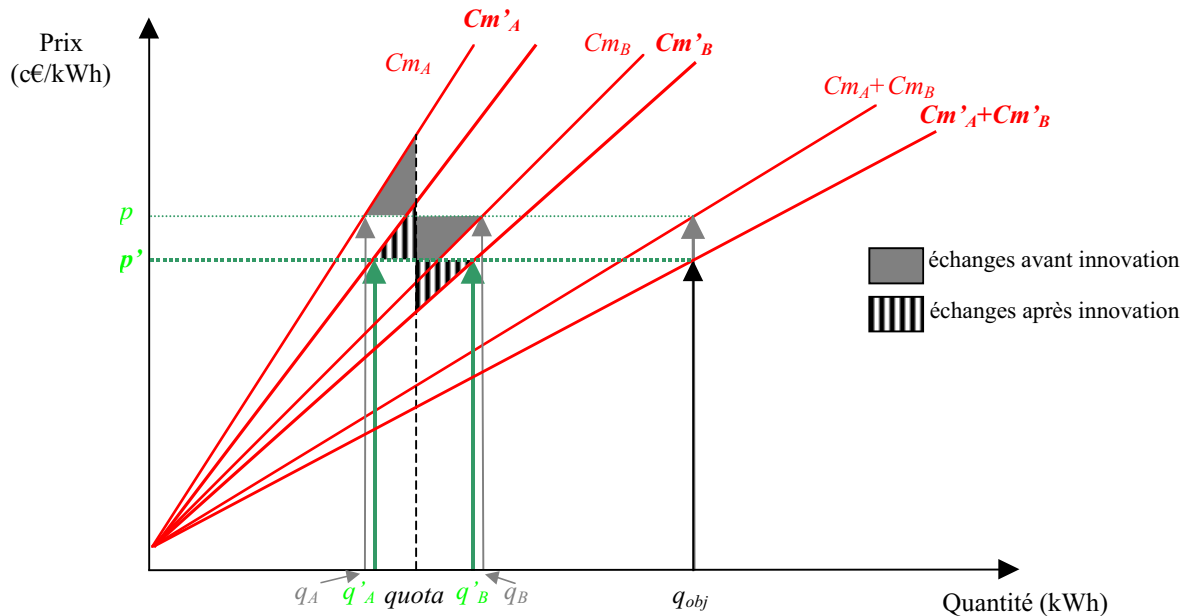
Il en résulte logiquement une réduction du nombre de certificats échangés sur le marché, diminuant par conséquent la rente différentielle de l'opérateur B, mais réduisant également le surcoût liés à la production d'électricité à partir de sources renouvelables pour l'opérateur A. Cela constitue une rente technologique pour le producteur innovant.

### III.2.3. Cas où chaque producteur est en mesure de réaliser le même effort technologique

Enfin, dans le troisième cas, les producteurs représentatifs, qu'ils soient acheteurs ou vendeurs de certificats, réalisent le même effort technologique. Leurs courbes de coût marginal décroissent par conséquent de  $Cm_A$  en  $Cm'_A$  et de  $Cm_B$  en  $Cm'_B$  (cf. Figure 6).

**Figure 6 : Systèmes de quotas échangeables et rente issue du progrès technique**

*Cas de figure n°3 : la stratégie d'innovation combinée des vendeurs et acheteurs*



Dans l'ensemble, les échanges de certificats (surfaces rayées) restent comparables à ceux qui se seraient tenus sans innovation (surfaces grisées). Aucune rente technologique ne vient donc réellement s'ajouter à la rente différentielle statique (triangle  $BCD$ , cf. Chapitre 7, Figure 6). Cependant, le prix du certificat décroît de  $p$  en  $p'$ , ce qui engendre une différence positive pour les consommateurs du fait du report de la baisse des coûts marginaux des producteurs « verts ».

Même si une analyse plus précise des stratégies des acteurs permettrait d'approfondir ces résultats, ces brefs développements suffisent à établir que, du point de vue dynamique, les systèmes de quotas échangeables n'octroient pas de rente technologique (ou alors très faible en comparaison de celle obtenue dans les systèmes de tarifs d'achat garantis) (cf. supra). Étant donné la nature du système de quotas échangeables et le processus d'établissement du prix sur le marché des certificats, nous ne sommes ni dans une logique de concurrence virtuelle en référence à un prix administratif comme dans le cas des tarifs d'achat garantis, ni dans une logique de concurrence oligopolistique où l'innovation confère des positions de monopole

temporaires. Ici, l'incitation à innover ne provient pas de la perspective d'accroissement de la part de marché sur le marché des certificats verts mais de la recherche de la réduction des coûts afin d'atteindre les quotas de production de sources d'énergies renouvelables dont les opérateurs ont à financer eux-mêmes les surcoûts. Au final, ce sont les consommateurs qui sont les bénéficiaires de la concurrence entre les opérateurs si ces réductions de coût marginal, et donc celles des dépenses liées au respect des quotas, sont répercutées sur le prix de détail dans un contexte d'ouverture totale du marché.

## IV. Conclusion de l'analyse comparative de l'efficacité dynamique des instruments

Les résultats concernant l'analyse comparative de l'efficacité dynamique, c'est-à-dire des incitations économiques nécessaires à l'enclenchement d'une dynamique de progrès technique, font donc apparaître un avantage pour l'instrument prix (tarifs d'achat garantis) en ce qu'il accorde une plus grande capacité à innover aux développeurs, en leur allouant une grande part des progrès techniques effectués sous forme de rente technologique. De plus, l'intégration de mécanismes de dégressivité des tarifs dans le temps répond à la critique principale de leurs détracteurs en matière d'incitation à l'innovation.

Certes, du point de vue de l'incitation à la baisse des coûts, la mise en concurrence provoquée par les instruments quantités (appels d'offres et certificats échangeables) est efficace pour instaurer une forte incitation à innover. Cependant, les faibles rentes accordées aux producteurs pour leurs investissements innovants risquent fort d'entraver l'enclenchement d'une dynamique durable de R&D dans les pays ayant opté pour ces modes de soutien. L'adoption de technologies étrangères plus efficaces (dont le développement a été permis, dans d'autres pays, par l'allocation de rentes issues du progrès technique plus importantes) semble alors nécessaire à la réalisation effective des baisses de coûts de production. Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant (cf. Tableau 1).

**Tableau 1 : modes de soutien et efficacité dynamique**

	<b>Incitation à la baisse des coûts (adoption des BAT)</b>	<b>Capacité à innover (recherche et développement)</b>
<b>Tarifs d'achat garantis</b>	nulle avec TAG uniformes moyenne avec TAG dégressifs	forte (appropriation totale de la rente technologique)
<b>Appels d'offres</b>	forte	faible (aucune rente technologique pour les producteurs/développeurs)
<b>Quotas échangeables</b>	- forte dans le cas des marchés de certificats verts et des contrats bilatéraux de long terme. - forte et renforcée par l'incitation à l'innovation avec l'intégration verticale	faible (baisse du prix du certificat)

Pour conclure sur la stimulation du progrès technique exercée par les différents instruments, il importe de souligner l'équilibre difficile à obtenir entre d'une part, le montant de la rente technologique à accorder aux producteurs innovants afin de stimuler l'investissement risqué en R&D et d'autre part, le coût collectif de l'instrument de politique. Ce paradoxe, souligné par l'analyse de l'efficacité dynamique des modes de soutien, résume la complexité de la définition d'une politique de promotion des énergies renouvelables correctement calibrée.



## LES ENSEIGNEMENTS DE LA COMPARAISON THEORIQUE

En conclusion de la comparaison de l'efficacité des modes de soutien aux énergies renouvelables, à partir des mécanismes de fonctionnement intrinsèques des instruments, il apparaît qu'il n'existe pas de meilleur instrument économique à même d'apporter toutes les impulsions nécessaires à un développement, efficace en statique comme en dynamique, de l'électricité produite à partir des sources renouvelables. Chacune des trois politiques étudiées présente de fait des performances inégales selon les différents critères composant la notion d'efficacité.

**Tableau 2 : Tableau de synthèse de l'efficacité des modes de soutien<sup>5</sup>**

	Tarifs d'achat garantis	Appels d'offres	Systèmes de quotas échangeables
respect de l'objectif-quantité	-	++	++ -- (si pénalité)
minimisation du coût de réalisation de l'objectif	-	+	++
incitation à la baisse des coûts (adoption des BAT)	-	++	++
coûts de transaction producteurs –acheteurs*	++	--	-- (marché spot) - (contrats de LT) ++ (intégration verticale)
prévisibilité/stabilité du contrat réglementaire	++	-	-
capacité à innover (recherche et développement)	++	--	--

\* ++ pour coûts faibles, -- pour coûts élevés

1/ Les mécanismes des tarifs d'achat garantis présentent des résultats moyens en terme d'efficacité environnementale dans le sens où ils n'assurent pas *ex ante* l'atteinte de l'objectif quantitatif spécifié par la politique, mais cette incertitude peut jouer dans les deux sens. En second lieu, ils permettent de prendre en compte certains aspects des préférences collectives en assurant la rentabilité d'une répartition homogène des installations sur le territoire. Au niveau de l'efficacité économique statique, les systèmes de tarifs d'achat garantis possèdent l'avantage de présenter des coûts de mise en place et d'administration faibles et de permettre la différenciation des niveaux de soutien selon le degré de maturité des filières, sans engendrer de surcoûts administratifs. Par contre, les mécanismes de cet instrument-prix ne

<sup>5</sup> Ce tableau synthétise les informations contenues dans le tableau 3 (cf. infra).

permettent pas le contrôle de la rente accordée aux producteurs, et donc du coût total. Enfin, en ce qui concerne la capacité à impulser une dynamique de progrès technique, ce mode de soutien octroie à la fois un cadre stable et prévisible pour les investisseurs innovants. Il encourage de plus l'innovation puisqu'il laisse une partie de la rente technologique aux mains des développeurs de projets. Paradoxalement, il présente une plus faible incitation à la baisse des coûts que les autres instruments (elle s'améliore cependant nettement avec les systèmes de tarifs dégressifs dans le temps), puisque les producteurs ne sont pas soumis à l'incitation d'être exclu du marché.

2/ Les appels d'offres présentent un profil très différent. En terme d'efficacité environnementale, la programmation des rounds d'enchères permet d'atteindre plus sûrement l'objectif quantitatif visé. Ensuite, ils reposent sur des mécanismes autorisant l'intégration de critères de préférences collectives, telle que la répartition des installations de production à partir de sources renouvelables sur le territoire. En ce qui concerne leur efficacité économique, ils affichent une meilleure contrôlabilité de la rente différentielle et peuvent permettre de différencier le niveau de soutien en distinguant les technologies dans les appels d'offres. Cependant, cette dissociation renchérit les coûts de gestion administrative liés à leur fonctionnement. Enfin, au niveau de l'efficacité dynamique, les systèmes d'enchères concurrentielles incitent fortement les producteurs à la baisse des coûts via la mise en concurrence directe des producteurs. Toutefois, ils n'exercent qu'une faible incitation à l'innovation puisqu'ils annulent quasi totalement la rente technologique des développeurs innovants, entravant de surcroît l'enclenchement d'un processus de progrès technique en privant les innovateurs d'une grande partie des capacités nécessaires d'investissement en R&D. Ceci est encore renforcé par le faible niveau de stabilité et de prévisibilité offert aux investisseurs.

Tableau 3 : Efficacité des modes de soutien

	Tarifs d'achat garantis	Appels d'offres	Systèmes de quotas échangeables
<b>Efficacité environnementale</b>			
respect de l'objectif-quantité	non assurée	programmée	programmée, mais risque de non atteinte car la pénalité revient à un prix de non respect
répartition territoriale	homogène	possibilité d'intégrer des critères de préférences collectives (protection des paysages)	risque de spécialisation régionale et d'encombrement des sites à fort potentiel
<b>Efficacité économique</b>			
minimisation du coût de réalisation de l'objectif	faible contrôle de la rente allouée aux producteurs	révélation progressive de la courbe de coût	efficacité allocative : égalisation des coûts marginaux
contrôlabilité des subventions	contrôle du coût marginal des installations, mais pas de maîtrise des dépenses	contrôle des quantités et possibilité d'ajustement de la progression des objectifs	contrôle des quantités et possibilité d'ajustement de la progression des quotas contrôle du coût marginal en sus si pénalité
aide au développement de filières de maturité différente	différenciation aisée du niveau du soutien selon le degré de maturité	différenciation aisée du niveau du soutien selon le degré de maturité, mais risque de renchérissement des dépenses	différenciation non souhaitable car contraire au bon fonctionnement du mode de soutien
incitation à la baisse des coûts (adoption des BAT)	faible (climat peu concurrentiel)	forte (climat très concurrentiel)	forte quel que soit le mode de fonctionnement effectif de l'instrument
<b>Efficacité transactionnelle</b>			
coûts de transaction producteurs -acheteurs	quasi nuls	coûts ex-ante élevés et risqués	- marché spot : coûts élevés - contrats de LT : coûts faibles - intégration verticale : coûts quasi nuls
prévisibilité/stabilité du contrat réglementaire	assurée <i>ex ante</i> sur la période d'amortissement	dépendante de la programmation des appels d'offres, assurée <i>ex post</i>	- marché pur : faible - encadrement des prix : moyenne - contrats de LT : assurée <i>ex post</i>
coûts de production et de transaction (CT) de l'intermittence	coûts non assumés par les producteurs « verts » pas de CT	coûts non assumés par les producteurs « verts » pas de CT	- marché spot et intégration verticale : assumés par les producteurs verts - contrat de LT : dépendants des termes du contrat
<b>Efficacité dynamique</b>			
incitation à la baisse des coûts (innovation)	nulle avec TAG uniformes moyenne avec TAG dégressifs	forte	forte
capacité à innover (recherche et développement)	forte (appropriation totale de la rente technologique)	faible (aucune rente technologique pour les producteurs/développeurs)	- faible (baisse du prix du certificat) - plus forte quand l'innovateur est acheteur de certificats

3/ Le troisième type d'instrument de soutien, les systèmes de quotas échangeables, possède lui aussi des avantages et des inconvénients, distincts des deux premiers instruments étudiés. Ainsi sur le plan de l'efficacité environnementale, ils reposent sur des mécanismes permettant de planifier l'atteinte dans le temps de l'objectif de développement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, mais risquent d'entraîner une congestion des sites possédant les gisements les plus favorables. Ensuite, en terme d'efficacité économique, les mécanismes d'échanges présents dans leur design sont sources d'égalisation des coûts marginaux de production et mènent par conséquent à une allocation efficace des ressources. En contrepartie directe, il n'est pas souhaitable de cloisonner le marché pour permettre un soutien différencié des filières pour maintenir cette efficacité. En outre, ils requièrent de nombreuses infrastructures entraînant des coûts administratifs de mise en œuvre et de fonctionnement élevés. Enfin, en ce qui concerne la capacité de ce mode de soutien à impulser une dynamique de progrès techniques, et ce malgré les différents modes transactionnels qui peuvent être choisis par les opérateurs contraints, ils n'offrent qu'une faible stabilité et prévisibilité aux investisseurs. Ils octroient une rente technologique minimale aux producteurs innovants. Cependant, les mécanismes de marché sur lesquels repose le fonctionnement de l'instrument créent une atmosphère concurrentielle fortement incitatrice à la baisse des coûts de production.

Ainsi, à l'issue de cette analyse comparative, on retrouve les conclusions de Christiansen concernant l'efficacité dynamique des modes de soutien, en l'élargissant à l'efficacité statique également, c'est-à-dire à l'ensemble du processus de développement des énergies renouvelables : « *there is no single instrument or 'common panacea' that seems capable of facilitating the entire process of technological from invention to diffusion. In sum, these observations suggest that an innovation oriented policy strategy should include carefully selected portfolio of instruments that does justice to all stages in the technology development cycle* » (Christiansen, 2002). Aucun instrument unique ne peut donc rassembler les caractéristiques nécessaires à la promotion efficace, dans tous les sens du terme retenus ici, de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Il convient par conséquent d'accompagner ces politiques de mesures complémentaires (subventions à la R&D, notamment) afin de compenser les désavantages mis en lumière dans cette analyse.

## CONCLUSION GENERALE

Le sujet de cette thèse était d'analyser l'efficacité des diverses politiques de promotion des énergies renouvelables dans la production électrique en se référant aux problématiques d'économie de l'environnement qui prennent explicitement en compte le changement technique. Par rapport à cette littérature dont la synthèse de Newell et Stavins (2000) fait référence, les techniques analysées relèvent d'un type d'innovation particulier : il s'agit de nouveaux procédés de production de petite taille et généralement à production aléatoire et non stockable qui doivent s'insérer dans un système technique fortement occupé par des techniques centralisées présentant de fortes économies de taille et nécessitant une coordination générale instantanée. Outre les barrières à l'entrée traditionnelles de techniques innovantes, elles supportent donc les inconvénients d'unités capitalistiques sans effet de taille et de production *a priori* moins valorisables. Elles sont également fortement dépendantes de l'environnement institutionnel, c'est-à-dire des règles changeantes d'une industrie en forte mutation réglementaire.

On s'est focalisé sur les techniques proches du stade commercial et sur les instruments d'incitation à l'adoption par subventionnement indirect des productions, après avoir discuté des avantages et limites des autres instruments utilisables : subventions à l'investissement, crédit d'impôt ou bien recours au marché par dissociation de l'électricité verte et encouragement des achats volontaires en marketing vert. Le subventionnement indirect nécessite d'imposer une obligation d'achat ou des quotas à des agents bien identifiés pour ensuite les contraindre à des achats à prix garantis définis administrativement, ou par enchères ; ou encore de les faire négocier des achats d'électricité verte par contrats longs ou par contrats spots sur un marché de certificats.

Les instruments de stimulation du développement des énergies renouvelables agissent comme les instruments des politiques environnementales, en posant des questions théoriques et des problèmes de mise en œuvre voisins. Comme pour ces derniers, dans des situations idéales, les approches par les prix ou par les quantités sont censées être des moyens symétriques pour atteindre des objectifs de production d'électricité d'origine renouvelable.

Cependant, cette symétrie disparaît lorsqu'on intègre l'incertitude sur les coûts et les potentiels, qu'on prend en compte la conception détaillée des instruments-prix ou instruments-quantités sur l'efficacité transactionnelle et qu'on appréhende en dynamique l'efficacité des instruments au regard de la stimulation du progrès technique.

(i) La spécificité du problème de l'adoption des techniques renouvelables en production électrique, sa complexification par la multiplicité des objectifs (stabilité du climat, qualité de l'air, innovation, politique industrielle), ainsi que l'influence de l'environnement institutionnel (libéralisation des marchés, européanisation de la politique) et de l'organisation industrielle du secteur électrique, ont conduit à procéder en premier lieu à une analyse empirique. On a choisi de procéder d'abord à la comparaison coût-efficacité des dispositifs sur une base empirique référée aux critères économiques, afin de collecter les enseignements issus des retours d'expériences et d'appréhender l'influence des contextes politiques et institutionnels.

- Ceci a permis d'identifier clairement l'avantage de l'instrument-prix au regard du critère d'efficacité environnementale qui revient à conférer une valeur illimitée au dommage marginal évité, mais qui pose immédiatement la question du coût collectif.

- Ceci a permis aussi d'illustrer l'intérêt supposé d'un système de quotas échangeables dans un environnement libéralisé et surtout dans un contexte d'intégration des marchés de certificats et des marchés électriques à une échelle régionale, en faisant l'hypothèse d'absence totale d'incertitudes et de coûts de transaction.

- Il a permis de mettre en évidence que les avantages de la pression concurrentielle, attendus des enchères concurrentielles ou des recherches d'achat d'électricité verte les moins chers dans le système des quotas, étaient doublés de difficultés transactionnelles et de problèmes de gestion de risques.

