

DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES : QUELLE CONTRIBUTION DU MARCHÉ DU CARBONE ?

Cécile Bordier*

Dans le paquet climat-énergie, l'Union européenne s'est engagée à atteindre des objectifs différenciés par pays pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre et le développement des énergies renouvelables. Une partie de la réduction des émissions doit être obtenue grâce à un mécanisme commun à l'ensemble des Etats membres : le marché européen d'échange de quotas de CO₂ (EU ETS) couvre environ 40% des émissions des gaz à effet de serre européennes issus de cinq grands secteurs industriels dont celui de la production d'électricité. Le développement des énergies renouvelables est du ressort de chaque Etat membre. Pour tenir ses engagements en termes d'énergies renouvelables, chaque Etat membre peut adopter des mécanismes d'incitation économique : appels d'offres, tarifs d'achat ou certificats verts.

Cette *Etude Climat* décrit deux politiques nationales dont les instruments utilisés diffèrent : mécanisme d'aide par les prix en France et définition d'objectifs quantitatifs au Royaume-Uni. L'auteur s'attache à évaluer ces politiques pour la production d'électricité d'origine renouvelable en termes de coût par tonne de carbone évitée afin de les comparer avec le prix du quota carbone de l'EU ETS. Les résultats montrent que le coût des politiques nationales d'incitation aux énergies renouvelables ramené à la tonne de CO₂ évitée varie significativement d'un pays à l'autre, mais est dans les deux cas supérieur au prix du quota sur le marché européen.

Il est difficile d'en tirer des conclusions définitives en matière d'efficacité économique des différents instruments de politique publique. La première phase du marché européen d'échange de quotas de CO₂ n'a induit qu'une contrainte relativement faible, pesant principalement sur le secteur de la production d'électricité. Les allocations au secteur électrique ont été réduites à partir de 2008 et les quotas seront mis aux enchères à partir de 2013 dans la limite d'un plafond général qui diminuera d'année en année.

Cette augmentation de la contrainte sur les émissions devrait jouer un rôle essentiel dans le déploiement de solutions de réduction des émissions de CO₂ dans ce secteur, y compris par le développement des énergies renouvelables. Les mécanismes d'incitation au niveau national pourraient compléter l'impact du marché européen du carbone en accélérant la pénétration commerciale d'énergies renouvelables encore insuffisamment compétitives.

* Cécile Bordier est chargée d'études à la Mission Climat de la Caisse des Dépôts, où elle étudie les instruments économiques liés aux politiques environnementales.

cecile.bordier@caissedesdepots.fr – + 33 1 58 50 85 20

REMERCIEMENTS

L'auteur souhaite remercier tous ceux qui l'ont aidée dans la rédaction de ce rapport, en particulier Shanez Cheytan (Ambassade Britannique – Paris), Olivier Godard (Ecole Polytechnique), Samir Jazouli (Véolia), Céline Lauverjat (CDC), Philippe Lempp (REN21) Gilles Rotillon (Université Paris X) et Sandrine Wachon (RTE) pour leur lecture attentive et leurs critiques constructives.

L'auteur assume l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

SOMMAIRE	3
INTRODUCTION	4
I. CONTEXTE ET ENJEUX DES ENERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE	4
A. Intérêt de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables	4
B. Progression des énergies renouvelable en Europe	7
C. Contraintes au développement des énergies renouvelables	10
II. POLITIQUES NATIONALES D'INCITATION AUX ENERGIES RENOUVELABLES : LE CAS DE LA FRANCE ET DU ROYAUME-UNI	13
A. Panorama des politiques d'aide aux énergies renouvelables dans les Etats membres	13
B. La politique de soutien des énergies renouvelables par les prix en France	14
C. Une politique basée sur des objectifs en quantité au Royaume-Uni	17
D. Mécanismes d'incitation aux énergies renouvelables : coûts et perspectives	21
III. IMPACT DU MARCHÉ EUROPEEN DU CARBONE SUR LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	22
A. Une nouvelle contrainte pour les producteurs d'électricité	22
B. Prix du quota carbone incitant les investissements dans les énergies renouvelables	23
C. Effet des règles institutionnelles de l'EU ETS sur la contrainte carbone	25
IV. PERSPECTIVES	26
ANNEXE 1 – ÉVOLUTION DU MARCHÉ DES ENERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE	28
ANNEXE 2 – BUDGET DE LA CSPE	31
RÉFÉRENCES	32
LA RECHERCHE DE LA MISSION CLIMAT	35
Etudes Climat	35
Rapports	35

INTRODUCTION

La politique énergétique européenne en matière de développement des énergies renouvelables et de climat s'appuie sur deux textes fondamentaux : d'une part, la directive européenne de 2001 dont l'objectif est d'élever à 21 % la part d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité pour l'UE-25 en 2010 ; d'autre part, la directive de 2003 instituant à compter de 2005 un système communautaire d'échange de quotas d'émissions¹ qui soumet les secteurs européens les plus émetteurs à un plafond d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Ces deux politiques ont des objectifs proches : l'objectif de production d'énergies renouvelables peut inciter des producteurs d'électricité à abandonner certaines productions à base de combustibles fossiles, facilitant de fait leur conformité au titre du marché européen d'échange de quotas de CO₂. De la même façon, un prix élevé des quotas de CO₂ peut inciter des producteurs à se tourner vers des combustibles moins émetteurs en CO₂ comme la biomasse, voire à investir dans de nouvelles unités de production utilisant des énergies renouvelables (éolien, hydraulique, géothermie...). Le coût de ces nouvelles technologies est pour l'instant un frein majeur à leur développement.

Différents mécanismes d'incitation existent pour aider au développement des énergies renouvelables en Europe. De nombreux Etats membres ont mis en place des politiques d'aide aux producteurs d'électricité d'origine renouvelable tels que des appels d'offre, tarifs d'achat ou certificats verts. Ces politiques nationales s'ajoutent à l'incitation apportée par l'EU ETS aux producteurs d'électricité à réduire leurs émissions de CO₂.

Quel est le coût de ces politiques nationales pour les consommateurs et les producteurs ? Cette *Etude Climat* vise à comparer les incitations apportées par deux politiques nationales avec celles du système européen d'échange de quotas en calculant le coût de ces politiques par tonne de carbone évitée. Notre étude porte sur la France et le Royaume-Uni, deux pays aux profils énergétiques et aux politiques d'aide très différents : mécanismes par les prix en France et définition d'objectifs quantitatifs au Royaume-Uni. Enfin sera analysé le rôle présent et à venir de l'EU ETS pour le développement des énergies renouvelables, notamment suite à la proposition de la Commission européenne en janvier 2008 de mettre aux enchères la totalité des quotas du secteur électrique à partir de 2013.

I. CONTEXTE ET ENJEUX DES ENERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE

A. Intérêt de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables

Des sources d'énergie sans fin...

Une source d'énergie renouvelable est une source dont le gisement se reconstitue en permanence à un rythme au moins égal à celui de la consommation. Ces énergies proviennent d'éléments naturels présents partout sur la planète : soleil, eau, vent, chaleur de la terre et matières organiques.

Cette étude suit la définition établie par la Directive européenne de 2001 : « on entend par sources d'énergies renouvelables les sources d'énergie non fossiles renouvelables, c'est-à-dire énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz ». Par la suite, seule la production d'électricité et de chaleur à partir de sources d'énergie renouvelable¹ sera considérée dans cette étude afin d'analyser l'influence de l'EU ETS sur ce secteur. Les agrocarburants ne seront donc pas pris en compte car le secteur du transport n'est pas soumis au système d'échange de quotas.

¹ Nous utiliserons la notation EU ETS (pour *European Union Emissions Trading Scheme*) pour désigner le marché d'échanges de permis d'émissions et E-SER pour désigner l'Electricité produite à partir de Sources d'Energie Renouvelables.