- Il a aussi permis de différencier les dispositifs en fonction de leur adéquation à l'environnement libéralisé des industries électriques selon le degré d'approfondissement des réformes ; on a pu donc apprécier jusqu'où ce caractère justifie ou non un changement de dispositif en faveur du système de quotas échangeables

(ii) Dans la seconde étape de comparaison théorique de l'efficacité des instruments, on est revenu sur leurs performances respectives en se référant uniquement à leur design

intrinsèque, mais en considérant deux questions complémentaires aux approches statiques traditionnelles : l'efficacité transactionnelle et l'efficience dynamique.

On a retranscrit la démarche de la comparaison traditionnelle instruments-prix et des instruments-quantités en situation d'incertitude sur les courbes de coûts. On a retrouvé des résultats classiques, avec notamment le système des tarifs d'achat garantis qui pourrait aussi bien ne pas assurer *ex ante* l'atteinte de l'objectif quantitatif spécifié par la politique que largement le dépasser suivant la forme de la courbe de coût marginal.

L'approche en terme d'efficacité transactionnelle, qui était centrée sur le risque d'expropriation des candidats à l'investissement et sur les garanties qu'ils doivent obtenir par le contrat ou par la crédibilité de la régulation, a montré que le problème principal est celui de la crédibilité de l'engagement public. Ce problème ne trouve pas la même solution d'un dispositif à l'autre. L'approche met en valeur l'intérêt de l'adaptabilité des dispositifs, comme c'est le cas pour l'introduction de tarifs évolutifs dans le dispositif de tarifs d'achat. Mais ce caractère peut présenter aussi des inconvénients sur des enjeux nécessitant une prévisibilité importante à long terme pour faciliter la création d'unités de production à partir de sources d'énergie renouvelables (par exemple de l'impact du changement des règles du système de quotas sur le prix des certificats). Enfin, une telle approche conduit à repérer des défauts qui mènent à une sélection d'arrangements institutionnels qui n'étaient pas anticipés par les créateurs d'un dispositif : dans le cas du recours aux échanges de certificats verts dans le système des quotas échangeables, l'analyse montre clairement que la seule vente de certificats ne crée pas les incitations suffisantes pour investir en unités renouvelables ou que, symétriquement, les seuls achats de certificats ne sont pas suffisants pour faire face aux obligations de quotas dans la durée : des contrats de long terme ou l'intégration verticale sont plus appropriés à cette fin. Il n'est pas neutre que, parmi les nombreux pays qui avaient annoncé leur passage aux dispositifs des certificats en 2000 pour atteindre des objectifs d'installation élevés de façon économiquement efficace, un certain nombre soit en train de renoncer devant les problèmes posés par leur mise en œuvre du fait des difficultés transactionnelles.

L'approche en termes d'efficacité dynamique confirme les hypothèses que l'on a pu empiriquement définir à partir de l'observation des expériences européennes. Les tarifs d'achat présentent un cadre à la fois stable et prévisible pour les investisseurs innovants. L'innovation est encouragée par la possibilité d'octroi d'une partie de la rente technologique aux développeurs de projets. Le système des enchères supprime la quasi-totalité la rente technologique des développeurs innovants, il n'exerce qu'une faible incitation à l'innovation. Surtout le faible niveau de stabilité et de prévisibilité offert aux investisseurs, entrave l'enclenchement d'un processus de progrès technique, puisque les innovateurs ont peu de visibilité sur les rounds et sont alors privés des capacités nécessaires au financement de l'investissement en R&D. Les systèmes de quotas échangeables, malgré le recours possible à des contrats longs laissés au libre choix des opérateurs contraints, offrent une faible stabilité et prévisibilité aux investisseurs. En outre, la mince rente technologique octroyée aux producteurs innovants engendre les mêmes désincitations que dans le cas des appels d'offres, même si, toujours comme dans le cas de l'autre instrument-quantité, ce mode de soutien crée une atmosphère concurrentielle fortement incitatrice à la baisse des coûts de production.

- ***Les prolongements de la recherche***

Le débat instrument-prix / instrument-quantité n'est pas clos dès lors que l'on prend en considération les caractéristiques de mise en œuvre des dispositifs. Il n'existe pas *a priori* de solutions optimales dans une situation où les objectifs de politique publique sont multiples et complexes à définir précisément en raison du caractère incertain des dommages à éviter, des difficultés de quantification des coûts-avantages et des controverses dont ils sont aussi l'objet.

Ce constat suggère plusieurs prolongements de recherche sur les dispositifs de soutien au développement des sources d'énergie renouvelables dans un contexte de libéralisation des marchés électriques.

Le premier concerne l'usage combiné de plusieurs instruments, ce qui est déjà réalisé dans certains dispositifs. On évoquera deux exemples :



- le recours aux subventions en complément du dispositif de quotas échangeables pour corriger l'effet de spécialisation technologique,
- l'articulation entre le niveau des quotas et le niveau de la pénalité dans le système des quotas échangeables, qui en fait un véritable instrument hybride ; le couplage des deux place les acteurs soumis aux quotas devant un éventail de stratégies intéressantes à analyser en soi ; qui peuvent être complexifiées par la double incitation qu'apporte le versement des recettes des pénalités à ceux qui respectent les quotas.

Le second prolongement porterait sur l'approche dynamique de ces instruments en univers incertain en tenant compte de leurs effets endogènes. Comment concevoir les modalités de flexibilisation des dispositifs afin d'assurer leur stabilité et donc leur crédibilité institutionnelle dans la durée, dans un domaine où les investisseurs ont besoin d'une prévisibilité à long terme pour s'engager ?

Le troisième prolongement concerne l'interaction entre le dispositif des quotas échangeables sur les énergies renouvelables et les autres cadres marchands d'incitation au développement de technologies propres, des permis d'émission négociables aux certificats blancs, en passant par les obligations éventuelles sur la cogénération. En effet, si la prévention du changement climatique ne constitue pas la seule justification des politiques de soutien au développement des renouvelables et de la maîtrise de l'énergie, elle y contribue pour une large part. Il est donc important d'anticiper les effets d'une intégration, probablement inévitable à terme, qui pourrait se traduire par une rationalisation dans l'emploi des ressources, mais également par un net recul du soutien aux technologies émergentes, telles que les énergies renouvelables.

Cette question doit être abordée en univers certain et sans coût de transaction, à l'aide de modèle de simulation avec technologies explicites du type du modèle POLES en étendant la simulation au marché des permis d'émission négociables, et à celui des certificats blancs, sous hypothèses différentes (fongibilité, non-fongibilité, etc). Elle doit ensuite être abordée en univers incertain et avec coûts de transaction, ce qui serait le plus novateur à explorer.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES<sup>1</sup>

### Introduction

ARTHUR, W. B. (1989), Competing technologies: increasing returns and lock-in by historical events, *Economic Journal*, 99 (1).

BAUMOL, W. J. (1972), On Taxation and the Control of Externalities, *American Economic Review*, Vol. 62 (3) pp. 307-22.

BONTEMPS, P. et ROTILLON, G. (1998), *Economie de l'environnement*, Repères, Editions La découverte, Paris.

CE – Commission Européenne (1996), *Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, Journal officiel n° L 027 du 30/01/1997, pp. 20 – 29.

CE – Commission Européenne (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.

DAVID, P. A. (1975), *Technical Choice, Innovation and Economic Growth*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

FORAY, D. (1989), Les modèles de compétitions technologiques : une revue de la littérature, *revue d'Economie Industrielle*, 48, pp 16-34.

GIEC - Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (2000), *Rapport spécial du GIEC, scénarios d'émissions, Résumé à l'attention des décideurs*.

JAFFE, A.B., NEWELL, R.G., STAVINS, R.N. (2000), *Technological Change and the Environment*, Discussion Paper 00-47, Resources For The Future, Washington, USA.

JAFFE, A., B., NEWELL, R., G., STAVINS, N., S. (2002), Environmental Policy and Technological Change, *Environmental and Resources Economics*, 22, pp 41-69.

JAFFE, A. B., STAVINS, R. N. (1995), Dynamic Incentives of Environmental Regulations: the Effects of Alternative Policy Instruments on Technology Diffusion, *Journal of Environmental Economics and Management*, 29, pp 43-63.

KEMP, R. (1997), *Environmental Policy and Technical Change – A Comparison of the Technological Impact of Policy Instruments*, Edward Elgar, Cheltenham.

MILLIMAN, S. R., PRINCE, R. (1989), Firm Incentives to Promote Technological Change in Pollution Control : Reply, *Journal of Environmental Economics and Management*, 22, pp 292-296.

---

<sup>1</sup> Par soucis de clarté, nous avons préféré présenter les références bibliographiques classées par chapitre.

NELSON, R., WINTER, S. (1977), Toward a useful theory of innovation, *Research Policy*, 6.

NELSON, R., WINTER, S. (1982), *An evolutionary theory of economic change*, The Belknap Press of Harvard University Press, Cambridge, 437 p.

WEITZMAN, M. L. (1974), Prices versus Quantities, *Review of Economic Studies*, 41, 477-491.

## Chapitre 1

ADEME – Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie (2002), *Elaboration d’un outil d’insertion sociale et territoriale des éoliennes*, Médiation et environnement pour l’Ademe, [http://www.ademe.fr/Etudes/Socio/documents/PDF/ISTE\\_partie\\_2.pdf](http://www.ademe.fr/Etudes/Socio/documents/PDF/ISTE_partie_2.pdf).

ADEME – Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie (2003), *Les Energies et Matières Renouvelables en France – Situation et perspectives de développement dans le cadre de la lutte contre le changement climatique*, Débat National pour l’Energie, [http://www.industrie.gouv.fr/debat\\_energie/contribution/pdf/enr-1.pdf](http://www.industrie.gouv.fr/debat_energie/contribution/pdf/enr-1.pdf).

ADEME – Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie – SYNOVATE (2003), *Sondage perception de l’énergie éolienne en France*, [http://www.ademe.fr/Etudes/Socio/documents/PDF/RESUME\\_EOLIEN\\_2003.pdf](http://www.ademe.fr/Etudes/Socio/documents/PDF/RESUME_EOLIEN_2003.pdf).

AIE – Agence Internationale de l’Energie (2003), *Creating Markets for Energy Technologies*, OECD/IEA, Paris.

ALDERSEY-WILLIAMS, J. (2002), *Why invest in uneconomic renewable power generation technology*, Proceedings, 25rd Annual IAEE International Conference, Aberdeen, June.

ANTOLINI, A., CHARTIER, P. (2002), Les énergies renouvelables : une nouvelle priorité pour la France, *Revue de l’Energie*, n°537, juin.

ARROW, K. J. (1962), The economic implications of learning by doing, *Review of Economic Studies*, 29.

ARROW, K. J. (1970), The Organisation of Economic Activity : Issues Pertinent to the Choice of Market Versus Non-market Allocation, in Haveman R. H. et Margolis J. (éd.), *Public Expenditures and Policy Analysis*, Markham, Chicago, pp 59-73.

ARTHUR, W. B. (1989), Competing technologies: increasing returns and lock-in by historical events, *Economic Journal*, 99 (1).

BARDE, J. P. (1991), *Economie et Politique de l’Environnement*, Collection “l’économiste”, Presses Universitaires de France.

BAUMOL, W. J., OATES, W. E. (1988), *The Theory of Environmental Policy*, 2<sup>nd</sup> Edition, Cambridge University Press.

BERNDT, E., R. (1991), *The practice of Econometrics; Classic and Contemporary*, Addison-Wesley, Reading, MA.

BONTEMPS, P. et ROTILLON, G. (1998), *Economie de l'environnement*, Repères, Editions La découverte, Paris.

BOSTON CONSULTING GROUP (1968), *Perspectives on experience*, Boston Consulting Group Inc., Boston.

BUCHANAN, J. M. (1965), An Economic Theory of Club, *Economica*, 32, pp 1-14.

BUREAU, D., SCHERRER, S. (2003), Evaluation environnementale de l'ouverture du marché de l'électricité, *Revue Française d'Economie*, n°4, vol. XVII, pp 131-167.

CE – Commission Européenne (1996), *Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables*, Livre Vert pour une stratégie communautaire, COM (96) 576, Bruxelles.

CE – Commission Européenne (2000), *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, Livre Vert, COM (2000) 769 final, Bruxelles.

CE – Commission Européenne (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.

DGEMP-DIDEME (2003), *Bilan Prévisionnel Pluriannuel de RTE*, Ministère de l'Economie, des finances et de l'Industrie, France, [http://www.rte-france.com/htm/fr/vie/telecharge/bilan\\_complet\\_2006\\_2015.pdf](http://www.rte-france.com/htm/fr/vie/telecharge/bilan_complet_2006_2015.pdf).

DOSI, G. (1988), The nature of the innovative process. In G. Dosi, C. Freeman et alii (ed.) *Technical Change and Economic Theory*, London.

EXTERNE (1995), *ExternE: Externalities of Energy*, published by ExternE Program of European Commission, DG XII, Science Research and Development, <http://externe.jrc.es/>.

EXTERNE (1998), *ExternE: Externalities of Energy*, published by ExternE Program of European Commission, DG XII, Science Research and Development, <http://externe.jrc.es/>.

FORAY, D. (1989), Les modèles de compétitions technologiques : une revue de la littérature, *revue d'Economie Industrielle*, 48, pp 16-34.

FORAY, D. (1996), Diversité, sélection et standardisation : les nouveaux modes de gestion du changement technique, *Revue d'Economie Industrielle*, (75), pp. 257-274.

HANSEN, L. H., ANDERSEN, P. D. (1999), *Wind turbines – facts from 20 years of technical progress*, Proceedings, 1999 European Wind Energy Conference and Exhibition "Wind Energy for the Next Millennium", Denmark.

IBENHOLT, K. (2002), Explaining learning curves for wind power, *Energy Policy*, 30 (13), pp 1181-1189.

JENSEN, S. G., LEMMING, J., MORTHORST, P. E., OLSEN, O. J., SKYTTE, K. (2002), *Experience curves, renewable energy technologies and energy policy in Denmark*, Proceedings, 25rd Annual IAEE International Conference, Aberdeen, June.

LEVEQUE, F. (1998), *Economie de la réglementation*, Collection Repères, La Découverte, Paris.

MARTIN, P. E. (1999), *L'intégration des coûts environnementaux de la production d'électricité*, Thèse de doctorat en Economie, Université Pierre Mendès France et Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Grenoble, France.

MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M. L. (2003), *L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés : des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des marchés*. Lepii-epe: Grenoble, 14 p. (Note de travail Lepii-epe ; 2003/1.)

MIES – Mission Interministérielle de l'Effet de Serre (2000), *Plan National de Lutte contre le Changement Climatique – PNLCC*, Paris, <http://www.effet-de-serre.gouv.fr>

ORNL/RFF (1994), *External Costs and Benefits of Fuel Cycles*, prepared by Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future, edited by Russell Lee, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN 37831.

PIGOU, A. C. (1920), *The Economics of Welfare*, Macmillan, London.

RABL, A. (2001), The importance of external costs for the competitiveness of renewable energies, *International Journal of Global Energy Issues*, 15 (1/2), pp 49-58.

RABL, A., SPARADO, J. V. (2001), Les coûts externes de l'électricité, *Revue de l'Energie*, n°525, mars-avril, pp 151-163.

SAMUELSON, P. A. (1954), The Pure Theory of Public Expenditures, *Revue of Economics and Statistics*, 36, pp 387-389.

VALLEE, A. (2002), *Economie de l'environnement*, Seuil, collection "Points Economie", n°53.

## Chapitre 2

AHMAD, S. (1966), On the theory of induced innovation, *Economic Journal*, 76, pp 344-357.

ARROW, K. (1962), The economic implications of learning by doing, *Review of Economic Studies*, 29, pp 155-173.

ARTHUR, W. B. (1989), Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events, *The Economic Journal*, 99, pp 116-131.

ASHFORD, N. A., HEATON, G. R., PRIEST, W. C. (1979), Environmental, Health, and Safety Regulation and Technological Innovation, in J.M. Utterback and C. Hill (eds), *Technical Innovation for a Dynamic Economy*, pp 161-221.

BANKS, D. R., HEATON, G. R. (1995), An Innovation-Driven Environmental Policy, *Issues in Science and Technology*, Fall.

BELLAS, A. S. (1998), Empirical Evidence of Advances in Scrubber Technology, *Resource and Energy Economics*, 20, pp 327-343.

BINSWANGER, H. P. (1978), Induced technical change: Evolution of thought, in Binswanger, H. P. and Ruttan, V. W., eds, *Induced Innovation: Technology, Institutions and Development*, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, MD, USA.

CHRISTIANSEN, A. C. (2001), *Technological change and the role of public policy : An analytical framework for dynamic assessments*, FNI Report 4/2001, The Fridtjof Nansen Institute, Lykaser, Norway.

CORIAT, B., WEINSTEIN, O. (1995), *Les nouvelles théories de l'entreprise*, Librairie Générale Française, collection Le Livre de Poche, Paris.

COWAN, R. (1988), *Nuclear power reactors: a study in technological lock-in*, New York University.

DAVID, P. A. (1975), *Technical Choice, Innovation and Economic Growth*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

DAVID, P., FORAY, D. (1994), Dépendance du sentier et Economie de l'Innovation: un rapide tour d'horizon, *Revue d'Economie Industrielle*, Numéro Hors Série *Economie Industrielle : développements récents*, pp 27-52.

DAVID, P., HALL, B., TOOLE, A. (2000), Is public R&D a complement or substitute for private R&D? A review of the economic evidence, *Research Policy*, 29, pp 497-529.

DENICOLO, V. (1999), Pollution-reducing Innovations Under Taxes or Permits, *Oxford Economic Papers*, 51, pp184-199.

DOSI, G. (1988), Sources, Procedures and Microeconomics Effects of Innovations, *Journal of Economic Literature*, 26, pp 1126-1171.

DOSI, G., NELSON, R. (1994), An Introduction to Evolutionary Theories in Economics, *Journal of Evolutionary Economics*, Vol. 4 (3) pp. 153-72.

DOWING, P. B., WHITE, L. J. (1986), Innovation in Pollution Control, *Journal of Environmental Economics and Management*, 13, pp 18-29.

ELZEN, B., HOOGMA, R., SCHOT, J. (1996), *Mobiliteit met toekomst – Naar een vraaggericht technologiebeleid*, Ministerie van Verkeer en Waterstaat.

FISCHER, C., PARRY, I. W. H., PIZER, W. A. (1998), Instrument Choice for Environmental Protection When Technological Innovation is Endogenous, *Resources For the Future*, Discussion Paper 99-04, Washington D.C. .

FISCHER, C. (2000), Climate Change Policy Choices and Technical Innovation, *Resources For the Future*, Climate Issue Brief #20, Washington D.C. .

FORAY D. (1989), Les modèles de compétitions technologiques : une revue de la littérature, *Revue d'Economie Industrielle*, 48, pp 16-34.

FREEMAN, C. (1992), *The Economics of Hope*, Pinter Publishers, London.

FREEMAN, C. (1994), The economics of technical change, *Cambridge Journal of Economics*, 18, pp 463-514.

GLACHANT, M. (2004), *Les instruments de la politique environnementale*, Polycopié de cours de Microéconomie de l'environnement, DEA Economie de l'Environnement et des Ressources Naturelles, CERNA – Centre d'économie industrielle, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, France.

GOLDBERG, P. K. (1998), The Effects of the Corporate Average Fuel Efficiency Standards in the U.S., *Journal of Industrial Economics*, 46, pp 1-13.

GRILLICHES, Z. (1984), *R&D, Patents and Productivity*, University of Chicago Press, Chicago.