Tableau 1 – Les sources d'énergies renouvelables et leurs utilisations

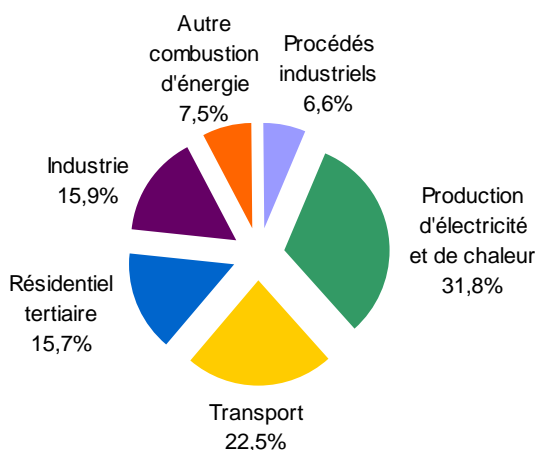
Eolien	Composées de pâles en rotation autour d'un rotor, les éoliennes captent l'énergie cinétique du vent pour produire de l'électricité ou de l'énergie mécanique servant à pomper de l'eau. Les éoliennes en mer sont appelées « offshore »
Hydraulique	L'eau fait tourner une turbine qui entraîne un générateur pour produire de l'électricité. <ul style="list-style-type: none"> - La grande hydraulique recouvre les aménagements hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW. - Les installations de petite hydraulique sont des usines au fil de l'eau d'une puissance inférieure à 10 MW. - L'énergie marémotrice exploite le potentiel énergétique du déplacement vertical d'une masse d'eau provoqué par les marées. L'énergie houlomotrice est liée au déplacement de la surface de la mer sous l'action des vagues.
Solaire	Le rayonnement solaire permet de produire de la chaleur et de l'électricité. <ul style="list-style-type: none"> - Solaire thermique : capteurs vitrés dans lesquels circule un liquide caloporteur réchauffé par le rayonnement solaire, qui transmet ensuite la chaleur à un chauffe-eau ou éventuellement à un plancher chauffant basse température. - Héliothermodynamie : la chaleur solaire produit de la vapeur qui alimente une turbine qui alimente elle-même un générateur produisant de l'électricité. - Solaire photovoltaïque : des cellules photovoltaïques sont des composants électroniques constitués de semi-conducteurs, qui exposées à la lumière, génèrent du courant électrique.
Biomasse	Désigne l'ensemble des sources d'énergie issues des plantes, arbres, matières organiques et déchets. <ul style="list-style-type: none"> - Le bois-énergie consiste en la valorisation énergétique des sous-produits forestiers (branchages, petits bois, etc.) et industriels (écorces, sciures, copeaux, etc.). Le bilan carbone de cette technologie est neutre à condition de veiller au renouvellement des plantations : lors de sa combustion, le bois délivre dans l'atmosphère du CO₂ qui est absorbé durant la croissance des arbres. - Les déchets sont valorisés par combustion directement dans les unités d'incinération ou transformés en biogaz par fermentation en l'absence d'oxygène.
Géothermie	Consiste à utiliser la chaleur produite par la radioactivité naturelle des roches de la croûte terrestre et par les échanges thermiques avec les zones internes de la Terre. <ul style="list-style-type: none"> - La géothermie de haute énergie (> 180°C) et de moyenne énergie (entre 100°C et 180°C) valorisent les ressources géothermales sous forme d'électricité et de chaleur. La géothermie basse énergie (entre 30°C et 100°C) permet de couvrir des besoins de chauffage locaux. - Les pompes à chaleur (PAC) géothermiques, utilisées pour chauffer et rafraîchir des locaux, sont des applications de très basse énergie. Cette technologie capte les calories contenues dans le sol, l'eau ou la chaleur ambiante de l'air. Les PAC ont besoin d'électricité pour fonctionner (généralement 1kWh d'électricité consommé pour 4 kWh de chaleur produits), seule l'énergie thermique utile produite par des PAC satisfaisant un coefficient de performance minimal est prise en compte comme énergie renouvelable.

Source : Mission Climat de la Caisse des Dépôts, d'après Ademe.

.... qui permettent de lutter contre le changement climatique

Réduire les émissions de GES liées aux usages énergétiques constitue l'un des principaux leviers de la lutte contre le changement climatique. Le secteur de l'énergie représente environ 80 % des émissions des pays développés. Au sein de l'Union européenne, la production d'électricité et de chaleur est le secteur le plus émetteur avec environ un tiers des émissions de CO₂.

Figure 1 – Emissions de CO₂ de l'Union européenne par secteur en 2005



Source : Agence européenne de l'énergie, 2007.

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables n'émet pas directement d'émissions de GES, tout comme le nucléaire. Les émissions de CO₂ liées à ces technologies sont dues uniquement à la construction des infrastructures et à leur maintenance qui varient fortement d'un site à l'autre. Par exemple, le contenu carbone des panneaux photovoltaïques provient de leur fabrication, elle-même dépendante de la source d'énergie utilisée, ainsi que de celle de la batterie qui stocke l'électricité. L'Université de Louvain a effectué une analyse de cycle de vie de la production d'E-SER pour les émissions de CO₂, qui sont comparées dans le Tableau 2 aux émissions dues à la combustion d'énergie d'origine fossile telles que calculées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

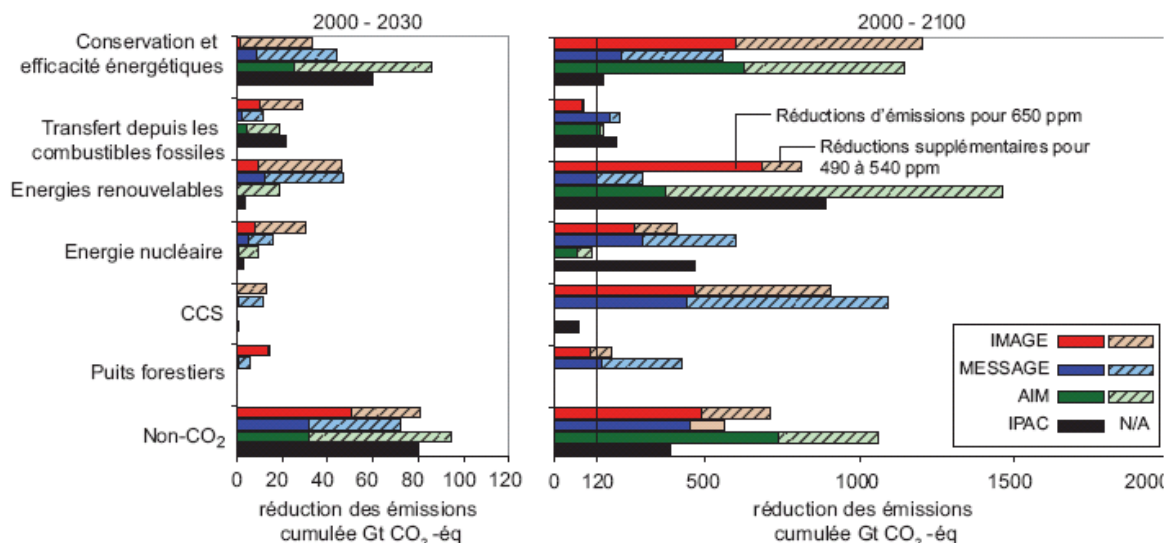
Tableau 2 – Emissions de CO₂ en tonne par MWh produit

Emissions indirectes de CO₂ (analyse de cycle de vie) (tCO ₂ /MWh)	Solaire	0,1
	Eolien	0,008
	Nucléaire	0,05
Emissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie (tCO ₂ /MWh)	Charbon (taux d'efficacité thermique de 40%)	0,87
	Gaz (taux d'efficacité thermique de 55%)	0,36

Source : Université de Louvain, AIE, 2005.

Ces faibles taux d'émissions par unité d'électricité produite font des énergies renouvelables un outil de choix pour limiter les émissions de GES dans l'atmosphère du fait de la combustion d'énergie. Selon le dernier rapport du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC), leur développement est un élément essentiel à l'atténuation du changement climatique. La Figure 2 présente les contributions potentielles de différentes actions ou technologies telles que l'amélioration de l'efficacité énergétique, le captage et stockage du carbone (CCS) ou le développement des énergies renouvelables, pour la réduction des émissions de GES aux horizons 2030 et 2100.

Figure 2 – Réductions cumulées d'émissions de divers moyens d'atténuation de 2000 à 2030 (à gauche) et de 2000 à 2100 (à droite)



Quatre scénarios illustrent les moyens d'atteindre deux objectifs de stabilisation des GES dans l'atmosphère. Les barres pleines représentent les réductions d'émissions permettant d'atteindre une concentration de 650 ppm CO₂eq ; les barres rayées montrent les réductions additionnelles nécessaires pour atteindre un objectif de 490 à 540 ppm CO₂eq. A noter que certains modèles ne tiennent pas compte du potentiel d'atténuation lié au renforcement des puits de carbone forestiers (AIM et IPAC) ou du CCS (AIM).

Source : GIEC, rapport d'évaluation, 2007.

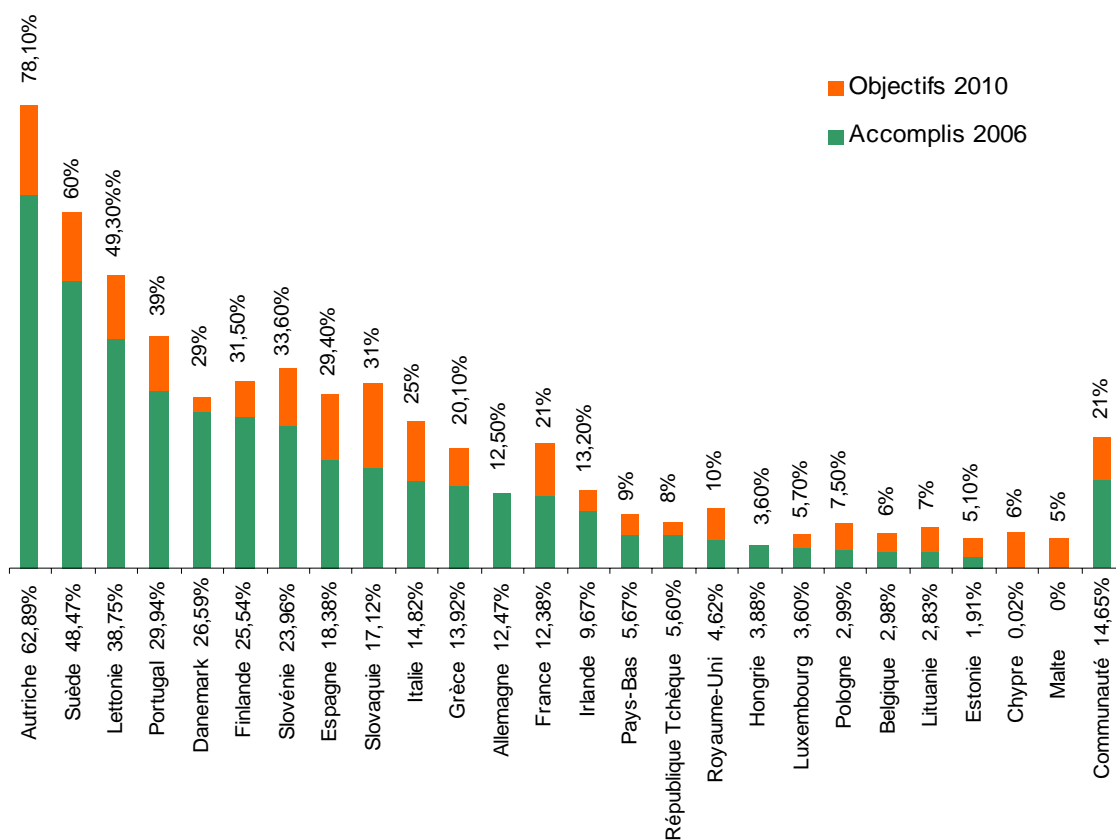
B. Progression des énergies renouvelable en Europe

Des objectifs de développement à l'horizon 2010

La politique énergétique européenne en matière d'énergies renouvelables repose sur différents objectifs. Les énergies renouvelables permettent de faire face à la croissance de la demande en énergie tout en offrant des solutions à long terme pour assurer la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique. Elles contribuent également au développement économique de l'Union européenne et à la lutte contre le changement climatique.

Dès 1997, l'objectif du Livre blanc présenté par la Commission européenne était de porter à 12 % la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute d'énergie de l'Union européenne des 15 d'ici 2010. Par la suite, l'Union européenne a voté en 2001 une directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER) sur le marché intérieur de l'électricité. Cette directive a pour ambition d'élever à 21 % la part d'E-SER dans la consommation brute d'électricité en 2010 pour l'UE 25. Des objectifs par Etat membre ont ensuite été déclinés en fonction de leur potentiel et de leur production déjà installée. La figure 3 met en évidence les objectifs de production d'E-SER par Etat, avec leur niveau d'accomplissement en 2006.

Figure 3 – Part des énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en Europe en 2006, en comparaison avec les objectifs de la Directive pour 2010 (en %).



Pour chaque pays, la part d'E-SER dans sa consommation brute d'électricité en 2006 est indiquée devant son nom et son objectif à atteindre en 2010 au-dessus de chaque barre.

Source : Observ'ER, 2007.

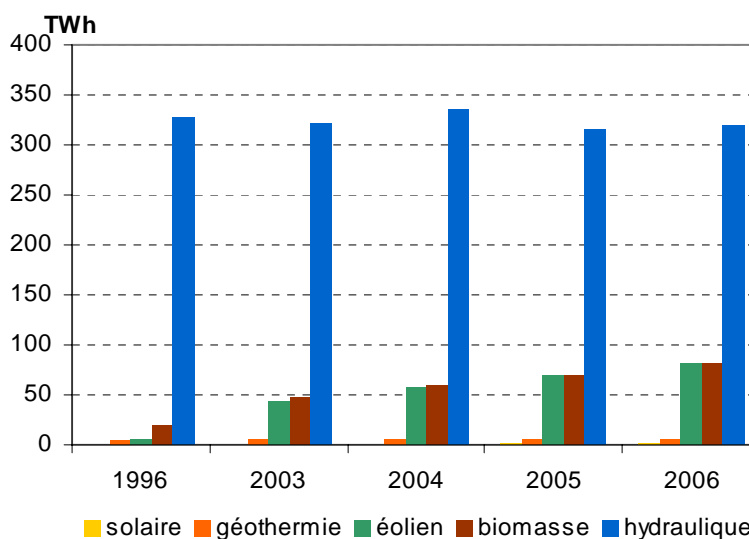
Tandis que l'Allemagne et la Hongrie ont déjà rempli leurs objectifs, la part d'E-SER dans la consommation brute d'électricité doit globalement augmenter d'environ 6 % en Europe pour atteindre l'objectif de 21 %. Sur la base des politiques et des efforts actuellement déployés, la Commission européenne² estimait en janvier 2007 que la part d'électricité d'origine renouvelable dans la production électrique en 2010 atteindra 19 %. Ces résultats sont positifs grâce aux importants efforts déployés par un petit nombre d'Etats membres, mais ne sont pas globalement satisfaisants, de nombreux pays se trouvant loin de réaliser leurs objectifs nationaux.

Une diversification croissante des énergies renouvelables

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables se diversifie de plus en plus en Europe, comme le montre la figure 4 représentant l'évolution de la production d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables en 1996, puis de 2003 à 2006 en Europe.

² COM(2006) 849 final, *Rapport sur les progrès réalisés dans le domaine de l'électricité d'origine renouvelable*, 2007.

Figure 4 – Evolution de la production d'électricité d'origine renouvelable en UE 27 (en TWh)



Source : Observ'ER, 2007.

L'hydraulique est sans conteste la première ressource d'énergie renouvelable en Europe. L'éolien et la biomasse ont augmenté respectivement de 77,8 et de 62 TWh depuis 1996 pour atteindre un même niveau de production de 82,9 TWh en 2006. Même si la production d'électricité à partir d'énergie solaire est très faible en Europe, son taux de croissance annuel moyen de 1996 à 2006 est de 44 %. La variété du paysage européen offre un large potentiel réalisable par l'exploitation de nombreuses sources renouvelables³.

Perspectives de croissance après 2010

Lors du Conseil européen du 16 mars 2007, l'Europe s'est dotée d'un nouvel objectif à l'horizon 2020 : porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale de l'Union européenne. Cette proposition, toujours en discussion à Bruxelles⁴, fait partie du « Paquet climat énergie » présenté par la Commission européenne en janvier 2008.

Cette directive couvre les trois secteurs concernés par les énergies renouvelables : l'électricité, le chauffage et le refroidissement, et le transport. Cette approche globale permet de laisser les Etats membres libres de déterminer la répartition des efforts entre ces secteurs en vue de réaliser leur objectif national⁵. L'objectif de la part d'énergies renouvelables sera contraignant et décliné par Etat membre. Le Tableau 3 indique ces objectifs, par ordre croissant de l'augmentation relative à accomplir.

³ Cf. Annexe 1 pour plus de détails sur l'évolution du marché européen.

⁴ Si cette nouvelle directive est mise en place, les dispositions de l'ancienne directive 2001/77/CE qui traitent des objectifs et des rapports pour 2010 resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2011.

⁵ Exception faite pour le secteur du transport où le paquet climat-énergie préconise une proportion de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation totale des véhicules d'ici 2020.

Tableau 3 – Objectifs des Etats membres concernant la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020

	Part d'E-SER dans la consommation d'énergie finale en 2005	Objectif pour 2020
Royaume-Uni	1,3%	15%
Danemark	17%	30%
Irlande	3,1%	16%
France	10,3%	23%
Allemagne	5,8%	18%
Italie	5,2%	17%
Pays-Bas	2,4%	14%
Espagne	8,7%	20%
Grèce	6,9%	18%
Belgique	2,2%	13%
Autriche	23,3%	34%
Portugal	20,5%	31%
Chypre	2,9%	13%
Luxembourg	0,9%	11%
Malte	0%	10%
Finlande	28,5%	38%
Suède	39,8%	49%
Slovénie	16%	25%
Hongrie	4,3%	13%
Lituanie	15%	23%
Pologne	7,2%	15%
République slovaque	6,7%	14%
Lettonie	34,9%	42%
Estonie	18%	25%
République tchèque	6,1%	13%
Bulgarie	9,4%	16%
Roumanie	17,8%	24%

Source : Commission européenne, 2008.

C. Contraintes au développement des énergies renouvelables

Contraintes d'acceptation de la population

D'après une enquête d'opinion paneuropéenne sur la consommation d'énergie, les Européens sont tout à fait favorables au développement des énergies renouvelables⁶. Toutefois, ce constat est nuancé par des oppositions locales très fortes, expliquées par le syndrome Nimby (« *Not In My Back Yard* », ou « pas dans mon jardin »).

Les refus de permis de construire d'installations éoliennes reposent pour une large majorité sur des préoccupations paysagères et de protection des espèces animales et végétales. D'après une étude sur l'instruction des demandes de permis de construire des éoliennes en France⁷, le taux de refus aurait augmenté par rapport à 2006 et s'élèverait à 33 % en 2007. En revanche, le taux de recours déposé à l'encontre des décisions administratives aurait baissé dans le même temps de 13 points pour atteindre le taux de 14 %.

⁶ L'acceptabilité par les citoyens en France est identique : 86 % des Français sont favorables à l'énergie solaire, 70 % à l'énergie éolienne et 65 % à l'énergie hydroélectrique selon une étude de TNS Sofres réalisée en 2007.