GRILLICHES, Z. (1992), The Search for R&D Spillovers, *Scandinavian Journal of Economics*, 94, pp 29-47.

GRILLICHES, Z. (1998), *R&D and Productivity – The Econometric Evidence*, University of Chicago Press, Chicago.

GRUBB, M., KOEHLER, J., ANDERSON, D. (2000) *Induced technical change: Evidence and implications for energy-environmental modelling and policy*, Working Paper, Department of Applied Economics, Cambridge University.

GRUBLER, A. (1998), *Technology and Global Change*, Cambridge University Press, UK.

HAHN, R. W. (1989), Economic Prescriptions for Environmental Problems: How the Patient Followed the Doctor's Orders, *Journal of Economic Perspectives*, 3(2), pp 95-114.

HARTJE, V. J. (1985), *Environmental Product Regulation and Innovation: Limiting Phosphates in Detergents in Germany*, International Institute for Environment and Society (IIUG), IIUG dp 85-5, Wissenschaftszentrum Berlin.

HASSET, K. A., METCALF, G. E. (1995), Energy Tax Credits and Residential Conservation Investment: Evidence from Panel Data, *Journal of Public Economics*, 57, pp 201-217.

HEMMELSKAMP, J. (1997), Environmental Policy Instruments and their Effects on Innovation, *European Planning Studies*, 5(2), pp 177-193.

HICKS, J. R. (1932), *The Theory of Wages*, Macmillan, London.

HOEL, M. (1998), Emission taxes versus other environmental instruments, *Scandinavian Journal of Economics*, 100(1), pp 79-104.

JAFFE, A.B. (1998), The Importance of “Spillovers” in the Policy Mission of the Advanced Technology Program, *Journal of Technology Transfer*, Summer 1998, pp 11-19.

JAFFE, A. B., STAVINS, R. N. (1995), Dynamic Incentives of Environmental Regulations: the Effects of Alternative Policy Instruments on Technology Diffusion, *Journal of Environmental Economics and Management*, 29, pp 43-63.

JAFFE, A.B., NEWELL, R.G., STAVINS, R.N. (2000), *Technological Change and the Environment*, Discussion Paper 00-47, Resources For The Future, Washington, USA.

JAFFE, A., B., NEWELL, R., G., STAVINS, N., S. (2002), Environmental Policy and Technological Change, *Environmental and Resources Economics*, 22, pp 41-69.

JORGENSON, D. (1990), Productivity and Economic Growth, in: E. Berndt and J. Triplett (eds), *Fifty years of Economic Measurement*, University of Chicago Press, Chicago, pp 19-118.

JUNG, C., KRUTILLA, K., BOYD, R. (1996), Incentives for Advanced Pollution Abatement Technology at the Industry Level: An Evaluation of Policy Alternatives, *Journal of Environmental Economics and Management*, 30, pp 95-111.

KARSHENAS, M., STONEMAN, P. (1995), Technological Diffusion, in P. Stoneman (eds), *Handbook of the Economics of Innovation and Technological Change*, Blackwell Publishers, Oxford.

KEHOANE, N. O. (1999), *Policy Instruments and the Diffusion of Pollution Abatement Technology*, mimeo, Harvard University.

KEHOANE, N. O. (2001), *Essays in the Economics of Environmental Policy*, unpublished Ph.D. dissertation, Harvard University.

KEMP, R. (1997), *Environmental Policy and Technical Change – A Comparison of the Technological Impact of Policy Instruments*, Edward Elgar, Cheltenham.

KEMP, R. (2000), *Technology and Environmental Policy—Innovation effects of past policies and suggestions for improvement*, paper for OECD workshop on Innovation and Environment, 19 June 2000, Paris.



- KENNEDY, C. (1964), Induced bias in innovation and the theory of distribution, *Economic Journal*, 74, pp. 233-256.
- KERR, S., NEWELL, R. (2001), *Policy-Induced Technology Adoption: Evidence from the U.S. Lead Phasedown*, Discussion Paper 01-14, Resource For the Future, Washington D.C.
- KLEMMER, P. (eds) (1999), *Innovation Effects of Environmental Policy instruments*, Analytica, Berlin.
- KNEESE, A., SCHULTZE, C. (1975), *Pollution, Prices and Public Policy*, Washington D.C, Brookings Institution.
- KOSTOPOULOU, M. (1997), *Changement technique et politiques publiques – leçons de l'histoire récente de l'énergie*, Thèse de Doctorat, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales, Paris.
- LE DORTZ, L. (1995), *La dynamique des industries dans les approches évolutionnistes : irréversibilités et émergence des industries*, Document de recherche n°72, MATISSE – CRIFES, Université de Paris 1 – Panthéon Sorbonne, Paris.
- LIPSEY, G., CARLAW, K., AKMAN, D. (1998), *Une évaluation structuraliste des politiques technologiques – pertinence du modèle schumpétérien*, Programme des publications de recherche d'Industrie Canada, document de travail n°25, Industrie Canada, Ottawa, Canada.
- MAGAT, W. A. (1979), The effects of environmental regulation on innovation, *Law and Contemporary Problem*, 43, pp 3-25.
- MAJONE, G. (1976), Choice Among Policy Instruments for Pollution Control, *Policy Analysis*, pp 589-613.
- MARTIN, S., SCOTT, J. (2000), The nature of innovation market failure and the design of public support for private innovation, *Research Policy*, 29, pp 437-448.
- MENSCH, G. (1979), *Stalemate in technology*, Balinger, Cambridge, MA, USA.
- MILLIMAN, S. R., PRINCE, R. (1989), Firm Incentives to Promote Technological Change in Pollution Control : Reply, *Journal of Environmental Economics and Management*, 22, pp 292-296.
- MILLIMAN, S. R., PRINCE, R. (1992), Firm Incentives to Promote Technological Change in Pollution Control, *Journal of Environmental Economics and Management*, 17, pp 247-265
- MONTAIGNE, E. (1997), *Théorie évolutionniste, dynamique technologique et SADA*, Programme FAO, Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture, Dakar.
- MOREAU, F. (1997), *Compétition technologique, développement durable et théorie de l'auto-organisation*, Working Paper n°97-3, Laboratoire d'Econométrie, Conseil National des Arts et Métiers, Paris.

- NELSON, R., WINTER, S. (1977), Toward a useful theory of innovation, *Research Policy*, 6.
- NELSON, R., WINTER, S. (1982), *An evolutionary theory of economic change*, The Belknap Press of Harvard University Press, Cambridge, 437 p.
- NEWELL, R.G., JAFFE, A. B., STAVINS, R. N. (1999), The Induced Innovation Hypothesis and Energy-Saving Technological Change, *The Quarterly Journal of Economics*, 114, pp 941-975.
- NORDHAUS, W. D. (1973), Some sceptical thoughts on the theory of induced innovation, *Quarterly Journal of Economics*, 87, pp 208-219.
- ORR, L. (1976), Incentive for Innovation as the Basis for Effluent Charge Strategy, *American Economic Review*, 66, pp 441-447.
- PARRY, I. W. H. (1998), Pollution Regulation and the Efficiency Gains from Technical Innovation, *Journal of Regulatory Economics*, 14, pp 229-254.
- POPP, D. (2001), The Effects of New Technology on Energy Consumption, *Resource and Energy Economics*, 23(4), pp 215-239.
- PORTER, M. (1990), *The Competitive Advantage of Nations*, The Free Press, New York.
- RIP, A., SCHOT, J. (1999), Anticipation on Contextualization: Loci for Influencing the Dynamics of Technological Development, in: Sauer, D., Lang, C. : *Paradoxien der Innovation*, Perspektiven sozialwissenschaftlicher Innovationsforschung, Frankfurt/New York: Campus.
- ROMER, P., M. (1994), The Origins of Endogenous Growth, *Journal of Economic Perspectives*, 8, pp 3-22.
- ROSENBERG, N. (1996), Uncertainty and technological change, in: Landau, R., Taylor, T. and Wright, G. (eds), *The mosaic of economic growth*, Stanford University Press, Stanford, CA, USA, pp 334-353.
- RUTTAN, V. W. (2002), Sources of Technical Change: Induced Innovation, Evolutionary Theory, and Path Dependence, in Grübler, A., Nakicenovic, N., Nordhaus, W. D., eds, *Technological Change and the Environment*, Resources for the Future, Washington, DC, USA, pp 9-39.
- SALTER, W. E. G. (1960), *Productivity and Technical Change*, 2<sup>nd</sup> ed., Cambridge University Press, New York, USA.
- SAMUELSON, P. A. (1965), A theory of induced innovation along Kennedy-Weizsäcker lines, *Review of Economics and Statistics*, 47, pp 343-356.
- SCHERER, F. (1986), *Innovation and Growth – Schumpeterian Perspectives*, the MIT Press, Cambridge, MA.

SCHUMPETER, A.J. (1934), *The Theory of Economic Development*, Harvard University Press, Cambridge, MA, USA.

SOLOW, R.M. (1957), Technical Change and the Aggregate Production Function, *Review of Economics and Statistics*, 39, pp 310-320.

STEWART, R. (1981), Regulation Innovation and Administrative Law : A Conceptual Framework, *California Law Review*, 69(5), pp 1256-1377.

TIROLE, J. (1988), *The Theory of Industrial Organization*, The MIT Press, Cambridge, MA.

TOMAN, M. (1998), "Research Frontiers in the Economics of Climate Change", *Environmental and Resource Economics*, Vol. 11, Nos 3-4, pp 603-621.

ULPH, D. (1998), Environmental Policy and Technological Innovation, in: Carraro, C. and Siniscalco, D. (eds.), *Frontiers of Environmental Economics*, Edward Elgar, Cheltenham.

WAN, H. Y. Jr. (1971), *Economic Growth*, Harcourt Brace Javonovich, New York, USA, pp 215-226.

WEITZMAN, M. L. (1974), Prices versus Quantities, *Review of Economic Studies*, 41, 477-491.

WILLINGER, M., ZUSCOVITCH, E. (1993), Efficience, irréversibilités et constitution des technologies, *Revue d'Economie Industrielle*, 65, pp 7-22.

ZERBE, R. O. (1970), Theoretical Efficiency in Pollution Control, *Western Economic Journal*, 8, pp 364-376.

### Chapitre 3

ADMIRE REBUS, (2003), *Renewable electricity market developments in the EU*, Final Report of the ADMIRE REBUS project, ECN-C--03-082, October, <http://www.admire-rebus.net/publications.html>

AWEA -American Wind Energy Association- (1997a), *The Renewables Portfolio Standard: How It Works and Why It's Needed*, Wind Energy Fact Sheet, Washington DC, November.

AWEA -American Wind Energy Association- (1997b), *International Wind Energy Incentives*, Wind Energy and Energy Policy, December, [www.awea.org/policy/incentives.html](http://www.awea.org/policy/incentives.html)

AWEA -American Wind Energy Association- (2003), House passes energy policy bill, *Wind Energy Weekly*, Vol. 22 (1040), 18 April.

BERRY, T., JACCARD, M. (2001), The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey, *Energy Policy*, 29(4), pp 263-277.

BIRD, L., WUSTENHAGEN, R., AABAKKEN, J. (2002), *Green Power Marketing Abroad: Recent Experience and Trends*, NREL/TP-620-32155. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, April 2002.

BLAIR, S., BIRD, L. (2001), *Utility Green Pricing Programs: What Defines Success?*, National Renewable Energy Laboratory, Colorado. <http://www.eere.energy.gov/greenpower/29831.pdf>

BÖRKEY, P., GLACHANT, M., LÉVÊQUE F. (2000), *Voluntary Approaches in Environmental Policy: An Assessment*, Environment Directorate, OECD.

COCHET, Y. (2000), *Stratégie et moyens de développement de l'efficacité énergétique et des sources d'énergie renouvelables en France : rapport au Premier ministre*, Collection des rapports officiels, La documentation française, Paris.

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.

DINICA, V., ARENTSEN, M. (2001), *Green Electricity in the Netherlands*, Center for Clean Technology and Environmental Policy (CSTM), University of Twente, Holland. [www.utwente.nl/cstm/publications/energy\\_markets\\_and\\_policy/all\\_energy\\_markets\\_and\\_policy/GreenElectricitytheNetherlandsReportforNorway.pdf](http://www.utwente.nl/cstm/publications/energy_markets_and_policy/all_energy_markets_and_policy/GreenElectricitytheNetherlandsReportforNorway.pdf)

ECN (The Dutch Energy Research Foundation), A.L. van Dijk, L.W.M. Beurskens, M.G. Boots, M.B.T. Kaal, T.J. de Lange, E.J.W. van Sambeek, M.A. Uytterlinde (2003a), *Renewable Energy Policies and Market Developments*, ECN-C--03-029, March.

ECN (The Dutch Energy Research Foundation), E.J.W. van Sambeek, E. van Thuijl (2003b), *The Dutch Renewable Electricity Market in 2003 – An overview and evaluation of current changes in renewable electricity policy in the Netherlands*, ECN-C--03-037, April.

ECN (The Dutch Energy Research Foundation), De Vries, H.J. et al. (2003c), *Renewable electricity policies in Europe – Country fact sheets 2003*, ECN, Amsterdam.

FARHAR, B. (1994), Trends in US Public Perceptions and Preferences on Energy and Environmental Policy, *Annual Review of Energy and Environment*, 19, pp. 211-239.

FARHAR, B. (1999), [\*Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources: A Review of Utility Market Research\*](#). NREL/TP-550-26148. Golden: CO: National Renewable Energy Laboratory, July 1999.

FREEMAN, L. (1996), *Willingness-to-Pay: Evidence Supporting a Utility Role in Financing Advanced Technologies*, Proceedings: Sixth Annual DA/DSM Symposium on Utility Information Technology, System Strategies and Customer Satisfaction. Tampa, Florida.

GLACHANT, M. (2002), *Les instruments de politique environnementale en matière de contrôle de la pollution*, Cours de Microéconomie de l'environnement, CERNA, Ecole des Mines de Paris.

- KAHN, E. (1996), The production tax credit for wind turbine powerplants is an ineffective incentive, *Energy Policy*, 24 (5), pp 427-435.
- LEVITT, T. (1980), Marketing Success Through Differentiation-Of Anything, *Harvard Business Review*, January-February, pp 83-91.
- NAKARADO, G. (1996), A Marketing Orientation is the Key to a Sustainable Energy Future, *Energy Policy*, 24 (2), pp 187-193.
- NAVIGANT CONSULTING, (2003), *The Changing Face of renewable Energy*, Public Release Document, Burlington, MA, 18 June.  
O Gallachoir, 2000
- NORTH, D. C. (1990), *Institutions, Institutional Change, and Economic Performance*, Cambridge University Press, 1990.
- OBSERV'ER (1999), *Certification d'origine de l'électricité et développement du marché des EnR*, étude réalisée pour l'ADEME, décembre 1999.
- OCDE (2003), *Les approches volontaires dans les politiques de l'environnement: Efficacité et combinaison avec d'autres instruments d'intervention*, Rapport Environnement et Développement durable, Paris. <http://oecdpublications.gfi-nb.com/cgi-bin/OECDBookShop.storefront/EN/product/972003092P1>
- POLANSKY, M., MINTU-WIMSATT, A. (1995), *Environmental Marketing: Strategies, Practice, Theory, Research*, Aimsatt eds., The Hawthorn Press. New York, New York.
- RADER, N., NORGAARD, R. (1996), Efficiency and Sustainability in Restructured Electricity Markets: The Renewable Portfolio Standard, *The Electricity Journal*, 9 (6).
- VAN DIJK, A.L., BEURSKENS, L.W.M., KAAL, M.B.T., DE LANGE, T.J., VAN SAMBEEK, E.J.W., UYTERLINDE, M.A. (2003), *Renewable Energy Policies and Markets Developments*, ECN-C--03-029, Energieonderzoek Centrum Nederland.
- VOOGT, M., BOOTS, M.G., SCHAEFFER, G.J and MARTENS, J.W. (2000), Renewable electricity in a liberalised market: the concept of green certificates, *Energy and Environment*, 11(1).
- WISER, R., LANGNISS, O. (2001), *The Renewables Portfolio Standard in Texas: An Early Assessment*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-49107, <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/>.
- WISER, R., PICKLE, S. (1997), *Green Marketing, Renewables and Free Riders: Increasing Customer Demand for a Public Good*, Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- WOHLGEMUTH, N., MADLENER, R. (2000), *Financial support of renewable energy systems: investment vs. operating cost subsidies*, Proceedings of the Norwegian Association for Energy Economics (NAEE) Conference "Towards an Integrated European Energy Market", Bergen, Norway, 31 Aug – 2 Sep.

## Chapitre 4

ADEME (2000), *Eole 2005 – Premiers résultats et perspectives*, septembre 2000, Paris.

ASHFORD, N. A., AYERS, C., STONE, R. F. (1985), Using Regulation to Change the Market for Innovation, *Harvard Environmental Law Review*, Volume 9, N° 2, Été 1985, pp. 419 - 466.

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

BLANCHARD O., CRIQUI P., KITOUS A. (2002), *Après La Haye, Bonn et Marrakech : le futur marché international des permis de droits d'émissions et la question de l'air chaud*, Grenoble : IEPE, janvier 2002, 27 p. (Cahier de Recherche n° 27), <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/textes/Cahier27.pdf>.

COMMISSION EUROPENNE –C.E (1999), *Electricity from Renewable Energy Sources and the Internal Electricity Market*, Working Paper, SEC (99) 470, Bruxelles.

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

CRE (2002), *Rapport d'activité 2002*, [www.cre.fr](http://www.cre.fr).

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](http://www.cwape.be).

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

DGEMP (2000), *Bilan du programme Éole 2005*, Extrait du rapport 2000 de la DGEMP, <http://www.industrie.gouv.fr>.

DGEMP-SERURE (2001), *Parcs éoliens sélectionnés dans le cadre du programme EOLE 2005*, <http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/eole2005.htm>.

DGEMP (2004), *Les procédures administratives liées aux installations de production d'électricité d'origine renouvelable*, Rapport fait en application de l'article 6 de la directive 2001/77/CE du 27/10/2001, <http://www.industrie.gouv.fr>.

DGEMP - Observatoire de l'énergie (2004), *Les énergies renouvelables en France : les principaux résultats en 2003*, mai 2004, <http://www.industrie.gouv.fr>.

ECN (The Dutch Energy Research Foundation), De Vries, H.J. et al. (2003), *Renewable electricity policies in Europe – Country fact sheets 2003*, ECN, Amsterdam.

ECN (2004), *Dutch energy policies from a European perspective - Major developments in 2003*, ECN-P—04-001, <http://www.ecn.nl/library/reports/2004/p04001.html> .

FISHER, J.C. et PRY, R.H. (1971), A simple substitution model of technological change. *Technological Forecasting and Social Change*, Vol. 3, pp. 75 – 88.

FRISTRUP, P., 2000, *Forwards, futures and banks : Price stability of Danish RES-E certificates*, Risø National Laboratory, Denmark.

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.

HUBER, C., FABER, T., HAAS, R., RESCH, G. (2001), *Promoting Renewables: Feed-In Tariffs or Certificates*, IEW 2001, Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, Vienna.

IEPE-CE, CRIQUI P. et MENANTEAU P. (2000), *Présentation du modèle POLES-NREN*, Grenoble.

KEMP, R. (1994), Technology and the Transition to Environmental Sustainability. The Problem of Technological Regime Shifts, *Futures*, 26(10), pp. 1023-46.

KUHN, I. (1999), *New Competition-based Support Schemes for Electricity Generation from Renewable Energy Sources*, 1<sup>st</sup> Austrian-Czech-German Conference on Energy Market in Central and Eastern Europe, Prague, September 6-8.

KUHN, I., SCHAEFFER, G. J., VOOGT, M., CROOKALL-FALLON, C., REALM (1999), *Working Group III: How to improve the framework and design of national policies for the promotion of renewable electricity*, Final Paper, JOULE III, Bruxelles.