⁷ Enquête 2007 sur l'instruction des demandes de permis de construire, DGEMP-DIDEME, novembre 2007

Les éoliennes se situent donc où il y a du vent et où elles sont acceptées, ce qui ne correspond pas avec les zones fortement consommatrices d'électricité. Il s'agit alors d'acheminer l'électricité produite vers ces zones, ce qui nécessite un renforcement du réseau électrique par la construction de lignes à très haute tension. En France, ceci est soumis à l'acceptation des habitants et comprend trois procédures de concertation, ainsi la construction d'une ligne prend au minimum 8 ans.

Contraintes administratives

Les dossiers pour obtenir un permis de construire d'un parc éolien nécessitent des études importantes et coûteuses. Ajoutés à la probabilité de refus, des délais très importants d'obtention de permis sont observés. La durée moyenne d'instruction d'une demande de permis est de 13 mois en France et peut aller jusqu'à 24 mois selon la puissance totale à instruire par les préfetures. La France cherche à simplifier les formalités administratives en offrant la possibilité aux communes de proposer au préfet des zones de développement de l'éolien (ZDE). Cette procédure permet d'examiner en amont les obstacles au niveau des paysages, la rentabilité de l'installation et de planifier les renforcements de réseaux pour l'accueil de nouvelles capacités.

De façon plus générale, l'Allemagne est le pays d'Europe le plus attractif pour les investissements dans les énergies renouvelables, selon le cabinet Ernst&Young⁸. La réglementation allemande et les objectifs de développement du pays rassurent le marché. En Espagne, deuxième place européenne et quatrième place mondiale du classement, les dernières législations concernant les procédures d'installation des parcs éoliens offshore ont fait de la péninsule ibérique une zone très attractive.

Contraintes techniques

Les énergies renouvelables n'ont par définition aucune limite de gisement mais elles présentent des limites d'exploitation, notamment une production intermittente.

A l'opposé du bois et de la biomasse qui sont stockables et représentent des sources assez fiables en termes de sécurité d'approvisionnement, l'énergie éolienne est un bon exemple des obstacles techniques liés à l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable difficilement maîtrisable. Le risque d'intermittence sur le réseau électrique limite le développement de l'énergie éolienne, comme en Espagne où les objectifs du gouvernement se trouvent contrariés. Afin de garantir l'équilibre de l'offre et de la demande, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité espagnol limite l'injection d'électricité d'origine éolienne à 30 % de la demande en énergie pour protéger le réseau de chutes de production si le vent faiblit.

Les progrès de la modélisation et de la prévision météorologique permettent d'anticiper les aléas et d'ajuster l'offre. Il est également possible d'utiliser le surplus d'électricité produit par les turbines éoliennes pour pomper de l'eau d'un barrage d'un réservoir en aval vers un autre en amont. Cette réserve pourra alors être utilisée pour générer de l'hydroélectricité en cas de baisse de vent. Aussi, la répartition des éoliennes sur l'ensemble du territoire peut permettre de bénéficier de régimes de vent décorélés et d'assurer ainsi une puissance de base. La France, disposant de trois régimes climatiques différents (océanique, continental et méditerranéen) possède ainsi une des meilleures productivités d'Europe.

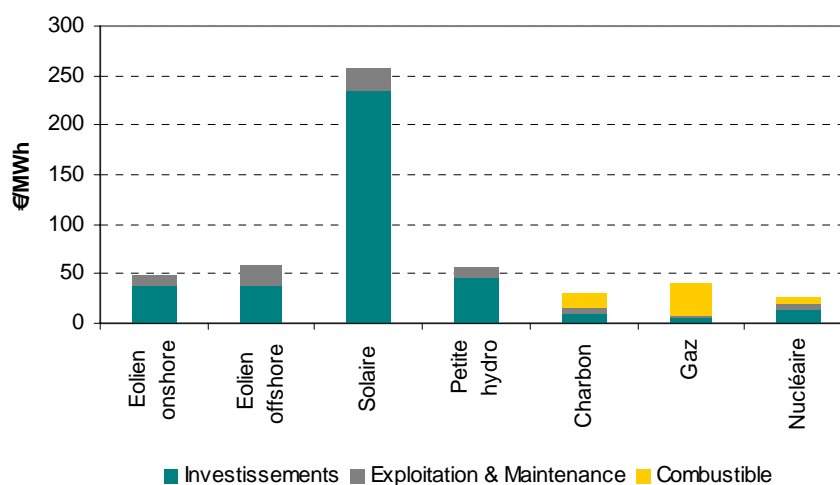
Par ailleurs, le développement d'interconnexions avec d'autres Etats membres rendra le réseau d'électricité moins vulnérable aux fluctuations. En janvier 2008, la France et l'Espagne ont conclu un accord visant à augmenter les capacités d'échanges électriques entre leurs pays et mutualiser leurs moyens de production. La construction de cette interconnexion jouera un rôle clé dans le développement du marché des énergies renouvelables en Espagne et dans son intégration dans le marché européen de l'électricité.

⁸ *Renewables Energy Country Attractiveness Indices*, 2008.

Contraintes de coût

Un des obstacles majeurs aux investissements dans les énergies renouvelables est l'écart de coût existant entre la production d'électricité d'origine renouvelable et les autres modes de production d'électricité. Les investissements très coûteux doivent être amortis sur une plus courte période de fonctionnement des machines. La différence de coût tend à décroître, notamment pour les sources d'énergies matures telles que l'éolien, mais il reste un écart relativement important pour les autres sources d'énergie, comme le montre la Figure 5. Ces chiffres, compilés à partir d'une étude⁹ de l'AIE sont à prendre avec précaution. Les coûts varient de façon importante selon les capacités des différentes installations et le prix des matières premières. De plus, l'échantillon n'est pas toujours très représentatif (seulement 4 installations pour l'éolien offshore).

Figure 5 – Coût marginal à long terme de différentes sources d'énergie (€/MWh)



Les coûts présentés ci-dessus sont les coûts de production (investissements, exploitation & maintenance et combustibles) et n'incluent pas les coûts de transport. Les prix sont exprimés en €/MWh, à partir du taux de change utilisé dans le document (1 EUR = 1,144 USD).

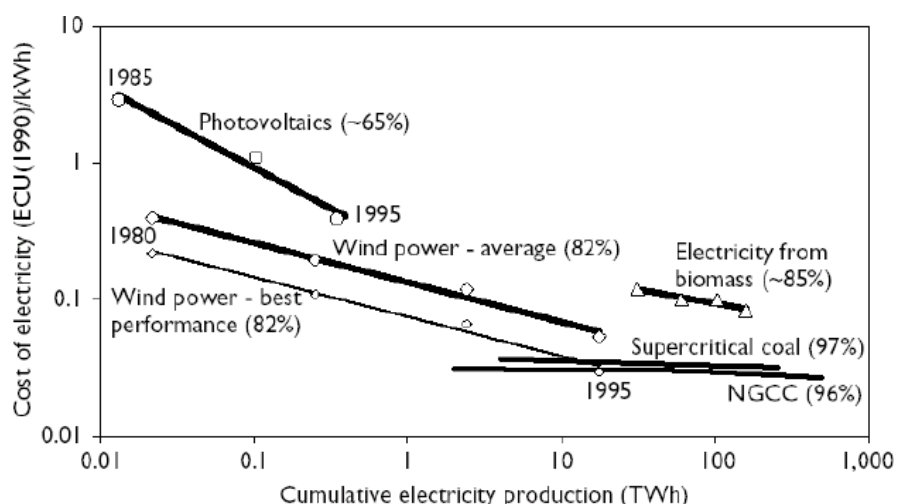
Source : AIE, 2005, calculs de l'auteur.

Les filières de production d'électricité à partir de gaz et de charbon sont très dépendantes du cours des matières premières qui peuvent représenter jusqu'à 78 % du coût de production d'un MWh pour le gaz. A l'opposé, le coût de fonctionnement d'une installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dépend uniquement des investissements et des opérations de maintenance.

Néanmoins, les productions d'E-SER voient leurs coûts se réduire par la combinaison des effets d'apprentissage et des économies d'échelle. La Figure 6 montre les courbes d'apprentissage pour différents moyens de production. Les nouveaux moyens de production d'électricité tels que le photovoltaïque et l'éolien voient leurs coûts baisser rapidement avec l'augmentation des capacités industrielles et l'évolution technologique. Malgré cette baisse de coût, les énergies renouvelables restent plus chères que les sources conventionnelles et ont besoin d'un soutien direct pour assurer leur développement.

⁹ *Projected Costs of Generating Electricity*, 2005.

Figure 6 – Evolution des coûts par effet d'apprentissage



Le nombre entre parenthèses indique la rapidité de l'effet d'apprentissage. Il désigne le coût relatif d'un kWh après doublement de la capacité de production : 65% signifie que le doublement de capacité a permis de réaliser une baisse de 35% du kWh produit (65% du coût précédent avant doublement de capacité).

Source : Rapport Stern, d'après l'AIE.

II. POLITIQUES NATIONALES D'INCITATION AUX ENERGIES RENOUVELABLES : LE CAS DE LA FRANCE ET DU ROYAUME-UNI

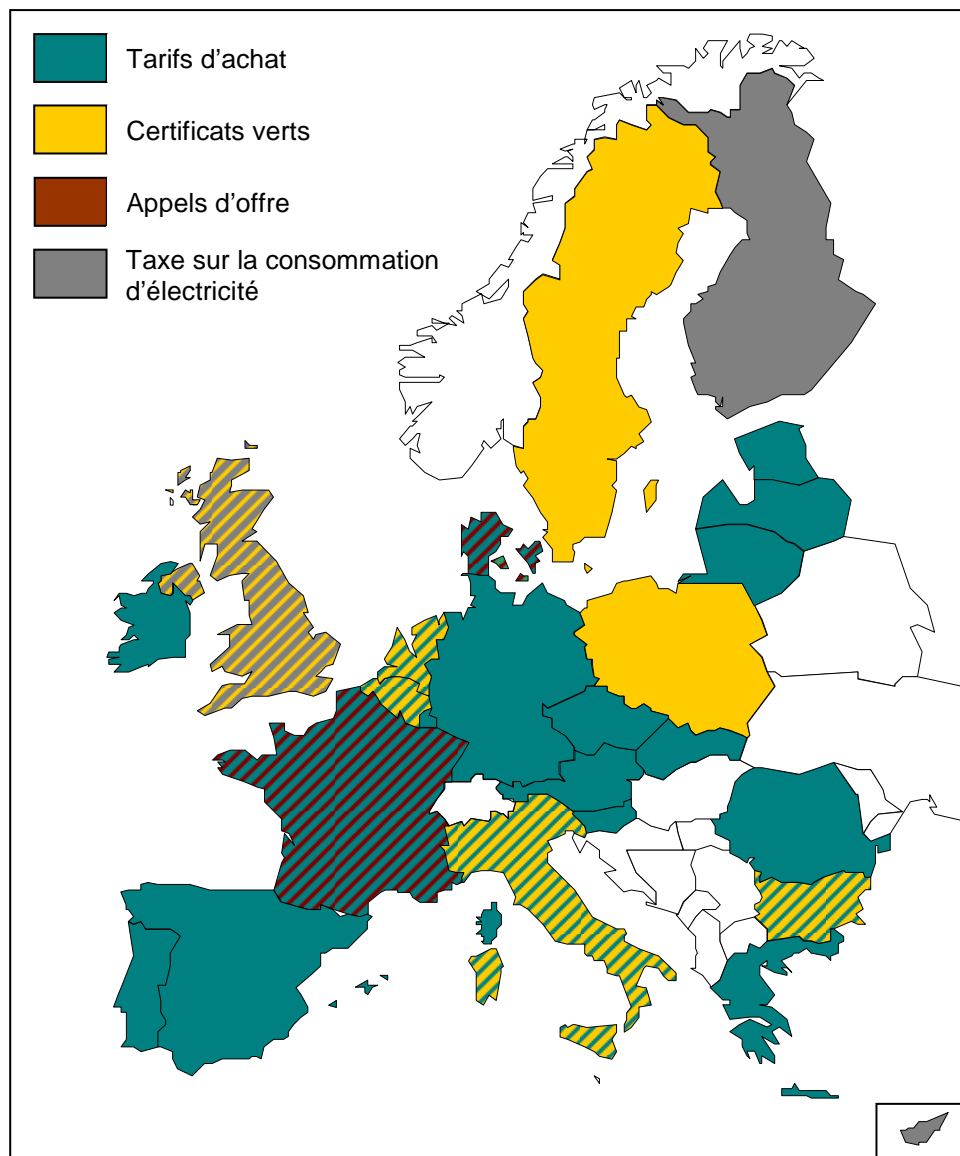
A. Panorama des politiques d'aide aux énergies renouvelables dans les Etats membres

Selon la directive de 2001, l'Union européenne s'est fixée comme objectif de produire 21 % de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER) en 2010. Pour atteindre cet engagement, elle a autorisé les Etats membres à recourir à des aides publiques en faveur de la pénétration commerciale de l'E-SER. Ceux-ci restent libres de recourir aux mécanismes de soutien qu'ils souhaitent. Il existe 4 grands groupes de régimes d'aide : les tarifs d'achat, les certificats verts, les appels d'offres et les incitations fiscales.

- Les **tarifs d'achat** sont des prix fixés par l'Etat sur une durée déterminée auxquels les compagnies de distribution d'électricité ont l'obligation d'acheter la production d'E-SER. Utilisé dans la majorité des Etats de l'Union européenne, ce système permet de garantir une grande sécurité d'investissements et favorise la promotion des technologies encore peu matures.
- Au lieu de s'appuyer sur un soutien par les prix, les **certificats verts** (CV) encouragent la production d'E-SER en fixant un objectif quantitatif. Les distributeurs (ou les producteurs, selon la réglementation) doivent présenter une proportion d'E-SER dans l'électricité vendue (ou produite). Pour prouver leur conformité, ils achètent des certificats verts aux producteurs d'E-SER, un CV correspondant en général à 1 MWh d'E-SER. Il s'agit donc d'un mécanisme de marché où le prix est fixé selon la loi de l'offre et de la demande. Lorsque l'offre en certificats verts est faible, leurs prix élevés incitent aux investissements dans les énergies renouvelables. Le jeu de concurrence qui se forme entre les producteurs d'E-SER pour générer des certificats au plus bas coût favorise l'évolution technologique. Ce système est utilisé au Royaume-Uni, en Pologne, Italie, Suède, Bulgarie, Belgique, et aux Pays-Bas.
- Dans le cadre d'un **appel d'offre**, l'Etat met en concurrence les acteurs de la production d'E-SER et signe un contrat avec un producteur, il assure ainsi une demande importante d'énergies renouvelables pour amorcer le marché. En 1996, la France a lancé le programme Éole 2005 pour développer l'éolien et un nouvel appel d'offre a été lancé en 2007 pour développer la filière de la biomasse. Le Danemark utilise ce système pour le déploiement de l'éolien off-shore.

- Des **incitations fiscales** comme une taxe sur la consommation d'électricité d'origine fossile ou des réductions d'impôts peuvent également être utilisées, le plus souvent en appoint d'une politique principale de soutien.

Figure 7 – Cartographie des politiques d'aide principales au développement des énergies renouvelables en Europe en 2008



Source : Commission européenne.

B. La politique de soutien des énergies renouvelables par les prix en France

Tarifs d'achats

Afin de garantir les investissements dans la production E-SER, la France a mis en place depuis 2000 des tarifs d'achat. L'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, prévoit que les installations produisant de l'électricité à base de sources d'énergie renouvelable bénéficient de l'obligation d'achat de l'électricité qu'elles produisent par EDF ou les distributeurs non nationalisés.

Les tarifs d'achat sont définis pour chaque filière par un arrêté tarifaire pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Les arrêtés tarifaires initiaux ont été pris en 2001 puis de nouvelles conditions d'achat de l'E-

SER ont été définies en 2006 et 2007. Sont éligibles aux tarifs d'achat les installations mises en service après la date de publication des arrêtés. Le tableau 4 résume les conditions tarifaires en cours.

Tableau 4 – Arrêtés tarifaires selon les filières de production d'E-SER

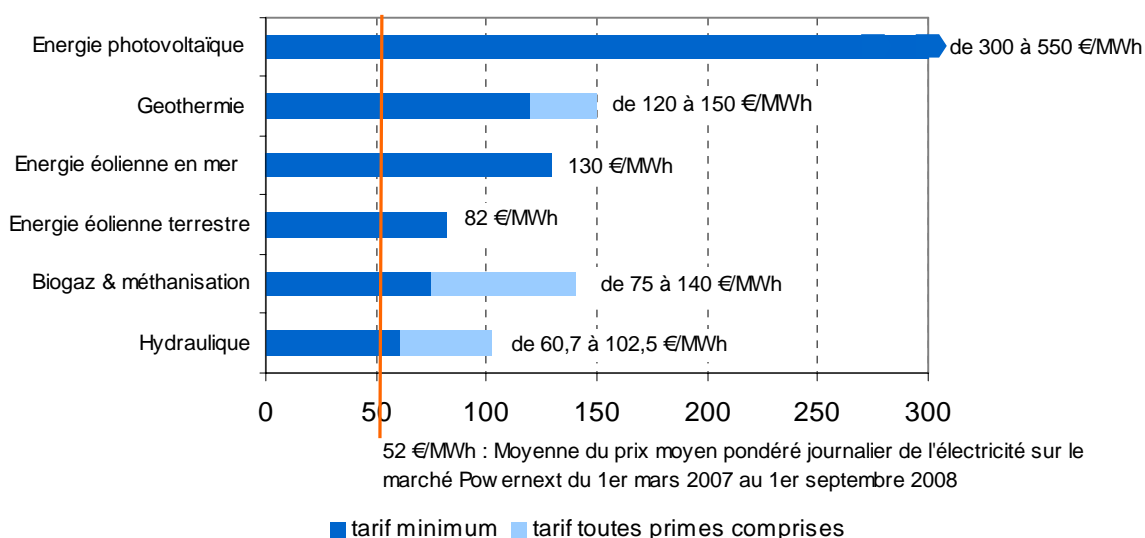
Filière	Arrêtés	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
Hydraulique	1 ^{er} mars 2007	20 ans	60,7 €/MWh + prime comprise entre 5 et 25€/MWh pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 16,8 €/MWh en hiver selon la régularité de la production.
Biogaz et méthanisation	10 juillet 2006	15 ans	entre 75 et 90 €/MWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 30 €/MWh + prime à la méthanisation de 20€/MWh.
Energie éolienne	10 juillet 2006	15 ans (terrestre)	82 €/MWh pendant 10 ans, puis entre 28 et 82 €/MWh pendant 5 ans selon les sites.
		20 ans (en mer)	130 €/MWh pendant 10 ans, puis entre 30 et 130 €/MWh pendant 10 ans selon les sites.
Energie photovoltaïque	10 juillet 2006	20 ans	Métropole : 300 €/MWh + prime d'intégration au bâti de 250 €/MWh. Corse, DOM, Mayotte : 400 €/MWh + prime d'intégration au bâti de 150 €/MWh.
		15 ans	Métropole : 120 €/MWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 30 €/MWh. DOM : 100 €/MWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 30 €/MWh.