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](http://www.windpower.dk/articles/busiview.htm).

LAMY, M.-L., MENANTEAU, P. et FINON, D. (2002), The dynamic efficiency of instruments for stimulating the dissemination of renewable energy technologies, Contribution to the *25th Annual IAEE International Conference Innovation and Maturity in Energy Markets: Experience and Prospects*, Aberdeen, 26-29 June.

LANGNISS, O., WISER, R. (2001), *The Renewables Portfolio Standard in Texas: An Early Assessment*, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-49107, Stuttgart, Germany, <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP>.

LAUBER, V. (2004), REFIT and RPS : options for a harmonised Community framework, *Energy Policy*, 32, pp. 1405-1414.

LORENZONI, A. (2003), The Italian Green Certificates market between uncertainty and opportunities, *Energy Policy*, 31 (1), pp. 33-42.

LOVINFOSSE, I. et VARONNE, F. (2002), Renewable Energy in Belgium, in : *Handbook of Renewable Energies in the European Union*, Peter Lang, Frankfurt.

MEYER, N. et KOEFOED, A.L. (2003), Danish energy reform : policy implications for renewables, *Energy Policy*, 31 (7), pp. 597-607.

MITCHELL, C. (1995), The renewable NFFO, A review, *Energy Policy*, 23 (12), pp. 1077-1091.

MITCHELL, C. (2000), The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation: history and lessons, *Annual Review of Energy and Environment*, 25, pp 285-312.

MORTHORST, P.E. (1999), Danish renewable energy and a green certificate market, Conference on *The Design of energy markets and environment*, Copenhagen (DK), 20-21 mai 1999.

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

VAN DIJK, A.L., BEURSKENS, L.W.M., KAAL, M.B.T., DE LANGE, T.J., VAN SAMBEEK, E.J.W., UYTERLINDE, M.A. (2003), *Renewable Energy Policies and Markets Developments*, ECN-C--03-029, Energieonderzoek Centrum Nederland.

VOOGT, M., BOOTS, M.G., SCHAEFFER, G.J AND MARTENS, J.W. (2000), Renewable electricity in a liberalised market : the concept of green certificates, *Energy and Environment*, 11 (1).

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

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

WINDPOWER MONTHLY, *Windindicator*, [www.wpm.co.nz](http://www.wpm.co.nz).

## Chapitre 5

CE - COMMISSION EUROPEENNE (1996), *Directive 96/92 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, Journal officiel n° L 027 du 30/01/1997, pp. 20 – 29.



CE - COMMISSION EUROPEENNE (2002), *Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, Document de travail des services de la Commission, Bruxelles, octobre, SEC (2002) 1038.

CE- COMMISSION EUROPEENNE (2003), Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, Journal officiel n° L 176 du 15/07/2003, pp. 37 - 56

CE – COMMISSION EUROPEENNE (2004), *Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity gas and electricity market*, Commission Draft Staff Working Paper, 01/03/2004.

FINON, D., GLACHANT, J-M. (2000), Why do the European Union's electricity industries continue to differ? A new institutional analysis, in MENARD, C., *Institutions, Contracts and Organisations - Perspectives from New Institutional Economics*, Edward Elgar, pp. 313-334.

GAVALDA, C., PARLEANI, G. (1998), *Droit des Affaires de l'Union Européenne*, Litec.

HANCHER, L. (1997), Slow and not so sure: Europe's long march to electricity liberalisation, *Electricity Journal*, November, pp 92-101.

HOLBURN, G.L.F., SPILLER, P.T. (2002), Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reforms, *Economics of contracts: Theories and Applications*, Brousseau E. et Glachant J-M. eds, Cambridge University Press.

LAUBER, V. (2004), REFIT and RPS : options for a harmonised Community framework, *Energy Policy*, 32 (12), pp. 1405-1414.

LEVY, B., SPILLER, P. T. (1994), The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation, *The Journal of Law, Economics and Organization*, (10), PP. 201-246.

NORTH, D. C. (1990), *Institutions, Institutional Change, and Economic Performance*, Cambridge University Press, 1990.

PEREZ, Y. (2002), *L'économie néo-institutionnelle des réformes européennes de l'électricité*, Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université de Paris I Panthéon – Sorbonne.

PIGNON, V. (2003), *L'harmonisation des méthodes de tarification du transport d'électricité -une analyse économique du marché unique européen*, Thèse soutenue le 23 octobre 2003, Université Paris I, Panthéon Sorbonne, <http://www.grjm.net/>.

SUSTELNET (2000), *Long-Term Electricity Supply Systems Dynamics - A historic analysis*, Eindhoven University of Technology, ECN.

WILLIAMSON, O. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets and Relational Contracting*, New York: The Free Press A division of Macmillan, ISBN 0-02-934821-8

## Chapitre 6

ADEME (2003), *Les Energies et Matières Premières Renouvelables en France*, Débat National sur les énergies, en ligne sur [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr) .

BERTRANE, M. (2003), *Instruments d'incitation au développement des énergies renouvelables*, Rapport de stage d'option scientifique, Ecole Polytechnique, Département d'économie, Paris.

COMMISSION EUROPEENNE – CE (1999), *European Union Energy Outlook to 2020*, Brussels.

COMMISSION EUROPEENNE – CE (2000), *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable sources in the internal electricity market*, COM (2000), Brussels.

COMMISSION EUROPEENNE - CE, Direction Générale Energie et Transport (2003), *Livre Vert « Vers une Stratégie Européenne de Sécurité d'approvisionnement Energétique »*, COM (2000) 769 final, Bruxelles.

CROPPER, M. L., OATES, W. E. (1992), Environmental Economics: a survey, *Journal of Economics Literature*, vol. XXX, pp 675-740.

EXTERNE (1998), *ExternE: Externalities of Energy*, published by ExternE Program of European Commission, DG XII, Science Research and Development, <http://externe.jrc.es/>.

HUBER, C., HAAS, R., FABER, T., RESCH, G., GREEN, J., TWIDELL, J., RUIJGROK, W., ERGE, T. (2001), *Final Report of the project Elgreen (Organising a Joint European Green Electricity Market)*, Energy Economics Group (EEG), Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, European Communities.

RESCH, G., BERGER, M. (2001), *Database for the Model Elgreen*, International Report of the Project “Organising a Joint European Green Electricity Market”, Workpackage 6, Institute of Energy Economics (IEW), Vienna University of Technology, Austria.

SPRU – Centre for Management under Regulation (2000), *The Value of Renewable Electricity*, Project number JOR3-CT98-0210, Warwick Business School, [users.wbs.warwick.ac.uk/cmur/publication/revalue.htm](http://users.wbs.warwick.ac.uk/cmur/publication/revalue.htm).

VOOGT, M.H., UYTERLINDE, M.A., DE NOORD, M., SKYTTE, K., NIELSEN, L.H., LEONARDI, M., WHITELEY, M., CHAPMAN, M. (2001), *Renewable Energy Burden Sharing REBUS – Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe*, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Department Policy Studies, Amsterdam.

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

## Chapitre 7

ARROW, K. J., FISCHER, A. C. (1974), Environmental Preservation, Uncertainty and Irreversibility, *Quarterly Journal of Economics*, 88, p. 312-319.

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.

COURNEDE, B., GASTALDO, S. (2002), Combinaison des instruments prix et quantités dans le cas de l'effet de serre, *Economie et Prévision*, n°156, 2002-5.

HUBER, C., HAAS, R., FABER, T., RESCH, G., GREEN, J., TWIDELL, J., RUIJGROK, W., ERGE, T. (2001), *Final Report of the project Elgreen (Organising a Joint European Green Electricity Market)*, Energy Economics Group (EEG), Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, European Communities.

FINON, D., LAMY, M-L., MENANTEAU, P. (2001), Prix garantis, enchères concurrentielles ou certificats verts : quels instruments d'incitation au développement des renouvelables ?. *Revue de l'Energie*, (530), octobre, pp 513-527. Egalement publié dans *Problèmes économiques*, (2754), 27 mars 2002, pp 1-7.

FINON, D., MENANTEAU, P., LAMY, M.-L. (2002), *Les marchés de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables : entre efficacité allocative et efficacité dynamique*, Grenoble : IEPE, juin 2002, 15 p. (Cahier de recherche n° 29).

FINON, D., MENANTEAU, P. (2003), The Static and Dynamic Efficiency of Promotion of Renewables, *Economic Studies Review*, 12, 21 p.

HENRY, C. (1974), Investment Decisions Under Uncertainty: The Irreversibility Effect, *American Economic Review*, 64, pp. 1006-1012.

LEVEQUE, F. (1996), *Environmental Policy in Europe: Industry, Competition and the Policy Process*, Edward Elgar, Cheltenham, Gloucestershire.

MITCHELL, C. (1995), The renewable NFFO – A review, *Energy Policy*, vol.23, n° 12.

VAN DIJK, A., BEURSKENS, L., BOOTS, M., KAAL, M., DE LANGE, T., VAN SAMBEEK, E., UYTERLINDE, M. (2003), *Renewable Energy Policies and Market Developments*, ECN – Energy research Centre of the Netherlands, march, ECN-C—03-029.

## Chapitre 8

DEMSETZ, H., ALCHIAN, A. (1972), Production, Information Costs and Economic Organization, *American Economic Review*, Vol. 77, pp. 388-401.

GOLDBERG, V. P. (1976), Regulation and administered contracts, *Bell Journal of Economics*, vol 7, n°2, p.426-447.

LAMY, M-L., MENANTEAU, P., FINON, D. (2003), *Integrating intermittent energy sources in liberalised electricity markets: from technical costs to economic penalties as a result of market rules*, 26th Annual Conference International Association for Energy Economics “New Challenges For Energy Decision Makers, June 4-7, 2003 Prague, Czech Republic.

LANGNISS, O. (2002), Transaction Cost Economics of Regulation to foster Renewable Energy Sources in the Electricity Sector, ENER Forum 3 *Successfully Promoting Renewable Energy Sources in Europe*, The European Network for Energy Economics Research, Budapest, Hungary, 6-7 June.

LEVY, B., SPILLER, P. (1995), The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation, *Journal of Law, Economics and Organisation*, 10: 201-246.

MENANTEAU, P., FINON D., LAMY, M-L. (2003), Integrating intermittent energy sources in liberalised electricity markets : from technical costs to economic penalties as a result of market rules, In: *26th annual conference, IAEE, "new challenges for energy decision makers"*, Prague, 2003/06/04-07, 10 p.

MILBORROW, D. (2001), Penalties for intermittent sources of energy, *Working Paper for the PIU Energy Review*, <http://www.cabinet-office.gov.uk/innovation/2002/energy/workingpapers.shtml>

NORTH, D. (1990), *Institutions, Institutional Change, and Economic Performance*, New York, Cambridge University Press.

VAN DIJK, A., BEURSKENS, L., BOOTS, M., KAAL, M., DE LANGE, T., VAN SAMBEEK, E., UYTERLINDE, M. (2003), *Renewable Energy Policies and Market Developments*, ECN – Energy research Centre of the Netherlands, march, ECN-C—03-029.

WILLIAMSON, O. (1985), *The economic institutions of capitalism*, Free Press, New York.

## **Chapitre 9**

CHRISTIANSEN, A. C. (2002), Promoting environmental innovations in the energy sector: an analytical framework for dynamic efficiency assessments, *Energy and Environment*, 13 (6), pp. 813-832.

MILLIMAN, S.R., PRINCE, R. (1989), Firm incentives to promote technological change in pollution control, *Journal of Environmental Economics and Management*, 17, pp. 247-265.

## **TABLE DES FIGURES**

### **Chapitre 1**

- Figure 1 : Divergence entre équilibre de marché et optimum social
- Figure 2 : Pollution et internalisation des coûts externes
- Figure 3 : Courbe d'apprentissage et maturité de la filière
- Figure 4 : Analyses prévisionnelles des industriels du photovoltaïque

### **Chapitre 2**

- Figure 1 : Les gains sociaux associés au changement technique dans le contrôle de la pollution (Milliman et Prince, 1989)
- Figure 2 : Un modèle simple de contrôle de la pollution (Milliman et Prince, 1989)

### **Chapitre 3**

- Figure 1 : Le fonctionnement des tarifs d'achat garantis
- Figure 2 : Le fonctionnement des appels d'offres
- Figure 3 : Le fonctionnement d'un marché de certificats verts
- Figure 4 : Le mode de fonctionnement de l'écotaxe au Pays-Bas

### **Chapitre 4**

- Encadré 1 : Eole 2005
- Figure 1 : Les prix de gros de l'électricité au sein des Etats membres générés par le modèle POLES (c€/kWh)
- Figure 2 : Le profil d'atteinte de l'objectif spécifié pour l'Union européenne
- Figure 3 : Les courbes d'offre et de demande de certificats verts sur le marché européen
- Figure 4 : Comparaison des coûts de réalisation des objectifs pour chaque Etat membre
- Figure 5 : Les gains à l'échange au niveau de chaque Etat membre
- Figure 6 : Niveaux de production avec et sans échanges
- Figure 7 : Exportations et importations dans le cadre d'un marché européen
- Figure 8 : Le développement des capacités par filière renouvelable

## Chapitre 6

- Figure 1 : Instruments prix et quantités en situation d'information parfaite
- Figure 2 : Efficacités économique et environnementale des instruments prix et quantités en situation d'information parfaite
- Figure 3 : Estimation du coût et de la quantité produite avec l'utilisation d'un instrument quantité en situation d'incertitude
- Figure 4 : Coût et quantité produite avec un instrument prix en situation d'incertitude
- Figure 5 : Effets des erreurs d'estimation du régulateur selon l'instrument utilisé quand la courbe de coût est plate
- Figure 6 : Méthodologie des étapes nécessaires à l'élaboration des courbes de coût-potentiel dans le modèle Rebus
- Figure 7 : Méthodologie de définition des potentiels dans le modèle REBUS
- Figure 8 : Différence entre le potentiel réaliste et le potentiel réalisable
- Figure 9 : Courbe de coût-potentiel pour l'UE en 2010
- Figure 10 : Coût marginal et production d'électricité à partir de sources renouvelables au sein de l'Union européenne à l'horizon 2010

## Chapitre 7

- Figure 1 : Tarifs d'achat garantis et mécanismes d'atteinte de l'objectif
- Figure 2 : Appels d'offres et mécanismes d'atteinte de l'objectif
- Figure 3 : Quotas échangeables contraignants et mécanismes d'atteinte de l'objectif
- Figure 4 : Tarifs d'achat garantis et rente différentielle
- Figure 5 : Appels d'offres et rente différentielle
- Figure 6 : Quotas échangeables et rente différentielle
- Figure 7 : Quotas échangeables avec pénalité et rente différentielle

## Chapitre 9

- Figure 1 : Tarifs d'achat garantis « constants » et rente issue du progrès technique
- Figure 2 : Tarifs d'achat dégressifs et rente issue du progrès technique
- Figure 3 : Appels d'offres et rente issue du progrès technique
- Figure 4 : Systèmes de quotas échangeables et rente issue du progrès technique - *Cas de figure n°1 : la stratégie d'innovation des vendeurs de certificats*
- Figure 5 : Systèmes de quotas échangeables et rente issue du progrès technique - *Cas de figure n°2 : la stratégie d'innovation des acheteurs de certificats*
- Figure 6 : Systèmes de quotas échangeables et rente issue du progrès technique - *Cas de figure n°3 : la stratégie d'innovation combinée des vendeurs et acheteurs*

## LISTE DES TABLEAUX

### Chapitre 1

- Tableau 1 : Typologie des biens collectifs
- Tableau 2 : Coûts externes de la production d'électricité en mECU/kWh
- Tableau 3 : Coûts des dommages des filières fossiles (m€/kWh)
- Tableau 4 : Coûts des dommages des filières renouvelables (m€/kWh)
- Tableau 5 : Emissions de CO<sub>2</sub> évitées en 2010 par les énergies renouvelables

### Chapitre 2

- Tableau 1 : Déterminants des incitations à l'innovation (Fischer et al., 1998)
- Tableau 2 : Classement relatif des incitations à innover (Milliman et Prince, 1989)
- Tableau 3 : Récapitulatif des classements relatifs obtenus
- Tableau 4 : Conclusions sur l'utilisation des instruments de promotion des technologies respectueuses de l'environnement dans différents contextes (Kemp, 1997)

### Chapitre 3

- Tableau 1 : Diffusion des tarifs d'électricité verte en Europe en 2000
- Tableau 2 : Catégorisation des principaux instruments de stimulation directe du développement des énergies renouvelables
- Tableau 3 : Les instruments de soutien à la production : les incitations pour les candidats investisseurs
- Tableau 4 : Les tarifs d'achat garantis au sein de l'Union européenne
- Tableau 5 : Récapitulatif des avantages/inconvénients des instruments étudiés

### Chapitre 4

- Tableau 1 : Les tarifs d'achat garantis avec la loi EEG
- Tableau 2 : Conditions tarifaires appliquées aux 1500 premiers MW éoliens
- Tableau 3 : Exemples de calculs de rentabilité
- Tableau 4 : Impact des tarifs d'achat garantis sur la capacité éolienne installée
- Tableau 5 : Top 10 des constructeurs éoliens en 2001
- Tableau 6 : Evolution des prix du NFFO (c€/kWh)
- Tableau 7 : Situation des rounds du NFFO fin 2000
- Tableau 8 : Impact des modes d'incitation sur la capacité éolienne installée en Europe
- Tableau 9 : Comparaison des tarifs d'achat du kWh éolien en Europe en 1998 (€/kWh)
- Tableau 10 : Les modes opératoires des marchés de certificats verts en Europe
- Tableau 11 : Les objectifs de production d'électricité renouvelables
- Tableau 12 : Coûts de réalisation des objectifs et échanges en 2010



## **Chapitre 5**

Tableau 1 : Structures de propriété et formes d'intégration verticale et horizontale avant la réforme

Tableau 2 : Homogénéité politique et stabilité des gouvernements

Tableau 3: Carte des réformes compétitives en 2003

Tableau 4 : Caractéristiques institutionnelles nationales et sélection de la politique nationale de soutien aux EnR – Etat des lieux en 1998

Tableau 5 : Dynamique institutionnelle et évolution de l'instrument de soutien aux EnR

## **Chapitre 6**

Tableau 1 : Les sources d'électricité renouvelables retenues dans le modèle REBUS

Tableau 2 : Description des sous catégories technologiques utilisées dans le modèle REBUS

Tableau 3 : Coûts harmonisés et coûts non harmonisés dans le modèle REBUS

Tableau 4 : Coûts externes de la production d'électricité au sein de l'UE (mECU/kWh)

Tableau 5 : Le système électrique de la partie ouest du Danemark (2000)

## **Chapitre 7**

Tableau 1 : Coûts de gestion administrative

Tableau 2 : Modes de soutien et efficacité économique statique et environnementale

## **Chapitre 8**

Tableau 1 : Gestion de l'équilibrage selon les configurations de marché électrique

Tableau 2 : Efficacité transactionnelle des modes de soutien

## **Chapitre 9**

Tableau 1 : modes de soutien et efficacité dynamique

Tableau 2 : Tableau de synthèse de l'efficacité des modes de soutien

Tableau 3 : Efficacité des modes de soutien

**ANNEXE 1 : DIRECTIVE 2001/77/CE**  
**DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL**  
**relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie**  
**renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité**

**DIRECTIVE 2001/77/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL****du 27 septembre 2001****relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité**

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,

vu le traité instituant la Communauté européenne, et notamment son article 175, paragraphe 1,

vu la proposition de la Commission <sup>(1)</sup>,

vu l'avis du Comité économique et social <sup>(2)</sup>,

vu l'avis du Comité des régions <sup>(3)</sup>,

statuant conformément à la procédure prévue à l'article 251 du traité <sup>(4)</sup>,

considérant ce qui suit:

- (1) Le potentiel d'exploitation des sources d'énergie renouvelables est actuellement sous-utilisé dans la Communauté. La Communauté reconnaît la nécessité de promouvoir en priorité les sources d'énergie renouvelables, car leur exploitation contribue à la protection de l'environnement et au développement durable. En outre, cela peut aussi générer des emplois sur place, avoir une incidence positive sur la cohésion sociale, contribuer à la sécurité des approvisionnements et accélérer la réalisation des objectifs de Kyoto. Il est, par conséquent, nécessaire de veiller à ce que ce potentiel soit mieux exploité dans le cadre du marché intérieur de l'électricité.
- (2) La promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables est au premier rang des priorités de la Communauté, comme l'a souligné le livre blanc sur les sources d'énergie renouvelables (ci-après dénommé «le livre blanc») pour des raisons de sécurité et de diversification de l'approvisionnement en énergie ainsi que de protection de l'environnement et pour des motifs liés à la cohésion économique et sociale. Cela a été confirmé par le Conseil dans sa résolution du 8 juin 1998 sur les sources d'énergie renouvelables <sup>(5)</sup> et par le Parlement européen dans sa résolution concernant le livre blanc <sup>(6)</sup>.
- (3) L'utilisation accrue de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables constitue un volet important de l'ensemble des mesures requises pour respecter le protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et de tout train de mesures destiné à respecter des engagements ultérieurs.
- (4) Le Conseil, dans ses conclusions du 11 mai 1999, et le Parlement européen, dans sa résolution du 17 juin 1998 relative à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables <sup>(7)</sup>, ont invité la Commission à

présenter une proposition concrète de cadre communautaire concernant l'accès de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables au marché intérieur. En outre, le Parlement européen a souligné, dans sa résolution du 30 mars 2000 relative à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et au marché intérieur de l'électricité <sup>(8)</sup>, que des cibles contraignantes et ambitieuses en matière de sources d'énergie renouvelables au niveau national étaient essentielles pour obtenir des résultats et atteindre les objectifs communautaires.

- (5) Pour garantir une pénétration accrue du marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables à moyen terme, il convient de demander à tous les États membres de fixer des objectifs indicatifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.
- (6) Ces objectifs indicatifs nationaux devraient être compatibles avec tout engagement national pris dans le cadre des engagements relatifs au changement climatique acceptés par la Communauté au titre du protocole de Kyoto.
- (7) La Commission devrait déterminer dans quelle mesure les États membres ont accompli des progrès dans la réalisation de leurs objectifs indicatifs nationaux, et dans quelle mesure les objectifs indicatifs nationaux sont compatibles avec l'objectif indicatif global de 12 % de la consommation intérieure brute d'énergie en 2010, l'objectif indicatif de 12 % prévu par le livre blanc pour l'ensemble de la Communauté en 2010 donnant une indication utile en vue d'accroître les efforts au niveau tant de la Communauté que des États membres, étant entendu qu'il faut tenir compte du fait que les conditions varient d'un État membre à l'autre. Si cela se révèle nécessaire à la réalisation des objectifs, la Commission devrait soumettre au Parlement européen et au Conseil des propositions pouvant prévoir des objectifs obligatoires.
- (8) Lorsqu'ils utilisent les déchets comme sources d'énergie, les États membres doivent respecter la législation communautaire en vigueur en matière de gestion des déchets. La présente directive s'applique sans préjudice des définitions des annexes II A et II B de la directive 75/442/CEE du Conseil du 15 juillet 1975 relative aux déchets <sup>(9)</sup>. Le soutien des sources d'énergie renouvelables devrait être compatible avec les autres objectifs de la Communauté, notamment en ce qui concerne la hiérarchie du traitement des déchets. L'incinération des

<sup>(1)</sup> JO C 311 E du 31.10.2000, p. 320 et JO C 154 E du 29.5.2001, p. 89.

<sup>(2)</sup> JO C 367 du 20.12.2000, p. 5.

<sup>(3)</sup> JO C 22 du 24.1.2001, p. 27.

<sup>(4)</sup> Avis du Parlement européen du 16 novembre 2000 (JO C 223 du 8.8.2001, p. 294), position commune du Conseil du 23 mars 2001 (JO C 142 du 15.5.2001, p. 5) et décision du Parlement européen du 4 juillet 2001 (non encore parue au Journal officiel). Décision du Conseil du 7 septembre 2001.

<sup>(5)</sup> JO C 198 du 24.6.1998, p. 1.

<sup>(6)</sup> JO C 210 du 6.7.1998, p. 215.

<sup>(7)</sup> JO C 210 du 6.7.1998, p. 143.

<sup>(8)</sup> JO C 378 du 29.12.2000, p. 89.

<sup>(9)</sup> JO L 194 du 25.7.1975, p. 39. Directive modifiée en dernier lieu par la décision 96/350/CE de la Commission (JO L 135 du 6.6.1996, p. 32).

déchets urbains non triés ne devrait, par conséquent, pas faire l'objet d'une aide au titre du futur régime concernant les sources d'énergie renouvelables si cette promotion est de nature à mettre en question ladite hiérarchie.

- (9) La définition de la biomasse utilisée dans la présente directive ne préjuge pas de l'usage d'une définition différente dans les législations nationales, à des fins autres que celles fixées par la présente directive.
- (10) En vertu de la présente directive, les États membres ne sont pas tenus de reconnaître que l'acquisition d'une garantie d'origine auprès d'autres États membres ou l'achat correspondant d'électricité constitue une contribution au respect d'un quota national obligatoire. Toutefois, pour faciliter les échanges d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et pour accroître la transparence pour le choix du consommateur entre l'électricité produite à partir de sources d'énergie non renouvelables et l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, la garantie d'origine de cette électricité est requise. Les régimes prévus pour la garantie d'origine n'entraînent pas par nature le droit de bénéficier des mécanismes de soutien nationaux instaurés dans différents États membres. Il importe que toutes les formes d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables soient couvertes par de telles garanties d'origine.
- (11) Il importe de bien distinguer les garanties d'origine des certificats verts échangeables.
- (12) La nécessité d'une aide publique en faveur des sources d'énergie renouvelables est admise dans l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement <sup>(1)</sup>, qui, entre autres, tient compte de la nécessité d'internaliser les coûts externes de la production d'électricité. Les dispositions du traité, et notamment ses articles 87 et 88, continueront toutefois à s'appliquer à ces aides publiques.
- (13) Il est nécessaire d'établir un cadre législatif pour le marché des sources d'énergie renouvelables.
- (14) Les États membres appliquent différents mécanismes de soutien des sources d'énergie renouvelables au niveau national, notamment des certificats verts, une aide à l'investissement, des exonérations ou réductions fiscales, des remboursements d'impôt ou des régimes de soutien direct des prix. Un moyen important pour réaliser l'objectif de la présente directive est de garantir le bon fonctionnement de ces mécanismes, jusqu'à ce qu'un cadre communautaire soit mis en œuvre, de façon à conserver la confiance des investisseurs.
- (15) Il est prématuré d'arrêter un cadre communautaire concernant les régimes de soutien, étant donné l'expérience limitée des régimes nationaux et la part actuellement assez faible de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dont le prix est soutenu dans la Communauté.
- (16) Après une période transitoire suffisante, il est toutefois nécessaire d'adapter les régimes de soutien aux principes du marché intérieur de l'électricité en expansion. Il convient, par conséquent, que la Commission suive

l'évolution de la situation et présente un rapport sur l'expérience acquise dans l'application des régimes nationaux. À la lumière des conclusions dudit rapport, la Commission devrait formuler, le cas échéant, une proposition de cadre communautaire relatif aux régimes de soutien de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Cette proposition devrait contribuer à la réalisation des objectifs indicatifs nationaux et être compatible avec les principes du marché intérieur de l'électricité; elle devrait tenir compte des caractéristiques des différentes sources d'énergie renouvelables ainsi que des différentes technologies et des différences géographiques; elle devrait également promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et être à la fois simple et le plus efficace possible, notamment en termes de coût, prévoir des périodes transitoires suffisantes d'une durée d'au moins sept ans, conserver la confiance des investisseurs et éviter les coûts échoués. Ce cadre permettrait de rendre compétitive l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables par rapport à l'électricité produite à partir de sources d'énergie non renouvelables et de limiter les prix à la consommation, tout en réduisant, à moyen terme, les aides publiques devant être fournies.

- (17) Une pénétration accrue du marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables permettra des économies d'échelle et donc une réduction des coûts.
- (18) Il importe d'utiliser la puissance des forces du marché et le marché intérieur et de faire de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables un produit compétitif et attrayant pour les citoyens européens.
- (19) Dans l'action en faveur du développement d'un marché des sources d'énergie renouvelables, il est nécessaire de tenir compte de l'impact positif sur les possibilités de développement régionales et locales, les possibilités d'exportation, la cohésion sociale et l'emploi, notamment en ce qui concerne les petites et moyennes entreprises ainsi que les producteurs d'électricité indépendants.
- (20) La structure spécifique du secteur des sources d'énergie renouvelables devrait être prise en compte, en particulier dans le réexamen des procédures administratives liées à l'octroi de permis de bâtir pour les installations produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.
- (21) Dans certaines circonstances, il n'est pas possible d'assurer intégralement le transport et la distribution d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sans affecter la fiabilité et la sécurité du réseau, et les garanties à cet égard peuvent, par conséquent, comprendre des compensations financières.
- (22) Les coûts de raccordement des nouveaux producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables devraient être objectifs, transparents et non discriminatoires, et les avantages apportés au réseau par les producteurs intégrés devraient être dûment pris en compte.

<sup>(1)</sup> JO C 37 du 3.2.2001, p. 3.

(23) Étant donné que les objectifs généraux de l'action envisagée ne peuvent pas être réalisés de manière suffisante par les États membres et peuvent donc, en raison des dimensions ou des effets de l'action, être mieux réalisés au niveau communautaire, la Communauté peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité. Toutefois, les modalités de leur mise en œuvre doivent être confiées aux États membres, ce qui permet à chaque État membre d'opter pour le régime qui correspond le mieux à sa situation particulière. Conformément au principe de proportionnalité tel qu'énoncé audit article, la présente directive n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre ces objectifs,

ONT ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DIRECTIVE:

#### Article premier

##### Objet

La présente directive a pour objet de favoriser une augmentation de la contribution des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité sur le marché intérieur de l'électricité et de jeter les bases d'un futur cadre communautaire en la matière.

#### Article 2

##### Définitions

Aux fins de la présente directive, on entend par:

- a) «sources d'énergie renouvelables»: les sources d'énergie non fossiles renouvelables (énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz);
- b) «biomasse»: la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (comprenant les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux;
- c) «électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables»: l'électricité produite par des installations utilisant exclusivement des sources d'énergie renouvelables, ainsi que la part d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans des installations hybrides utilisant les sources d'énergie classiques, y compris l'électricité renouvelable utilisée pour remplir les systèmes de stockage, et à l'exclusion de l'électricité produite à partir de ces systèmes;
- d) «consommation d'électricité»: la production nationale d'électricité, y compris l'autoproduction, plus les importations, moins les exportations (consommation intérieure brute d'électricité).

En outre, les définitions de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des

règles communes pour le marché intérieur de l'électricité<sup>(1)</sup> s'appliquent.

#### Article 3

##### Objectifs indicatifs nationaux

1. Les États membres prennent des mesures appropriées pour promouvoir l'accroissement de la consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables conformément aux objectifs indicatifs nationaux visés au paragraphe 2. Ces mesures doivent être proportionnées à l'objectif à atteindre.

2. Au plus tard le 27 octobre 2002, et par la suite tous les cinq ans, les États membres adoptent et publient un rapport fixant, pour les dix années suivantes, les objectifs indicatifs nationaux de consommation future d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en pourcentage de la consommation d'électricité. Ce rapport décrit également les mesures adoptées ou envisagées à l'échelon national pour réaliser ces objectifs indicatifs nationaux. Pour fixer ces objectifs jusqu'en 2010, les États membres:

- prennent en compte les valeurs de référence figurant à l'annexe,
- veillent à ce que ces objectifs soient compatibles avec tout engagement national pris dans le cadre des engagements relatifs au changement climatique acceptés par la Communauté au titre du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

3. Les États membres publient pour la première fois le 27 octobre 2003, et par la suite tous les deux ans, un rapport qui comporte une analyse de la réalisation des objectifs indicatifs nationaux tenant compte, notamment, des facteurs climatiques susceptibles d'affecter la réalisation de ces objectifs et qui indique dans quelle mesure les actions entreprises sont conformes à l'engagement national en matière de changement climatique.

4. Sur la base des rapports des États membres visés aux paragraphes 2 et 3, la Commission évalue dans quelle mesure:

- les États membres ont progressé dans la réalisation de leurs objectifs indicatifs nationaux,
- les objectifs indicatifs nationaux sont compatibles avec l'objectif indicatif global de 12 % de la consommation intérieure brute d'énergie en 2010 et en particulier avec la part indicative de 22,1 % d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'électricité de la Communauté en 2010.

La Commission publie ses conclusions dans un rapport, pour la première fois le 27 octobre 2004, et par la suite tous les deux ans. Ce rapport est accompagné, le cas échéant, de propositions au Parlement européen et au Conseil.

Si le rapport visé au second alinéa conclut que les objectifs indicatifs nationaux risquent d'être incompatibles, pour des raisons non justifiées et/ou ne se fondant pas sur de nouvelles preuves scientifiques, avec l'objectif indicatif global. Ces propositions portent sur des objectifs nationaux, y compris, le cas échéant, des objectifs obligatoires, sous la forme appropriée.

<sup>(1)</sup> JO L 27 du 30.1.1997, p. 20.

*Article 4***Régimes de soutien**

1. Sans préjudice des articles 87 et 88 du traité, la Commission évalue l'application des mécanismes mis en œuvre dans les États membres par lesquels un producteur d'électricité bénéficie, sur la base d'une réglementation édictée par les autorités publiques, d'aides directes ou indirectes, et qui pourraient avoir pour effet de limiter les échanges, en tenant compte du fait que ces mécanismes contribuent à la réalisation des objectifs visés aux articles 6 et 174 du traité.

2. La Commission présente, au plus tard le 27 octobre 2005, un rapport bien documenté sur l'expérience acquise concernant l'application et la coexistence des différents mécanismes visés au paragraphe 1. Ce rapport évalue le succès, y compris le rapport coût-efficacité, des régimes d'aide visés au paragraphe 1 en ce qui concerne la promotion de la consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, dans le respect des objectifs indicatifs nationaux visés à l'article 3, paragraphe 2. Ce rapport est accompagné, le cas échéant, d'une proposition de cadre communautaire relatif aux régimes de soutien de l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Tout cadre proposé devrait:

- a) contribuer à la réalisation des objectifs indicatifs nationaux;
- b) être compatible avec les principes du marché intérieur de l'électricité;
- c) tenir compte des caractéristiques des différentes sources d'énergie renouvelables ainsi que des différentes technologies, et des différences géographiques;
- d) permettre une réelle promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et être à la fois simple et le plus efficace possible, notamment en termes de coût;
- e) prévoir des périodes transitoires suffisantes pour les régimes d'aide nationaux d'une durée d'au moins sept ans et conserver la confiance des investisseurs.

*Article 5***Garantie d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables**

1. Au plus tard le 27 octobre 2003, les États membres font en sorte que l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables puisse être garantie comme telle au sens de la présente directive, selon des critères objectifs, transparents et non discriminatoires définis par chaque État membre. Ils veillent à ce que des garanties d'origine soient délivrées à cet effet en réponse à une demande.

2. Les États membres peuvent désigner un ou plusieurs organismes compétents, indépendants des activités de production et de distribution, chargés de superviser la délivrance des garanties d'origine.

3. Les garanties d'origine:

- mentionnent la source d'énergie à partir de laquelle l'électricité a été produite, spécifient les dates et lieux de production et, dans le cas des installations hydroélectriques, précisent la capacité,

- ont pour but de permettre aux producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables d'établir que l'électricité qu'ils vendent est produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

4. Les garanties d'origine délivrées conformément au paragraphe 2 devraient être mutuellement reconnues par les États membres, exclusivement à titre de preuve des éléments visés au paragraphe 3. Tout refus de reconnaître des garanties d'origine comme une telle preuve, notamment pour des raisons liées à la prévention des fraudes, doit se fonder sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. En cas de refus de reconnaissance d'une garantie d'origine, la Commission peut obliger la partie qui refuse à reconnaître une garantie d'origine, compte tenu notamment des critères objectifs, transparents et non discriminatoires sur lesquels la reconnaissance est fondée.

5. Les États membres ou les organismes compétents mettent en place les mécanismes appropriés pour veiller à ce que la garantie d'origine soit à la fois précise et fiable et, dans le rapport visé à l'article 3, paragraphe 3, décrivent les mesures prises pour assurer la fiabilité du système de garantie.

6. Après avoir consulté les États membres, la Commission examine, dans le rapport visé à l'article 8, la forme et les modalités que les États membres pourraient appliquer pour garantir que l'électricité est produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Si nécessaire, la Commission propose au Parlement européen et au Conseil d'adopter des règles communes à cet égard.

*Article 6***Procédures administratives**

1. Les États membres ou les organismes compétents désignés par les États membres évaluent le cadre législatif et réglementaire existant concernant les procédures d'autorisation ou les autres procédures prévues à l'article 4 de la directive 96/92/CE, applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en vue de:

- réduire les obstacles réglementaires et non réglementaires à l'augmentation de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables,
- rationaliser et accélérer les procédures au niveau administratif approprié, et
- veiller à ce que les règles soient objectives, transparentes et non discriminatoires, et tiennent dûment compte des particularités des différentes technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables.

2. Les États membres publient, au plus tard le 27 octobre 2003, un rapport sur l'évaluation visée au paragraphe 1, indiquant, le cas échéant, les actions entreprises. L'objet de ce rapport est de fournir, lorsque ceci est pertinent dans le cadre législatif national, un aperçu de l'état notamment de:

- la coordination entre les différentes administrations en matière de délais, de réception et de traitement des demandes d'autorisation,

- l'établissement de lignes directrices éventuelles pour les activités visées au paragraphe 1 et la faisabilité d'une planification rapide pour les producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables,
- la désignation d'autorités agissant en qualité de médiateur dans les litiges entre les autorités chargées de la délivrance des autorisations et les requérants.

3. Dans le rapport visé à l'article 8 et sur la base des rapports des États membres visés au paragraphe 2 du présent article, la Commission évalue les meilleures pratiques en vue de réaliser les objectifs visés au paragraphe 1.

#### Article 7

##### Questions relatives au réseau

1. Sans préjudice du maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, les États membres prennent les mesures nécessaires pour faire en sorte que les opérateurs de systèmes de transport et de distribution présents sur leur territoire garantissent le transport et la distribution de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Ils peuvent, en outre, prévoir un accès prioritaire au réseau de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Pour ce qui est de la distribution de l'électricité produite par les installations de production, les opérateurs des systèmes de transport donnent la priorité aux installations utilisant les sources d'énergie renouvelables, dans la mesure permise par le fonctionnement du système électrique national.

2. Les États membres mettent en place un cadre juridique ou exigent des opérateurs des systèmes de transport et de distribution qu'ils définissent et publient leurs règles standardisées concernant la prise en charge des coûts des adaptations techniques, telles que les raccordements au réseau et les renforcements du réseau, qui sont nécessaires pour intégrer les nouveaux producteurs alimentant le réseau interconnecté en électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Ces règles se fondent sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires qui tiennent compte en particulier de tous les coûts et avantages liés à la connexion de ces producteurs au réseau. Ces règles peuvent prévoir différents types de connexion.