Source : Ministère de l'économie, des finances et de l'emploi.

Le système des tarifs d'achat fournit une grande sécurité d'investissement en proposant un soutien à long terme, les prix étant fixés pour des périodes pouvant aller jusqu'à 20 ans. De plus, ils tiennent compte des coûts d'investissements et d'exploitation des différentes filières et sont donc plus ou moins élevés selon le degré de maturité des technologies. Cette approche sectorielle permet de favoriser les investissements dans les technologies qui sont encore peu compétitives par rapport aux sources conventionnelles d'électricité.

L'écart entre les tarifs d'achat en France et le prix sur le marché de l'électricité varie selon chaque filière. Le prix moyen de vente d'électricité sur le marché Powernext s'est élevé à 52 € par MWh depuis le 1^{er} mars 2007 – date du dernier arrêté de tarifs d'achat. Ainsi, la différence avec les tarifs d'achat a été au minimum de 8,2 € pour l'hydraulique, et au maximum dix fois le prix du marché pour l'énergie solaire.

Figure 8 – Comparaison des prix sur le marché de l'électricité et tarifs d'aide en France



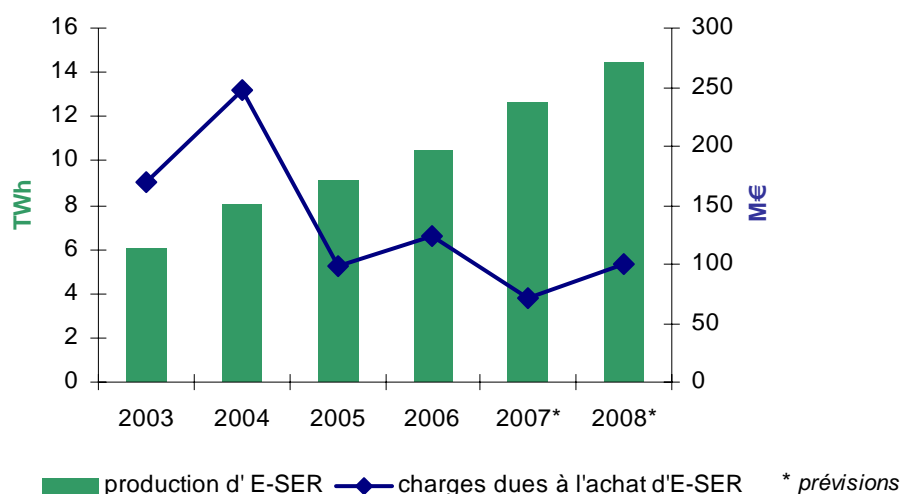
Source : Powernext, Ministère de l'économie, des finances et de l'emploi, calculs de l'auteur.

Effet incitatif et financement de la politique publique des tarifs d'achat

Le surcoût engendré par la tarification plus élevée de la production électrique d'origine renouvelable par rapport au prix du marché est reporté à la charge des consommateurs sous forme d'une taxe : la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), dont une partie finance les charges liées au développement des énergies renouvelables¹⁰. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est l'organisme français en charge de la mise en œuvre des tarifs d'achat et de leur financement. Elle évalue le montant des charges correspondant à ce dispositif de soutien pour l'opérateur historique EDF et les autres distributeurs d'électricité à partir de la différence entre les prix d'achat payé aux producteurs d'E-SER et le prix de l'électricité sur le marché. Les distributeurs d'électricité sont ensuite remboursés du surcoût dû aux tarifs d'achat à partir des fonds tirés de la CSPE.

La figure 9 met en relief la production d'E-SER avec le montant des charges dues au remboursement des distributeurs d'électricité¹¹. La production d'E-SER a nettement progressé dans le bouquet énergétique français : la part d'E-SER éligible au remboursement des tarifs d'achat a quasiment doublé entre 2003 et 2007. En parallèle, les coûts liés au tarif d'achat ont fortement baissé en 2005 du fait de la hausse du prix de l'électricité qui a réduit l'écart avec les tarifs d'achat. La moyenne des prix de marché journaliers des bourses allemande (EEX) et française (Powernext) était de 28,6 €/MWh en 2004 et a atteint 49,3 €/MWh en 2005, soit une augmentation de près de 42 %.

Figure 9 – Hausse des volumes d'achat d'E-SER et coûts liés aux tarifs d'achat correspondants



Source : CRE, calculs de l'auteur.

Calcul du coût de la tonne de CO₂ évitée par la politique d'aide en France

L'objectif de développement des énergies renouvelables doit être mis en balance avec les coûts pour les producteurs et les consommateurs. Cette section se penche sur le coût des politiques des tarifs d'achat en termes de carbone évité.

Pour cela, nous calculons le surcoût lié aux tarifs d'achat en France métropolitaine en 2006. EDF a acheté environ 10 TWh d'E-SER en 2006¹², pour un total de 644,2 M€, tarifs d'achat inclus. Avec un prix

¹⁰ La CSPE finance en premier lieu les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental.

¹¹ Cf. Annexe 2 pour le budget annuel de la CSPE et le détail des données de l'année 2006.

¹² N'est pas prise en compte la production, très faible, acheminée par les entreprises locales de distribution car la CRE ne donne pas de spécification sur la nature des moyens de production (cogénération ou énergies renouvelables).

de l'électricité moyen pondéré égal à 55,1 €/MWh en 2006, cette production coûtait 520,1 M€. Le surcoût lié aux tarifs d'achat des énergies renouvelables a donc égalé 124,1 M€ en 2006.

Ce coût peut ensuite être rapporté au volume d'émissions de CO₂ réduites par l'utilisation d'énergies renouvelables. En France, la situation est très particulière du fait de l'utilisation du nucléaire, très peu émetteur de CO₂, en période de « base¹³ » et de l'appel aux énergies fossiles ou hydraulique pour les pics de consommation. La production d'E-SER peut donc se substituer soit à de l'énergie fossile ou hydraulique, soit à du nucléaire. Si le dernier kWh appelé est d'origine fossile, les émissions de CO₂ correspondantes seront d'environ 800 gCO₂/MWh ; si le kWh est d'origine hydraulique ou nucléaire, les émissions correspondantes seront nulles. La nature du dernier kWh appelé dépend de multiples facteurs : la demande instantanée, les capacités disponibles, l'ordre de mérite, la gestion du parc, etc. Un taux moyen annuel du « marginal thermique », a été estimé en 2010 par l'ADEME à 35 %. Les émissions évitées par l'utilisation d'énergies renouvelables en France métropolitaine correspondent ainsi à 300 gCO₂/MWh (DGEMP, 2003). Nous retiendrons cette valeur pour la suite des calculs¹⁴.

D'après ces données, la production de 10 TWh par des sources d'énergie renouvelables a permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre françaises de 3,14 millions de tonnes de CO₂ en 2006. En ramenant ce chiffre au surcoût lié au tarif d'achat, on obtient un coût de la tonne évitée de l'ordre de 39,5 €/tCO₂.

Ces calculs se limitent à la métropole et ne prennent pas en compte d'autres aides telles que le crédit d'impôts pour les particuliers ou encore les aides régionales à la recherche ou à l'investissement dans les énergies renouvelables. Il n'est pas pris en compte par ailleurs d'autres externalités négatives ou positives telles que le développement économique dû au développement des énergies renouvelables. Le caractère approximatif de ce calcul permet néanmoins de donner un ordre de grandeur du coût de ce mécanisme d'incitation aux énergies renouvelables par tonne de carbone évitée.

C. Une politique basée sur des objectifs en quantité au Royaume-Uni

Le marché des certificats verts

Contrairement à la politique française d'incitation basée sur les prix, le Royaume-Uni a choisi de baser sa politique d'incitation sur des objectifs quantitatifs de production. L'obligation d'achat des certificats verts (*Renewables Obligation Certificate*) est entrée en vigueur au Royaume-Uni en 2002 dans le cadre de la loi *Utilities Act* (2000) et sa mise en place est garantie jusqu'en 2027. Ce mécanisme contraint les distributeurs d'électricité à présenter dans leur portefeuille une proportion croissante d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables : 3 % lors de la première période de lancement (2002-2003), puis 7,9 % pour la période 2007/2008, pour atteindre 10,4 % en 2010. Le gouvernement britannique entend ainsi répondre aux objectifs de la directive européenne de 2001 qui fixe à 10 % la part d'E-SER dans la consommation brute d'électricité du Royaume-Uni en 2010.