3. Le cas échéant, les États membres peuvent exiger des opérateurs des systèmes de transport et de distribution qu'ils supportent la totalité ou une partie des coûts visés au paragraphe 2.

4. Les opérateurs des systèmes de transport et de distribution sont tenus de fournir au nouveau producteur désireux de se connecter une estimation complète et détaillée des coûts liés au raccordement. Les États membres peuvent permettre aux producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables qui souhaitent se connecter au réseau de lancer un appel d'offres sur les travaux de connexion.

5. Les États membres mettent en place un cadre juridique ou exigent des opérateurs des systèmes de transport et de distribution qu'ils définissent et publient leurs règles standardisées concernant le partage des coûts des installations du système, tels que les raccordements et les renforcements du réseau, entre tous les producteurs qui en bénéficient.

Ce partage est appliqué au moyen d'un mécanisme fondé sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires tenant compte des avantages que les producteurs raccordés initialement et par la suite ainsi que les opérateurs des systèmes de transport et de distribution tirent des raccordements.

6. Les États membres veillent à ce que l'imputation des frais de transport et de distribution n'engendre aucune discrimination à l'égard de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, y compris notamment l'électricité provenant de sources renouvelables produite dans les régions périphériques, telles que les régions insulaires et les régions à faible densité de population.

Le cas échéant, les États membres mettent en place un cadre juridique ou imposent aux opérateurs des systèmes de transport et de distribution l'obligation de veiller à ce que les frais de transport et de distribution de l'électricité provenant d'installations utilisant des sources renouvelables tiennent compte des réductions de coût réalisables grâce au raccordement de l'installation au réseau. Ces réductions de coût peuvent découler de l'utilisation directe du réseau basse tension.

7. Dans le rapport visé à l'article 6, paragraphe 2, les États membres examinent aussi les mesures à prendre pour faciliter l'accès au réseau de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Ce rapport examine, entre autres, la faisabilité de l'introduction du comptage bidirectionnel.

#### Article 8

##### Rapport de synthèse

Sur la base des rapports établis par les États membres en application de l'article 3, paragraphe 3, et de l'article 6, paragraphe 2, la Commission présente au Parlement européen et au Conseil un rapport de synthèse sur la mise en œuvre de la présente directive au plus tard le 31 décembre 2005, et par la suite tous les cinq ans.

Ce rapport:

- étudie les progrès accomplis dans la prise en compte des coûts externes de l'électricité produite à partir de sources d'énergie non renouvelables et l'impact des aides publiques accordées à la production,
- tient compte en particulier de la possibilité pour les États membres de réaliser les objectifs indicatifs nationaux fixés à l'article 3, paragraphe 2, de l'objectif indicatif global visé à l'article 3, paragraphe 4, et de l'existence d'une discrimination entre les différentes sources d'énergie.

Le cas échéant, la Commission accompagne ce rapport de propositions complémentaires adressées au Parlement européen et au Conseil.

*Article 9***Transposition**

Les États membres mettent en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la présente directive au plus tard le 27 octobre 2003. Ils en informent immédiatement la Commission.

Lorsque les États membres adoptent ces dispositions, celles-ci contiennent une référence à la présente directive ou sont accompagnées d'une telle référence lors de leur publication officielle. Les modalités de cette référence sont arrêtées par les États membres.

*Article 10***Entrée en vigueur**

La présente directive entre en vigueur le jour de sa publication au *Journal officiel des Communautés européennes*.

*Article 11***Destinataires**

Les États membres sont destinataires de la présente directive.

Fait à Bruxelles, le 27 septembre 2001.

*Par le Parlement européen*

*La présidente*

N. FONTAINE

*Par le Conseil*

*Le président*

C. PICQUÉ

---



## ANNEXE

**Valeurs de référence pour les objectifs indicatifs nationaux des États membres concernant la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010 (\*)**

La présente annexe fournit des valeurs de référence pour la fixation des objectifs indicatifs nationaux concernant l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (É-SER), tels que visés à l'article 3, paragraphe 2.

	É-SER TWh 1997 (**)	É-SER % 1997 (***)	É-SER % 2010 (***)
Belgique	0,86	1,1	6,0
Danemark	3,21	8,7	29,0
Allemagne	24,91	4,5	12,5
Grèce	3,94	8,6	20,1
Espagne	37,15	19,9	29,4
France	66,00	15,0	21,0
Irlande	0,84	3,6	13,2
Italie	46,46	16,0	25,0 (1)
Luxembourg	0,14	2,1	5,7 (2)
Pays-Bas	3,45	3,5	9,0
Autriche	39,05	70,0	78,1 (3)
Portugal	14,30	38,5	39,0 (4)
Finlande	19,03	24,7	31,5 (5)
Suède	72,03	49,1	60,0 (6)
Royaume-Uni	7,04	1,7	10,0
Communauté	338,41	13,9 %	22 % (****)

(\*) En tenant compte des valeurs de référence figurant à la présente annexe, les États membres partent de l'hypothèse nécessaire selon laquelle l'encadrement des aides d'État pour la protection de l'environnement permet l'existence de régimes nationaux de soutien destinés à promouvoir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

(\*\*) Ces chiffres font référence à la production intérieure d'É-SER en 1997.

(\*\*\*) La part en pourcentage d'É-SER pour les années 1997 et 2010 est calculée à partir de la production intérieure d'É-SER divisée par la consommation intérieure brute d'électricité. En cas d'échanges internes d'É-SER (avec certification reconnue ou origine enregistrée), le calcul de ces pourcentages a une influence sur les chiffres de 2010 par État membre, mais pas sur le total de la Communauté.

(\*\*\*\*) Chiffre arrondi résultant des valeurs de référence visées ci-dessus.

(1) L'Italie déclare que 22 % serait un chiffre réaliste, dans l'hypothèse où, en 2010, la consommation intérieure brute d'électricité sera de 340 TWh.

En tenant compte des valeurs de référence indiquées à la présente annexe, l'Italie est partie du principe que la production intérieure brute d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables atteindrait jusqu'à 76 TWh en 2010: est incluse dans ce chiffre, la part de la fraction non biodégradable des déchets municipaux et industriels utilisée conformément à la législation communautaire en matière de gestion des déchets.

À cet égard, la possibilité de réaliser l'objectif indicatif visé à la présente annexe dépend notamment du niveau effectif de la demande intérieure d'énergie électrique en 2010.

(2) En tenant compte des valeurs de référence indicatives figurant à la présente annexe, le Luxembourg part de l'hypothèse que l'objectif visé pour l'an 2010 ne pourra être atteint que dans la mesure où:

- la consommation totale d'électricité en l'an 2010 ne dépasse pas celle de 1997,
- la production d'électricité issue de l'énergie éolienne peut être multipliée par 15,

- la production d'électricité issue du biogaz peut être multipliée par 208,
- la production d'électricité à partir de la seule installation d'incinération de déchets municipaux existant au Luxembourg, qui représentait en 1997 la moitié de la production d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, peut être prise en compte dans son intégralité,
- la production d'électricité photovoltaïque peut être portée à 80 GWh, et

les points ci-dessus sont techniquement réalisables dans le temps imparti.

Faute de ressources naturelles, une augmentation supplémentaire de la production d'électricité par des centrales hydroélectriques est exclue.

(<sup>3</sup>) L'Autriche indique que le chiffre de 78,1 % serait réaliste dans l'hypothèse où, en 2010, la consommation intérieure brute d'électricité sera de 56,1 TWh. Étant donné que la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dépend beaucoup de l'hydroélectricité et donc des précipitations annuelles, les chiffres pour 1997 et 2010 devraient, par conséquent, être calculés sur la base d'une projection à long terme reposant sur les conditions hydrologiques et climatiques.

(<sup>4</sup>) En tenant compte des valeurs de référence figurant à la présente annexe, le Portugal déclare que, pour maintenir la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables de 1997 comme objectif indicatif pour 2010, on est parti du principe que:

- il sera possible de poursuivre le plan national d'électricité prévoyant de construire une nouvelle centrale hydroélectrique d'une puissance supérieure à 10 MW,
- d'autres capacités de production reposant sur les énergies renouvelables, qui ne sont possibles que moyennant des aides financières publiques, augmenteront à un rythme annuel huit fois supérieur à celui constaté jusqu'ici.

Ces hypothèses impliquent que la nouvelle capacité de production reposant sur les énergies renouvelables, à l'exclusion des grandes centrales hydroélectriques, augmentera à un taux deux fois supérieur à celui de l'augmentation de la consommation intérieure brute d'électricité.

(<sup>5</sup>) Dans le plan d'action finlandais pour les sources d'énergie renouvelables, des objectifs sont fixés en matière de volume des sources d'énergie renouvelables utilisés en 2010. Ces objectifs ont été établis sur la base d'études approfondies. Le plan d'action finlandais a été approuvé par le gouvernement en octobre 1999.

Selon le plan d'action finlandais, la part de l'électricité produite à partir de sources renouvelables s'élèvera à 31 % d'ici 2010. Cet objectif indicatif est très ambitieux et sa réalisation nécessiterait des mesures importantes de promotion en Finlande.

(<sup>6</sup>) En tenant compte des valeurs de référence figurant à la présente annexe, la Suède fait observer que la réalisation de l'objectif dépend beaucoup de facteurs climatiques qui ont une grande incidence sur le niveau de production hydroélectrique, en particulier les variations de la pluviométrie, la répartition des pluies pendant l'année et les apports en eau. L'électricité produite par hydroélectricité peut varier considérablement. Pendant des années très sèches, la production peut s'élever à 51 TWh, alors que pendant les années humides elle peut atteindre 78 TWh. Par conséquent, pour 1997, le chiffre devrait être calculé sur la base d'une projection à long terme reposant sur des données scientifiques relatives à l'hydrologie et aux changements climatiques.

Dans les pays qui ont une part importante de production hydroélectrique, on recourt généralement à une méthode basée sur des statistiques concernant les apports en eau sur une période de 30 à 60 ans. Par conséquent, selon l'approche suédoise et sur la base des conditions pluviométriques observées pendant la période 1950-1999, en effectuant des corrections pour tenir compte des différences dans la capacité de production hydroélectrique totale et de l'ensemble des apports en eau d'une année à l'autre, la production hydroélectrique moyenne s'élève à 64 TWh, ce qui correspond à 46 % pour 1997; cela étant, la Suède considère que 52 % est un chiffre plus réaliste pour 2010.

Par ailleurs, la Suède est limitée dans sa capacité de réalisation de l'objectif par le fait que les rivières restant inexploitées sont protégées par la loi. En outre, cette capacité dépend fortement:

- du développement de la production combinée chaleur-électricité en fonction de la densité de la population, de la demande de chaleur et de l'évolution de la technologie, notamment en matière de gazéification des liquides noirs, et
- de l'autorisation d'implantation des installations d'énergie éolienne conformément à la législation nationale, en accord avec le public, selon l'évolution de la technologie et l'extension des réseaux.

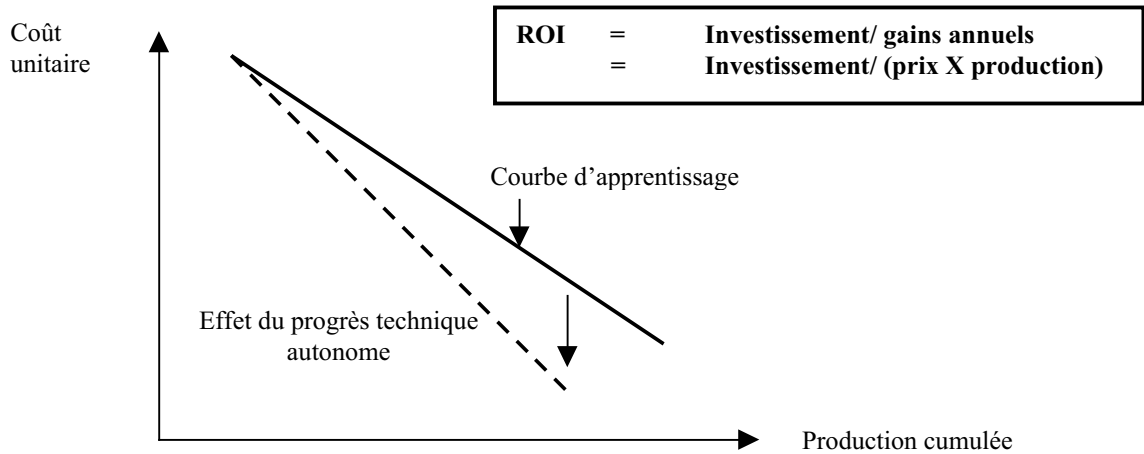
**ANNEXE 2 : SYNTHÈSE DES TARIFS D'OBLIGATION D'ACHAT DE  
L'ELECTRICITE PRODUITE PAR LES ENERGIES  
RENOUVELABLES PREVUS PAR LA REGLEMENTATION EN  
FRANCE.**

**DGEMP-Dideme. Août 2002.**

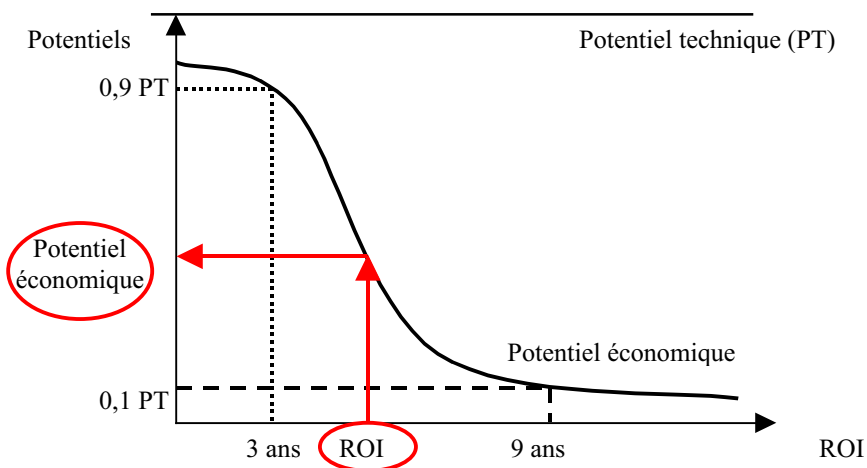
<b>Filière</b>	<b>Date des arrêtés</b>	<b>Durée des contrats</b>	<b>Fourchette de tarifs pour les nouvelles installations (métropole)</b>
<b>Combustion de matières fossiles végétales</b>	16 avril 2002 rectificatif	15 ans	<b>4,9 c€/kWh</b> + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh
<b>Méthanisation</b>	16 avril 2002 rectificatif	15 ans	<b>4,6 c€/kWh</b> + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh
<b>Géothermie</b>	13 mars 2002	15 ans	<b>7,62 c€/kWh</b> (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
<b>Photovoltaïque</b>	13 mars 2002	20 ans	<b>15,25 c€/kWh</b> en France continentale et <b>30,5</b> en Corse et Dom
<b>Déchets animaux bruts ou transformés</b>	13 mars 2002	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b> + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
<b>Petites installations</b>	13 mars 2002	15 ans	<b>7,87 à 9,60 c€/kWh</b> issu du tarif « bleu » aux clients domestiques
<b>Biogaz de décharge</b>	3 octobre 2001	15 ans	<b>4,5 à 5,72 c€/kWh</b> selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique de 0 à 0,3 c€/kWh
<b>Déchets ménagers sauf biogaz</b>	2 octobre 2001	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b> + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
<b>Cogénération</b>	31 juillet 2001	12 ans	<b>6,1 à 9,15 c€/kWh</b> en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
<b>Hydraulique</b>	25 juin 2001	20 ans	<b>5,49 à 6,1 c€/kWh</b> selon la puissance + prime de 0 à 1,52 c€/kWh en hiver selon régularité de la production
<b>Éolien</b>	8 juin 2001	15 ans	<b>8,38 c€/kWh</b> pendant 5 ans, puis <b>3,05 à 8,38 c€/kWh</b> pendant 10 ans selon les sites

# ANNEXE 3 : RAISONNEMENT GRAPHIQUE DE LA CONSTRUCTION DES COURBES DE COÛTS MARGINAUX DE PRODUCTION DANS POLES<sup>1</sup>

*Etape 1 : des courbes d'apprentissage au ratio ROI (Return on Investment)*

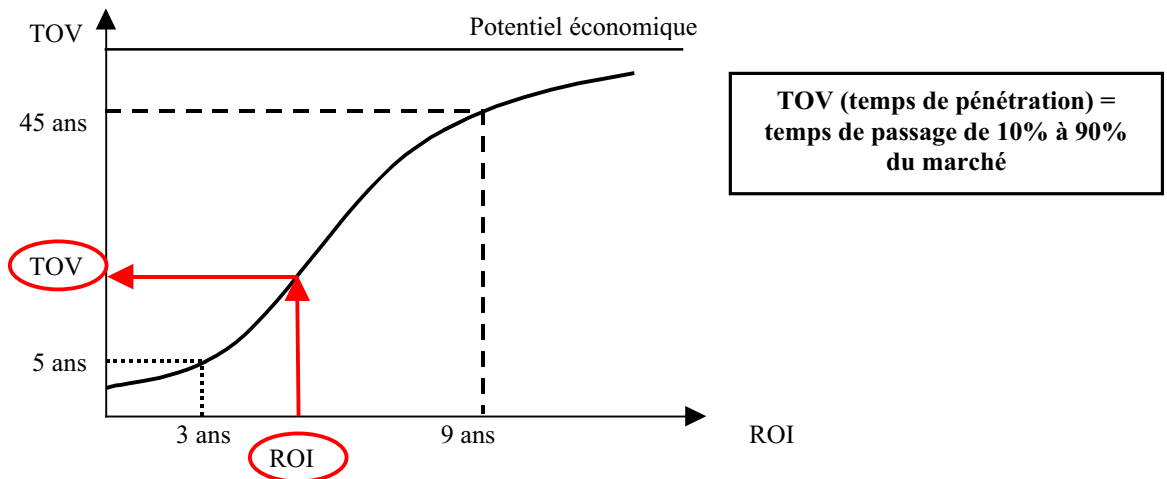


*Etape 2 : du potentiel technique au potentiel économique*

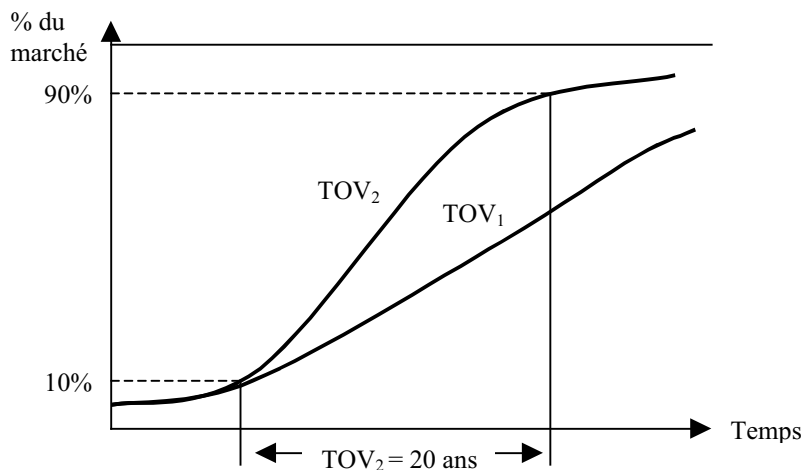


<sup>1</sup> Les graphiques qui suivent sont issus de IEPE-CE, 2000.

*Etape 3 : le processus de diffusion*

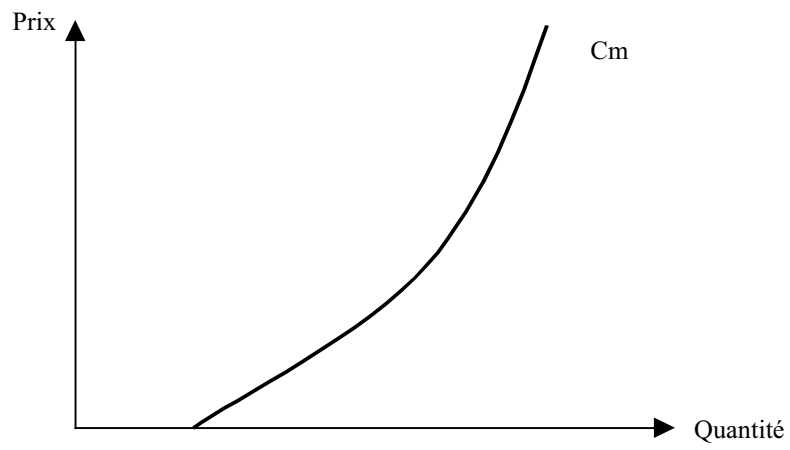
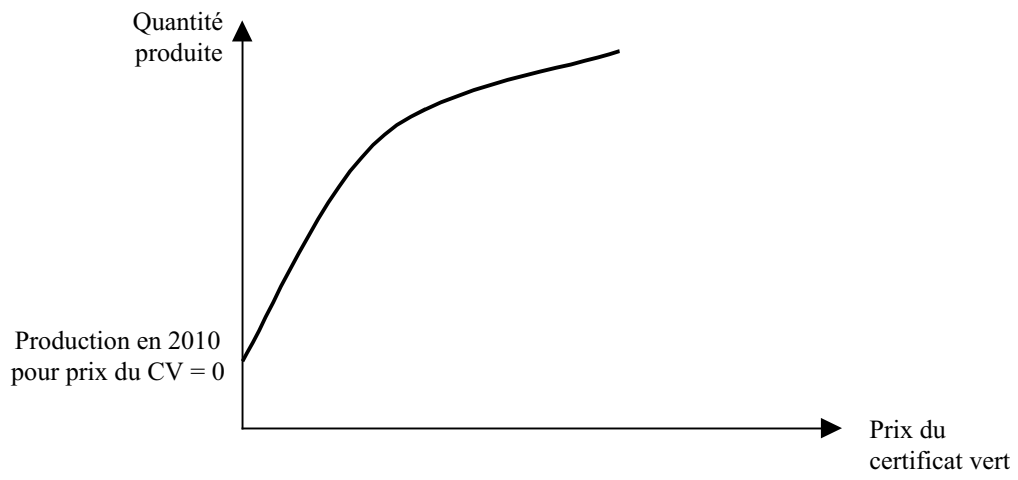


*Etape 4 : le processus de diffusion (suite) : différentes filières*



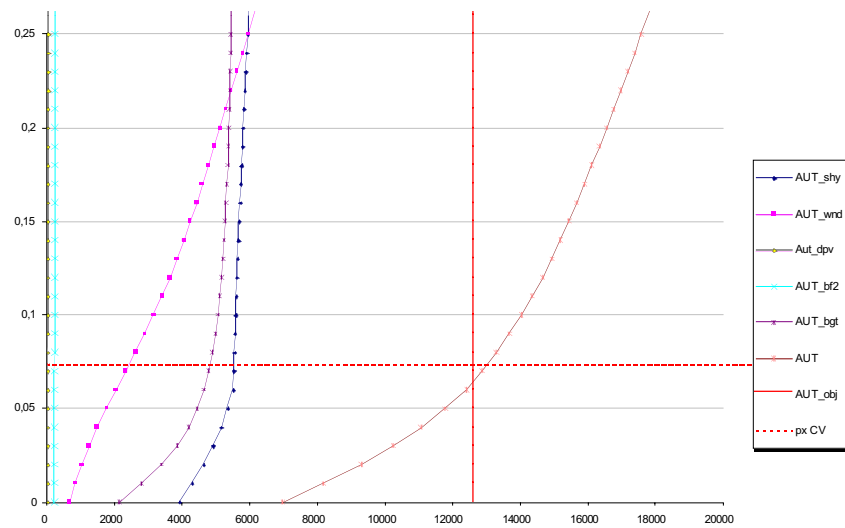
*Etape 5 : prise en compte des politiques de soutien pour la détermination des courbes de Cm*

Les ROI des filières renouvelables étant nuls ou négatifs sans la prise en compte des politiques de soutien, nous avons introduit un premium afin de caler notre scénario de référence (en 1997) sur les niveaux de production observés. Ces premium se caractérisent par un profil décroissant sur toute la période de l'étude (et même au-delà, jusqu'en 2020-30). Dans un second temps, afin de rendre compte des effets de la mise en place d'un système de quotas échangeables, nous avons associé l'augmentation de la production à l'incrémentation du niveau du prix du certificat. Enfin, en inversant les axes des ordonnées et des abscisses, nous obtenons les courbes de coûts marginaux (Cm) pour l'année 2010.