Les producteurs d'E-SER, à l'exception notable des exploitants de grandes centrales hydrauliques déjà bien implantées, reçoivent un certificat vert pour chaque MWh produit. Ces certificats sont ensuite vendus aux distributeurs d'électricité qui doivent les présenter afin de s'acquitter de leur obligation. Les distributeurs d'électricité peuvent obtenir des certificats de plusieurs manières :

- en produisant eux-mêmes de l'E-SER ;
- en achetant les certificats verts en même temps que l'énergie à des producteurs d'E-SER ;

¹³ La production de « base » alimente la part de la consommation permanente au cours de l'année, tandis que la production de pointe correspond aux pics de consommation.

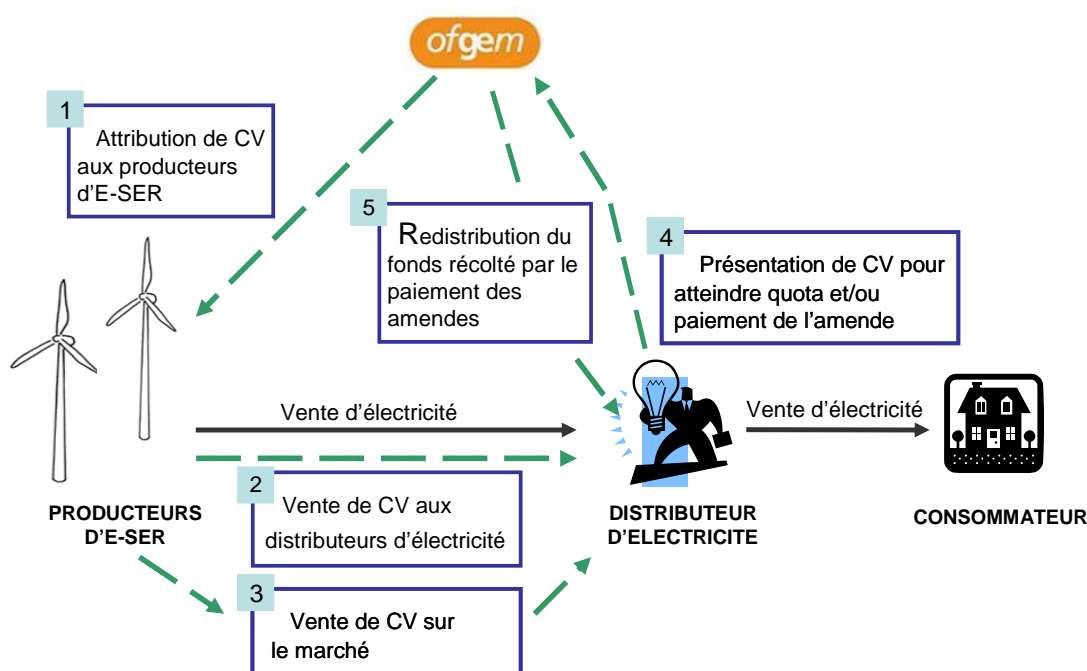
¹⁴ La fluidité des échanges en Europe, notamment avec l'Allemagne, rend de plus en plus délicat l'établissement de valeurs nationales de contenu CO₂ de l'électricité. De plus, cette question des émissions évitées fait débat entre ceux favorables à la prise en compte de la moyenne des émissions et ceux considérant le kWh marginal.

- en achetant uniquement des certificats verts aux producteurs ;
- en achetant des certificats verts sur un marché secondaire.

Les distributeurs d'électricité peuvent, soit présenter suffisamment de certificats verts pour couvrir le pourcentage d'E-SER exigé par rapport à leur production, soit payer une amende libératoire pour combler chaque MWh manquant. Le prix de cette amende est fixé chaque année par l'Ofgem (*Office of gas and electricity markets*), organisme en charge de la gestion des certificats verts. Introduite à 30 £/MWh en 2002, l'amende a suivi chaque année le cours de l'inflation pour atteindre 33,24 £/MWh durant la période 2006/2007 (48 €/MWh selon le taux de change du 1^{er} juillet 2006).

Le fonds récolté par le paiement de ces amendes est ensuite réparti entre les distributeurs d'électricité selon le nombre de certificats verts qu'ils ont présentés.

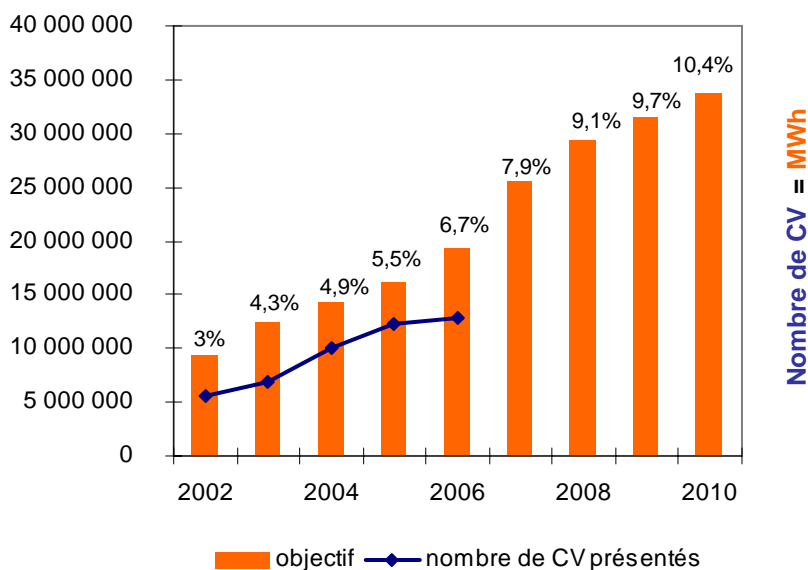
Figure 10 – Fonctionnement de la politique britannique des certificats verts



Source : Mission Climat de la Caisse des Dépôts, d'après Harrison, 2004.

La politique britannique fondée sur les certificats verts subventionne les producteurs d'E-SER : au prix du marché de l'électricité s'ajoute un gain supplémentaire lié à la vente des certificats verts, ce qui augmente la rentabilité de leur production. La Figure 11 illustre le développement à la hausse des énergies renouvelables depuis la mise en place du mécanisme des certificats verts, le nombre de certificats verts passant de 5,6 millions en 2002 à 12,9 millions durant la période 2006/2007.

Figure 11 – Objectif de production d'E-SER et évolution du nombre de certificats verts présentés



Source : Ofgem, 2008.

Valeur des certificats verts

Le montant de l'amende et le niveau de l'obligation annuelle sont les deux principaux facteurs déterminant le prix des certificats verts. Une amende élevée assure que les distributeurs d'électricité sont prêts à payer un prix significatif aux producteurs d'E-SER.

Pour les distributeurs d'électricité, la valeur des certificats est augmentée par la redistribution du fonds généré par le paiement des amendes. En effet, chaque certificat présenté leur assure de recevoir une part de ce fonds. Ce revenu complémentaire est de ce fait pris en compte par les producteurs d'E-SER pour calculer le prix de vente de leurs certificats verts : ex-ante en estimant à l'avance ce revenu supplémentaire ; ou ex-post en utilisant le bilan annuel de l'Ofgem rendant compte du montant des amendes pour demander aux distributeurs d'électricité de leur reverser le complément de revenus.

Lorsque l'offre de certificats verts est insuffisante par rapport aux objectifs, les distributeurs d'électricité sont obligés de payer des amendes et le fonds constitué par les amendes s'élève. En conséquence, la valeur des certificats verts augmente également, ce qui incite aux investissements dans les énergies renouvelables pour construire de nouvelles capacités de production.

Figure 12 – Valeur maximale d'un certificat vert payé aux producteurs d'E-SER au cours de la période 2006-2007



Source : Brown, 2007.

Le prix d'un certificat suit les tendances du marché, selon le recours plus ou moins important au paiement d'amendes. La plupart des ventes de certificats se font en même temps que l'achat d'électricité. Sur le site d'achat de certificats mis aux enchères *e-roc*, la valeur moyenne des certificats était de 43,06 £ durant la période 2006-2007. Pour la suite de cette étude, nous retiendrons un prix moyen des certificats verts égal à 45 £ (56 € au taux de change actuel).

Le mécanisme complémentaire de la taxe sur la consommation d'électricité

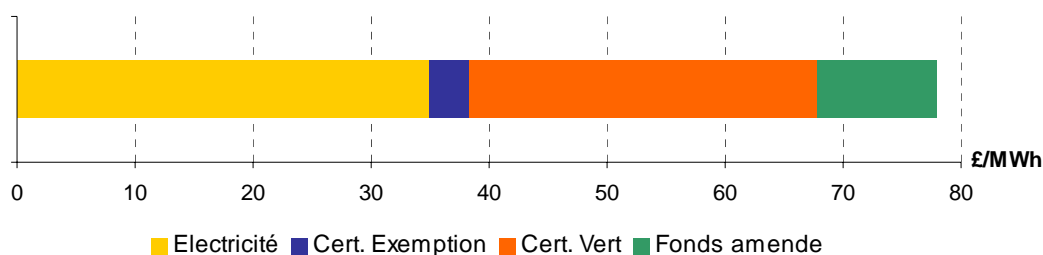
Mise en place en 2001, la *Climate Change Levy* est une mesure fiscale appliquée au secteur de l'énergie pour encourager l'efficacité énergétique et aider le Royaume-Uni à remplir ses engagements de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Cette taxe, appliquée à la consommation d'électricité du secteur public, de l'industrie et du commerce, s'est élevée à 4,56 £/MWh en avril 2008 (5,7 € au taux de change actuel).