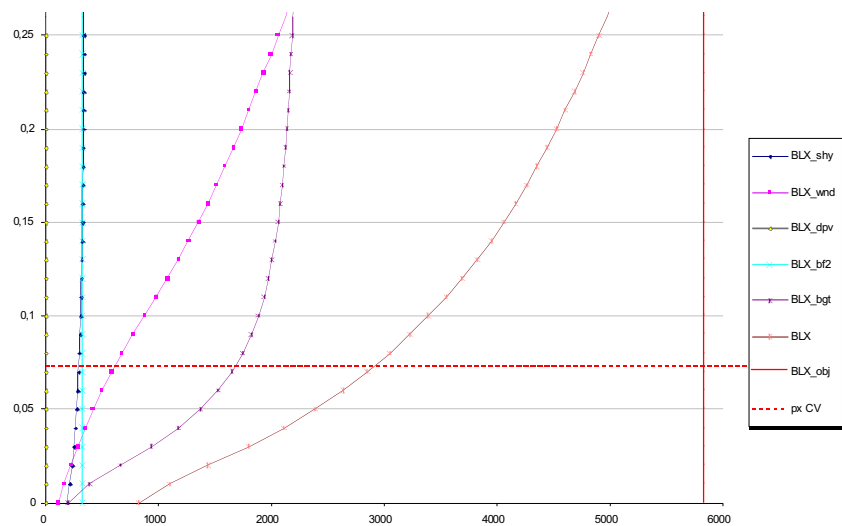


## ANNEXE 4 : LES PROFILS D'ATTEINTE DES OBJECTIFS DE LA DIRECTIVE POUR CHAQUE ETAT MEMBRE

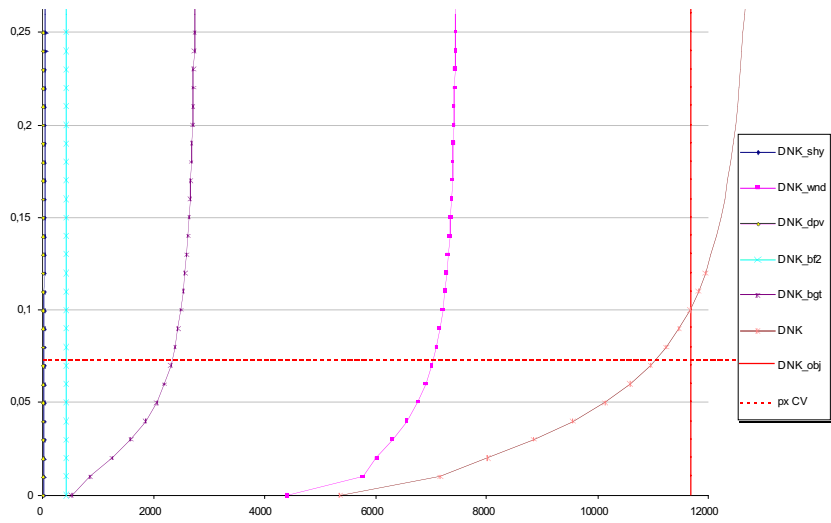
### AUTRICHE



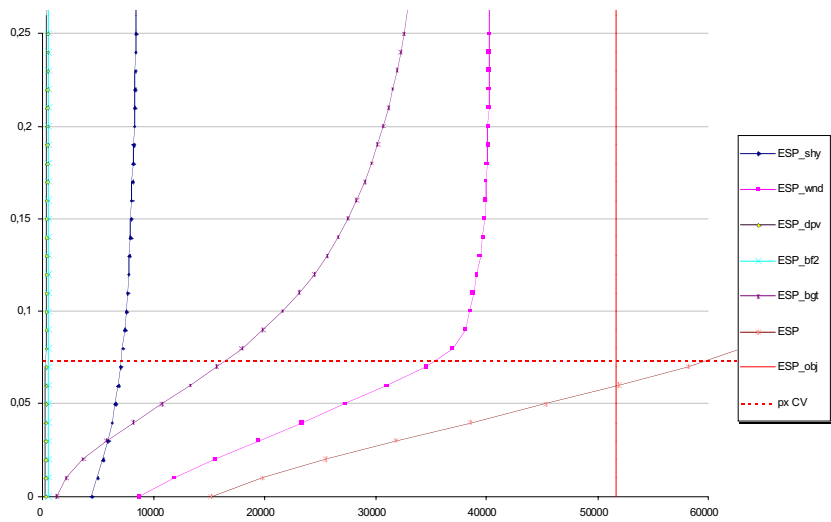
### BEL/LUX



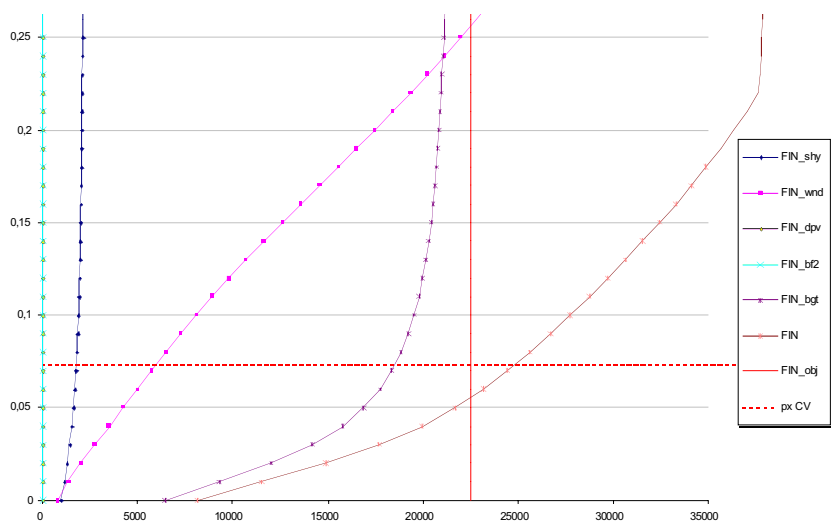
### DANEMARK



### ESPAGNE

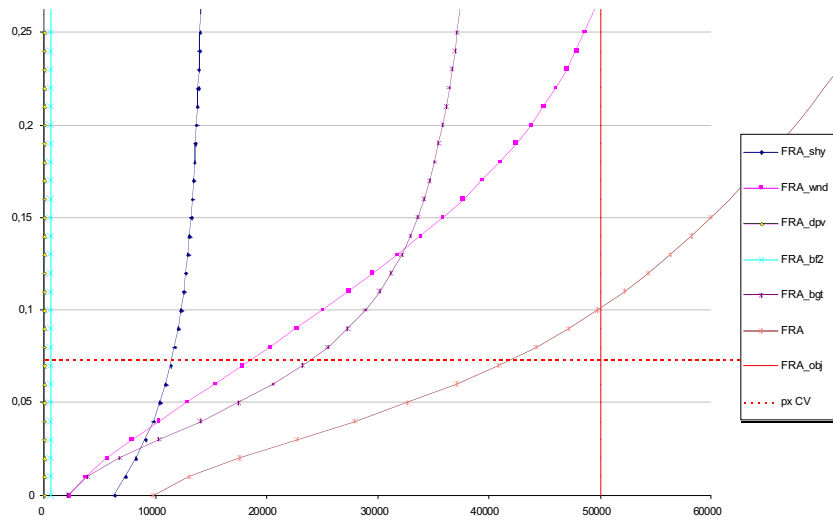


### FINLANDE

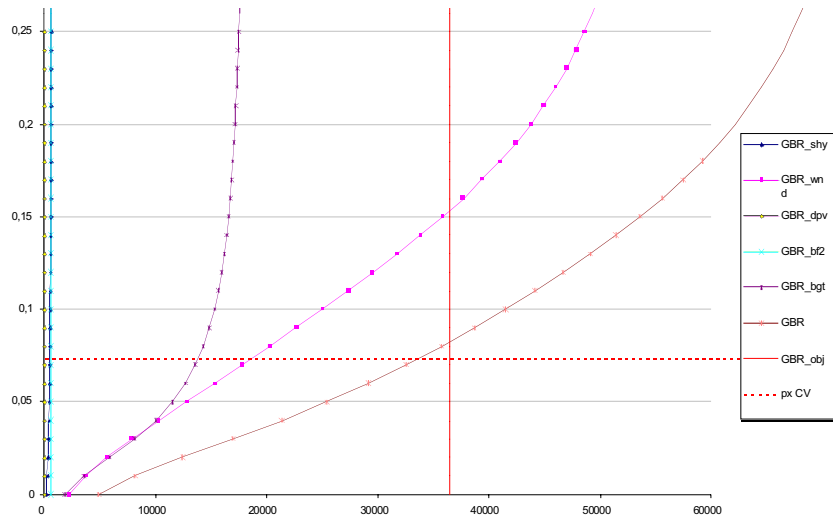




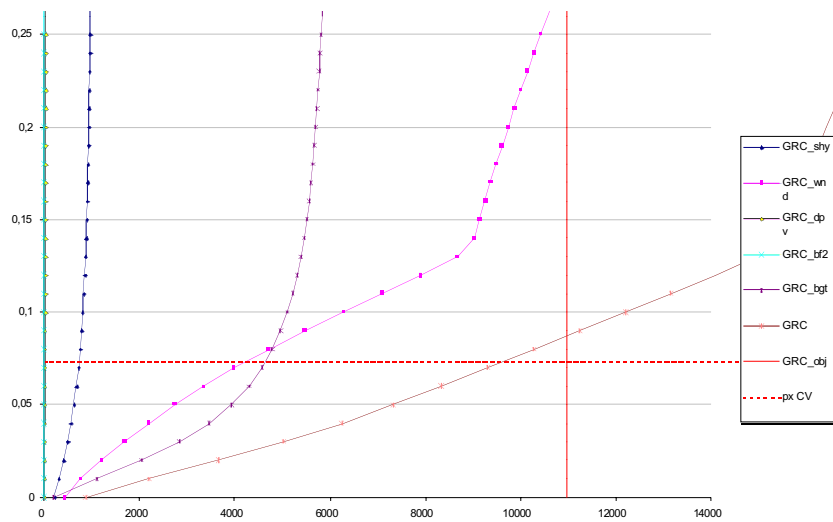
### FRANCE



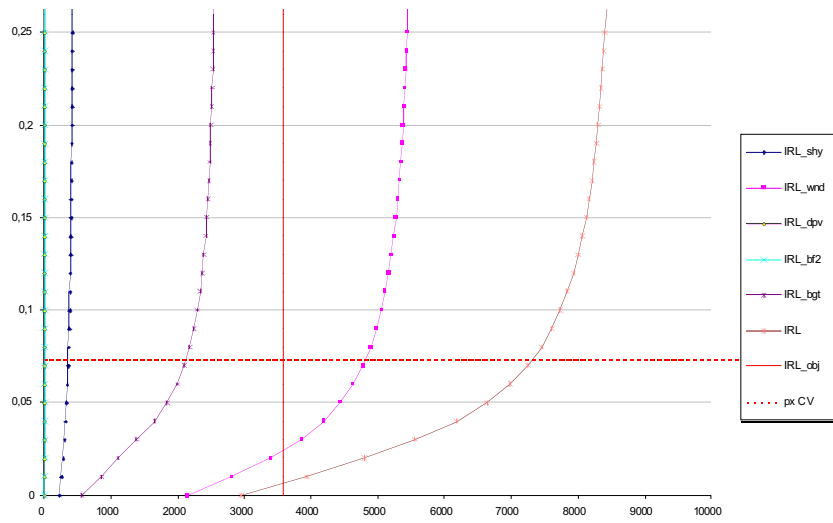
### ROYAUME UNI



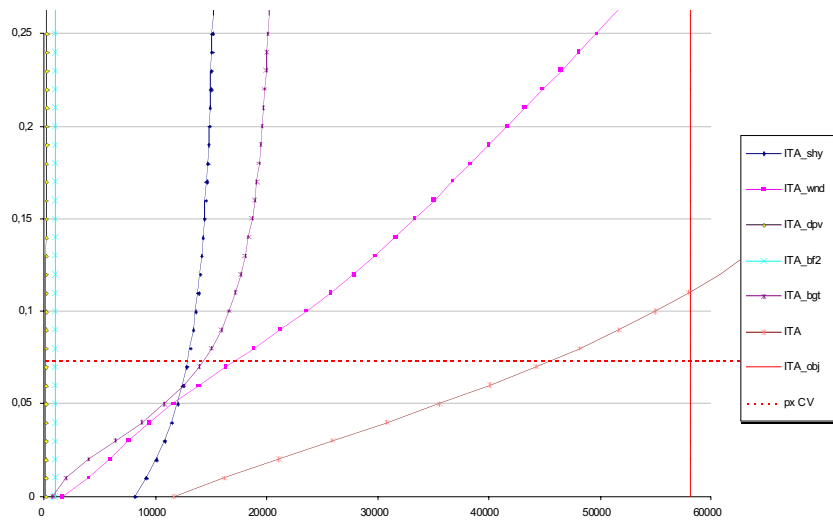
### GRECE



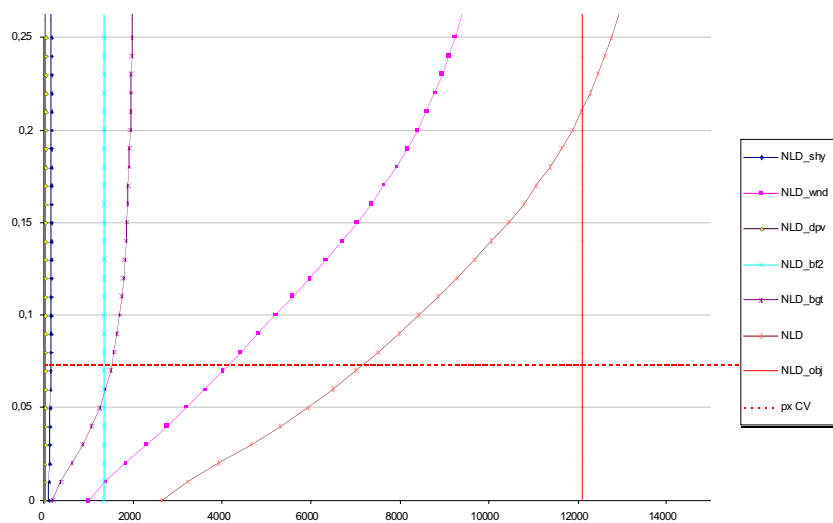
### IRLANDE



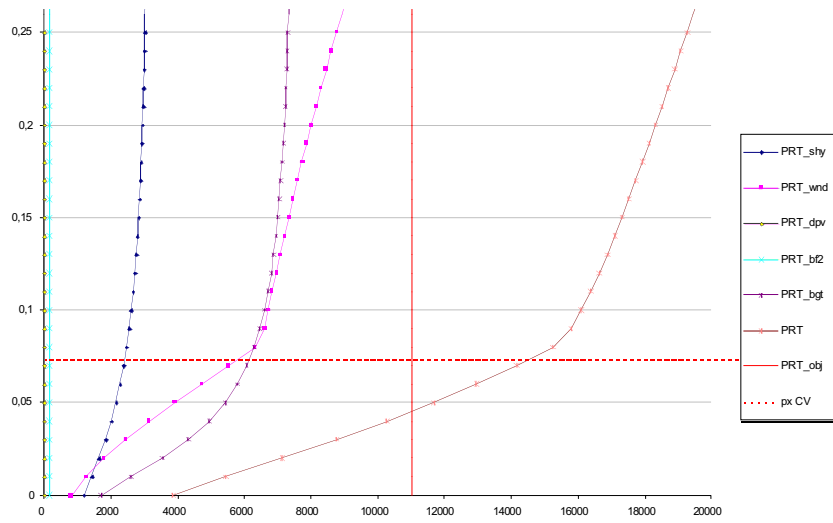
### ITALIE



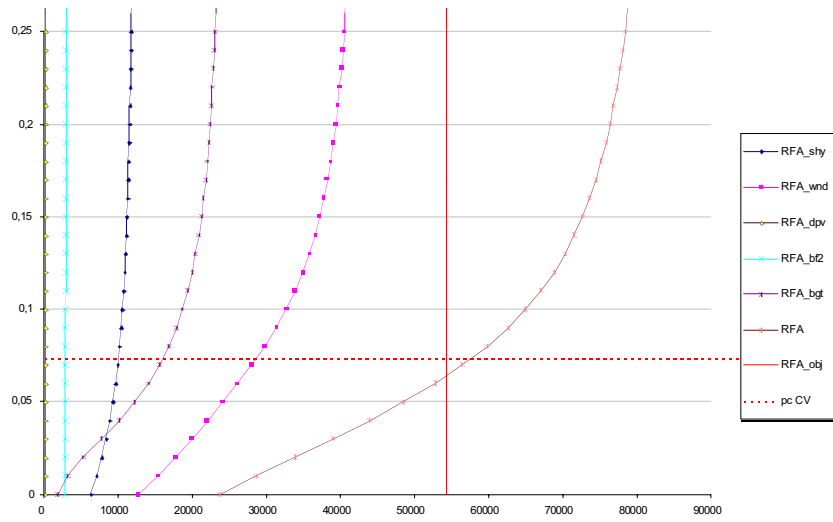
### PAYS BAS



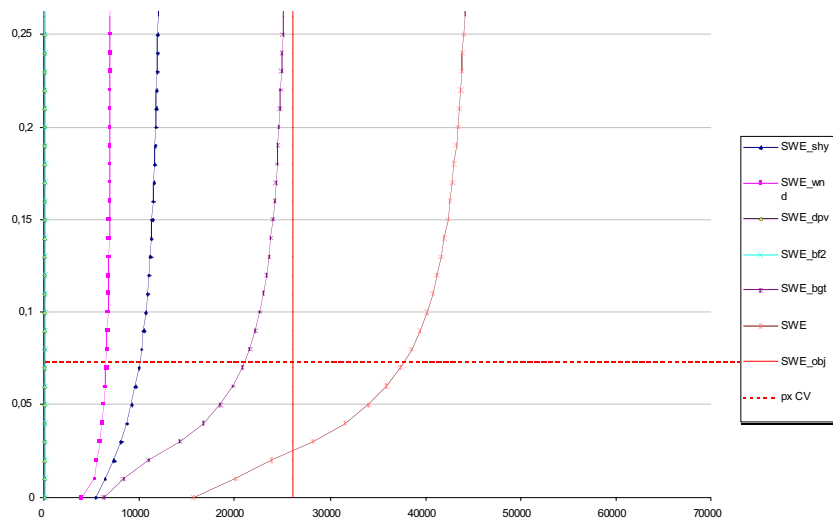
### PORTUGAL



### ALLEMAGNE



### SUEDE



## ANNEXE 5: COÛTS D'INVESTISSEMENT ET COÛTS HARMONISÉS OBTENUS PAR LE MODELE REBUS (en c€[2000]/kWh)

**Tableau 1 : Coûts d'investissement**

Capital costs [euro [2000] /kW]	Band 1	Band 2	Band 3	Band 4
Wind onshore	550	550	550	550
Wind offshore	1250	1250	1250	1250
Small hydro (<10 MW)	300	563	1125	
Large hydro (>10 MW)	400	800	1600	
Photovoltaics	2400	2400	2400	
Solar thermal electricity	2625	2625	2625	
Power stations & CHP				
- Solid fuels	1200	1875		
- Solid wastes	1760	2750		
- Liquid wastes	1560	2100		
Farm slurries	1380	1620		
Municipal Solid Waste	1760	2750		
Sewage sludge	1500	1800		
Landfill gas	1000	1200		
Geothermal electricity	1275	1913	2550	
Wave	2400	3200	4000	
Tidal	1750	2250	2750	

**Tableau 2 : Coûts harmonisés**

Costs [euro [2000] cent/kWh]	Band 1	Band 2	Band 3	Band 4
Wind onshore	2.93	4.17	6.61	9.94
Wind offshore	4.73	5.65	6.51	9.15
Small hydro (<10 MW)	3.40	5.30	8.15	
Large hydro (>10 MW)	3.14	4.78	8.06	
Photovoltaics <sup>1</sup>	15.50-33.0	17.39-34.44	18.17-38.78	
Solar thermal electricity <sup>1</sup>	53.32-114.57	59.95-119.62	62.68-134.79	
Power stations & CHP				
- Solid fuels	2.50	4.24		
- Solid wastes	5.08	7.42		
- Liquid wastes	3.99	5.64		
Farm slurries	3.99	5.64		
Municipal Solid Waste	4.69	7.42		
Sewage sludge	3.80	5.64		
Landfill gas	2.48	3.09		
Geothermal electricity	5.81	7.53	9.26	
Wave	6.83	8.86	10.89	
Tidal	6.19	7.75	9.30	

Note: <sup>1</sup> A range of costs is used owing to variable solar resources between Member States.

Source : Voogt et al., 2001

**EFFICACITE DES POLITIQUES ENVIRONNEMENTALES  
D'INCITATION A L'ADOPTION DE NOUVELLES TECHNIQUES :  
LE CAS DES ENERGIES RENOUVELABLES**

<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	<b>9</b>
<b>PARTIE I : L'INCITATION AU PROGRES TECHNIQUE EN VUE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT</b>	<b>17</b>
<b>Chapitre 1 – Les objectifs de la promotion des énergies renouvelables</b>	<b>18</b>
<b>I. L'avantage environnemental des énergies renouvelables</b>	<b>19</b>
I.1. Externalités, biens collectifs et pollution	19
<i>I.1.1. Les effets externes ou externalités</i>	20
<i>I.1.2. La notion de bien collectif</i>	21
<i>I.1.3. La pollution comme source de divergence entre coûts privés et coûts sociaux</i>	23
I.2. Les externalités environnementales dans la production d'électricité	25
<i>I.2.1. Méthodologie</i>	25
<i>I.2.2. Les coûts des dommages par kWh selon les filières</i>	27
I.3 Bilan des externalités des énergies renouvelables	30
<i>I.3.1. Les externalités positives</i>	30
<i>I.3.2. Les externalités négatives</i>	33
<b>II. Le changement technique dans les filières renouvelables</b>	<b>39</b>
II.1. Marché électrique, barrières à l'entrée et spécificités des renouvelables	39
II.2. Courbe d'apprentissage et maturité des filières renouvelables	40

<b>Chapitre 2 - Politique environnementale et changement technique</b>	<b>45</b>
<b>I. Approche néoclassique : économie publique et économie du changement technique</b>	<b>48</b>
I.1. Le cadre analytique des théories néoclassiques	48
I.2. Les effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique	51
<i>I.2.1. Analyse théorique</i>	51
<i>I.2.2. Analyse empirique</i>	55
<i>I.2.3. Analyse graphique : l'approche de Milliman et Prince</i>	58
<b>II. La contrainte environnementale dans les théories évolutionnistes du changement technique</b>	<b>67</b>
II.1. Le cadre analytique des théories évolutionnistes	67
II.2. L'approche du changement technique sous l'effet de la politique environnementale	74
<i>II.2.1. Les difficultés de l'intervention publique dans les choix technologiques</i>	74
<i>II.2.2. Adéquation de la dynamique de changement et de la politique publique</i>	75
<b>III. Comparaison des effets des instruments de politique environnementale sur le changement technique : quelques faits stylisés</b>	<b>79</b>
<b>IV. Les critères d'efficacité et de performances des instruments de politique environnementale centrés sur le changement technique</b>	<b>85</b>
IV.1. Les difficultés de l'analyse coût-avantage	85
IV.2. Optimum de production vs. objectifs fixés par le régulateur : le passage à l'analyse coût-efficacité	87
IV.3. Les critères de comparaison de l'efficacité	88
<i>IV.3.1. Efficacité environnementale</i>	88
<i>IV.3.2. Efficience économique statique</i>	89
<i>IV.3.3. Efficacité transactionnelle</i>	89
<i>IV.3.4. Effets dynamiques et innovation : l'efficience dynamique</i>	90
<b>V. Conclusion</b>	<b>92</b>

**PARTIE II : UNE ANALYSE EMPIRIQUE REFEREE AUX CRITERES  
ECONOMIQUES D'EFFICACITE** **93**

**Chapitre 3 - Les caractéristiques des instruments de soutien aux énergies  
renouvelables** **95**

**I. Les instruments réglementaires** **96**

**II. Les instruments basés sur le volontariat** **97**

II.1. Les accords volontaires ou négociés 97

II.2. La différenciation du produit « électricité verte » 98

II.3. Les retours d'expériences des instruments basés sur le volontariat 100

**III. Les instruments économiques** **103**

III.1. Les aides à la R&D 103

III.2 Les aides à l'investissement 104

*III.2.1. Réductions et exonérations fiscales* *104*

*III.2.2. Subventions à l'investissement* *105*

*III.2.3. Inconvénients des systèmes de subventions à l'investissement* *105*

III.3. Les aides à la production par instruments économiques 106

*III.3.1. Les tarifs d'achat garantis* *107*

*III.3.2. Les appels d'offres ou enchères concurrentielles* *110*

*III.3.3. Les crédits d'impôt à la production* *112*

*III.3.4. Les aides à la production par instrument hybride réglementaire et  
économique : les systèmes de quotas échangeables* *113*

III.4. Les incitations à la consommation 116

**IV. Conclusion** **119**

## **Chapitre 4 - Analyse empirique des trois modes principaux d'incitation: tarifs d'achat garantis vs. appels d'offres vs quotas échangeables** **121**

### **I. La comparaison de l'efficacité des tarifs d'achat garantis et des appels d'offres** **122**

I.1. Les politiques de tarifs d'achat garantis	122
<i>I.1.1 Les politiques de tarifs d'achat garantis en Allemagne</i>	<i>122</i>
<i>I.1.2 Les tarifs d'achat garantis en France</i>	<i>124</i>
<i>I.1.3 Les résultats obtenus par les tarifs d'achat garantis au niveau européen</i>	<i>127</i>
I.2. Les politiques d'appels d'offres	130
<i>I.2.1 Définition des objectifs et financement</i>	<i>130</i>
<i>I.2.2 L'évolution des contrats producteurs – autorité publique</i>	<i>131</i>
<i>I.2.3 Les difficultés de concrétisation des projets</i>	<i>133</i>
<i>I.2.4. Des impacts industriels médiocres</i>	<i>135</i>
I.3. Bilan comparé des politiques de tarifs d'achat garantis et d'appels d'offres	137

### **II. La recherche d'une meilleure efficacité dans un environnement institutionnel libéralisé : l'émergence des systèmes de quotas échangeables** **139**

II.1. La recherche d'une meilleure adéquation au nouvel environnement concurrentiel	139
II.2. Les premières expériences européennes	141
II.3. Les avantages et les risques liés à la création d'un marché européen de quotas échangeables mis en lumière par la modélisation	143
<i>II.3.1. Méthodologie de la modélisation : le modèle Poles et le logiciel Aspen</i>	<i>143</i>
<i>II.3.2. Les résultats issus de la modélisation</i>	<i>148</i>
II.4. Les obstacles à la création d'un tel système de quotas au niveau européen	155
<i>II.4.1. Les modalités de fonctionnement : le diable est dans les détails</i>	<i>155</i>
<i>II.4.2. Des règles de fonctionnement à harmoniser</i>	<i>158</i>
<i>II.4.3. La nécessité préliminaire d'une intégration parfaite des marchés électriques</i>	<i>160</i>



**Chapitre 5 - Le mode de sélection des instruments : Influence de l'environnement institutionnel et de l'organisation industrielle** **163**

**I. Les sentiers institutionnels et organisationnels nationaux** **164**

I.1. L'évolution du système technologique et des modes d'organisation avant les réformes **164**

*I.1.1. Le rôle de la dotation en ressources* **165**

*I.1.2. Le rôle des structures institutionnelles* **165**

I.2. La variété des sentiers institutionnels des réformes **169**

**II. Le mode de sélection des instruments de soutien aux énergies renouvelables : les influences politiques et institutionnelles** **173**

II.1. Logiques institutionnelles nationales et adoption des instruments de soutien **173**

II.2. Dynamique institutionnelle et évolution des choix de politique nationale **176**

## **PARTIE III : L'ANALYSE THEORIQUE DE L'EFFICACITE DES INSTRUMENTS DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES 181**

### **Chapitre 6 : Le débat théorique instruments-prix versus instruments-quantités transposé aux instruments de soutien aux EnR 183**

#### **I. Le débat prix versus quantités concernant les politiques environnementales (Weitzman) 184**

- I.1. Le cadre théorique 184
  - I.1.1. En situation d'information parfaite 184*
  - I.1.2. En situation d'incertitude 187*
- I.2. Les résultats de Weitzman 192
  - II.2.1. Analyses préalables au calcul de l'avantage comparatif de l'instrument prix sur l'instrument quantité 192*
  - II.2.2. Formule de comparaison 195*

#### **II. Courbes de coût marginal et de bénéfice marginal des filières renouvelables : niveau et incertitude 201**

- II.1. Détermination de la courbe de coût marginal 201
  - II.1.1. Choix des sources d'électricité renouvelables 203*
  - II.1.2. Définition des coûts de production 204*
  - II.1.3. Méthodologie de la définition des potentiels réalisables 205*
  - II.1.4. Elaboration des courbes de coût-potentiel 208*
- II.2. Détermination de la courbe de bénéfice marginal 209
  - II.2.1. Les bénéfices environnementaux de la production d'électricité verte 209*
  - II.2.2. Les bénéfices « locaux » liés à la production d'électricité verte 210*
  - II.2.3. Des bénéfices « négatifs » à intégrés à la courbe 211*

#### **III. Conclusion : la transposition du débat aux instruments de soutien aux énergies renouvelables 217**

## **Chapitre 7 : Analyse comparative de l'efficacité statique des instruments de soutien aux énergies renouvelables** **221**

### **I. Analyse comparative de l'efficacité des instruments en terme d'efficacité environnementale** **222**

I.1. Respect de l'objectif quantité	222
<i>I.1.1. Les tarifs d'achat garantis</i>	222
<i>I.1.2. Les appels d'offres</i>	223
<i>I.1.3. Les systèmes de quotas échangeables</i>	224
I.2. Répartition des installations sur le territoire	226
<i>I.2.1. Les tarifs d'achat garantis</i>	226
<i>I.2.2. Les appels d'offres</i>	227
<i>I.2.3. Les systèmes de quotas échangeables</i>	228

### **II. Analyse comparative de l'efficacité des instruments en terme d'efficacité économique statique** **230**

II.1. Atteinte de l'objectif à moindre coût : une analyse en terme de rente différentielle	230
<i>II.1.1. Les tarifs d'achat garantis</i>	231
<i>II.1.2. Les appels d'offres</i>	232
<i>II.1.3. Les systèmes de quotas échangeables</i>	233
II.2. Contrôlabilité du coût total	236
<i>II.2.1. Les tarifs d'achat garantis</i>	237
<i>II.2.2. Les appels d'offres</i>	238
<i>II.2.3. Les systèmes de quotas échangeables</i>	239
II.3. Développement technologique des filières	241
<i>II.3.1. Les tarifs d'achat garantis</i>	242
<i>II.3.2. Les appels d'offres</i>	242
<i>II.3.3. Les systèmes de quotas échangeables</i>	243
II.4. Incitation à la baisse des coûts	243
<i>II.4.1. Les tarifs d'achat garantis</i>	244
<i>II.4.2. Les appels d'offres</i>	244
<i>II.4.3. Les systèmes de quotas échangeables</i>	244

### **III. Conclusion** **246**

<b>Chapitre 8 : Analyse comparative de l'efficacité transactionnelle des instruments</b>	<b>249</b>
<b>I. Le cadrage de la démarche de comparaison par les coûts de transaction</b>	<b>250</b>
<b>II. Les coûts de transaction pour les producteurs et acheteurs d'électricité verte</b>	<b>255</b>
II.1. Les tarifs d'achat garantis	255
II.2. Les appels d'offres	256
II.3. Les systèmes de quotas échangeables	257
<b>III. Coûts de transaction associés à l'intermittence</b>	<b>260</b>
III.1. Les tarifs d'achat garantis et les appels d'offres	261
III.2. Les systèmes de quotas échangeables	262
<i>III.2.1. Premier cas : des règles de marché défavorables à la production intermittente – le NETA</i>	263
<i>III.2.2. Second cas : la prise en charge des coûts d'ajustement par le gestionnaire de réseau – le Nord Pool</i>	266
<b>IV. Crédibilité de l'engagement public : stabilité et prévisibilité du cadre incitatif</b>	<b>269</b>
IV.1. Les tarifs d'achat garantis	269
IV.2. Les appels d'offres	270
IV.3. Les systèmes de quotas échangeables	271
<b>V. Conclusion</b>	<b>272</b>

<b>Chapitre 9 : Analyse comparative de l'efficacité dynamique des instruments</b>	<b>273</b>
<b>I. Les tarifs d'achat garantis</b>	<b>276</b>
I.1. Incitation à la baisse des coûts	276
I.2. Répartition de la rente issue du progrès technique : capacité et incitation à innover	277
<b>II. Les appels d'offres</b>	<b>280</b>
II.1. Incitation à la baisse des coûts	280
II.2. Répartition de la rente issue du progrès technique : capacité et incitation à innover	280
<b>III. Les systèmes de quotas échangeables</b>	<b>283</b>
III.1. Incitation à la baisse des coûts	283
<i>III.1.1. Systèmes de quotas échangeables avec marché de certificats verts</i>	<i>283</i>
<i>III.1.2. Systèmes de quotas échangeables avec contrats bilatéraux de long terme</i>	<i>284</i>
<i>III.1.3. Systèmes de quotas échangeables avec intégration verticale</i>	<i>285</i>
III.2. Répartition de la rente issue du progrès technique : capacité et incitation à innover	286
<i>III.2.1. Cas où les vendeurs de certificats exploitent plus rapidement le progrès technique</i>	<i>286</i>
<i>III.2.2. Cas où les acheteurs exploitent les progrès techniques alors que les vendeurs restent technologiquement statiques</i>	<i>287</i>
<i>III.2.3. Cas où chaque producteur est en mesure de réaliser le même effort technologique</i>	<i>288</i>
<b>IV. Bilan de la comparaison</b>	<b>291</b>
<b>CONCLUSION GENERALE</b>	<b>297</b>
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b>	<b>303</b>
<b>TABLES DES FIGURES</b>	<b>323</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	<b>325</b>
<b>ANNEXES</b>	<b>327</b>