Les compagnies peuvent être exemptées de cette taxe en signant des accords volontaires ou en se fournissant auprès d'un producteur d'électricité d'origine renouvelable. Suivant le même principe que les certificats verts, les producteurs d'E-SER reçoivent un certificat d'exemption pour chaque MWh généré. Celui-ci est ensuite vendu aux compagnies du secteur public, de l'industrie et du commerce. Selon Harrison (2004), la valeur d'un certificat d'exemption est en moyenne égal à 55 % du montant de la taxe, soit 2,5 £ (3,2 € au taux de change actuel).

Répercussion des mécanismes de taxe et des certificats verts sur le prix de l'E-SER

Les certificats verts, la redistribution du revenu des amendes et les certificats d'exemption liés à la taxe sur la consommation d'électricité accroissent le prix de vente de l'E-SER aux distributeurs. Le mécanisme le plus incitatif au développement des énergies renouvelables reste néanmoins celui des certificats verts dont les revenus peuvent plus que doubler le prix de vente de l'E-SER. La Figure 13 donne l'exemple du prix de vente aux distributeurs de l'électricité produite à partir de biomasse.

Figure 13 – Composants du prix de vente de l'électricité issue de la biomasse en juin 2006



Source : Parker, 2007, calculs de l'auteur.

Calcul du coût des politiques britanniques par tonne de CO₂ évitée

Le mécanisme des certificats verts et celui des certificats d'exemption de la taxe *Climate Change Levy* viennent s'ajouter au prix de l'électricité. De la même façon que précédemment, nous analyserons le coût de ces mécanismes d'incitation en termes de carbone évité.

Au cours de la période 2006-2007, un peu moins de 13 millions de certificats verts ont été enregistrés auprès de l'Ofgem, soit très exactement 12 868 408 MWh d'électricité d'origine renouvelable générée. La valeur moyenne des certificats verts était de 45 £, à laquelle il convient d'ajouter 2,5 £ correspondant au prix moyen du certificat d'exemption. Le coût des mécanismes d'incitation des certificats verts et de la *Climate Change Levy* est obtenu en multipliant le montant de la production d'E-SER par le coût d'achat des certificats. On obtient un coût de conformité de 611 millions de livres.

Pour calculer le volume des émissions évitées par la production d'électricité d'origine renouvelable, nous prenons en considération les émissions de CO₂ de la production marginale d'électricité du Royaume-Uni, soit environ 800 gCO₂/MWh.

La production d'E-SER a permis de réduire les émissions britanniques d'un peu plus de 10 millions de tonnes de CO₂ en 2006/2007. Le coût de la tonne de CO₂ évitée grâce aux mécanismes d'incitation atteint ainsi 59,4 £/tCO₂. Selon le taux de change du 1^{er} juillet 2006, ce montant revient à 86 €/tCO₂ évitée.

D. Mécanismes d'incitation aux énergies renouvelables : coûts et perspectives

Bilan et évolution des mécanismes d'incitation

Dans chacune des politiques étudiées précédemment, on observe un net gain en termes de protection environnementale avec plusieurs millions de tonnes d'émissions de CO₂ évitées grâce au développement des énergies renouvelables. En termes d'efficacité économique, le coût de la tonne de CO₂ évitée grâce aux mécanismes d'incitation est variable.

Tableau 5 – Bilan des résultats obtenus par les politiques française et britannique de développement des énergies renouvelables en 2006

	France	UK
E-SER générée	10,5 TWh	12,9 TWh
Tonnes de CO₂ évitées	[300 g de CO ₂ /MWh] 3 M tonnes de CO ₂	[800 g de CO ₂ /MWh] 10 M tonnes de CO ₂
Surcoût dû aux mécanismes d'incitation	124,1 M€	611 M£, soit 880 M€
Coût des politiques publiques par tonne de CO₂	39,5 €/tCO ₂	86 €/tCO ₂

Source : Mission Climat de la Caisse des Dépôts.

La politique britannique a donc poussé à l'émergence d'une offre d'énergies renouvelables en développant près de 13 TWh d'E-SER en 2006. Ce montant reste en-deçà des objectifs de production, ce qui explique le coût élevé des certificats verts. La France a généré 10,5 TWh à partir de nouvelles installations de production d'E-SER. La hausse des tarifs d'achat, notamment pour le photovoltaïque, présume une évolution des investissements vers de nouvelles capacités de production d'E-SER.

Au vu de l'évolution technologique et de la baisse des coûts de production de l'E-SER, la question se pose sur l'apparition de profits indus liés aux mécanismes d'incitation aux énergies renouvelables. Plusieurs processus peuvent être mis en œuvre afin d'ajuster au mieux les politiques d'aide au développement des énergies renouvelables. Les tarifs d'achat d'E-SER sont d'ores-et-déjà dégressifs dans certains pays. Cela encourage l'innovation en poussant les fabricants à réduire leurs coûts de production. En Allemagne par exemple, la courbe dégressive des tarifs d'achat suit celle des progrès réalisés en fonction des effets d'apprentissage.

Au Royaume-Uni, à partir du 1^{er} avril 2009, une nouvelle méthode d'allocation permettra d'encourager les investissements dans les moyens de production d'électricité les moins rentables en augmentant le nombre de certificats verts par MWh pour ces technologies. Le dispositif inverse sera mis en place pour les technologies déjà matures. Ceci permettra d'atteindre les objectifs fixés par le gouvernement britannique de façon plus efficace du point de vue économique.

Tableau 6 – Modalités d'attributions de certificats verts selon les technologies à compter du 1^{er} avril 2009 au Royaume-Uni

0,25 CV/MWh	1 CV/MWh	1,5 CV/MWh	2 CV/MWh
- Gaz d'eaux usées - Gaz des stations - Co-combustion de biomasse issue de cultures non-énergétiques	- Éolien terrestre - Petite hydraulique - Co-combustion de biomasse issue de culture énergétique	- Éolien off-shore - Bois-énergie	- Énergie marémotrice - Énergie houlomotrice - ACT (digestion anaérobie, gasification, pyrolyse) - Bois-énergie avec CHP - Solaire photovoltaïque - Géothermie

Source : Brown, 2007.

Garanties d'origine, vers une harmonisation européenne ?

La directive européenne de 2001 a introduit le mécanisme des garanties d'origine, qui attestent de l'origine renouvelable d'une production d'électricité et permettent de suivre ainsi l'évolution de l'E-SER dans la consommation européenne. Les garanties d'origine mentionnent la source à partir de laquelle l'électricité est produite et spécifient les dates et lieux de production. Ce système permet aux producteurs d'E-SER d'établir que l'électricité qu'ils vendent est produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Ces certificats n'ont cependant pas de valeur car ils ne sont pas échangés pour le moment.

Suivant le modèle des certificats verts au Royaume-Uni, ces certificats pourraient être échangés au niveau européen. Cette question fait débat au sein des producteurs d'électricité et des Etats membres. Il existe de nombreux arguments en faveur d'un marché reprenant le même principe que le marché du carbone, notamment celui d'optimiser le développement des énergies renouvelables là où il serait le moins coûteux. Par exemple, développer la filière de la biomasse en Slovaquie serait économiquement plus efficace que l'installation d'éoliennes off-shore au Royaume-Uni. Cependant, des doutes existent sur l'impact d'une nouvelle politique d'incitation aux énergies renouvelables, notamment dans les pays ayant mis en place des tarifs d'achat. De plus, l'objectif de 20 % d'énergie renouvelables étant largement supérieur à la part actuelle (8,5%), le risque serait de voir un prix très élevé des certificats (Toke, 2008).

La Commission européenne stipule dans sa proposition de janvier 2008¹⁵ que seuls les Etats ayant atteint leurs objectifs intermédiaires seraient autorisés à vendre leurs garanties d'origine excédentaires à d'autres pays. Selon le document de travail accompagnant la proposition de directive, un autre argument est considéré pour ne pas mettre en place un marché européen : les investissements liés au développement des énergies renouvelables sont un instrument du développement économique territorial, que certains Etats ne souhaitent pas à orienter en utilisant les lois du marché. Des amendements ont été présentés pour introduire différents mécanismes de flexibilité pour les gouvernements pour atteindre leurs objectifs de façon plus efficace économiquement, qui restent soumis au vote parlementaire.

III. IMPACT DU MARCHÉ EUROPEEN DU CARBONE SUR LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Les politiques d'aide nationales permettent le développement des énergies renouvelables en accordant une valeur supplémentaire à la production d'E-SER qui se rajoute au prix de l'électricité sur le marché. Si les politiques de développement des énergies renouvelables sont généralement choisies au niveau des Etats, un système communautaire existe déjà pour réduire les émissions de gaz à effet de serre via un marché d'échange de quotas de CO₂. Ce dernier couvre notamment les producteurs d'électricité et pourrait indirectement jouer un rôle dans le développement des énergies renouvelables.

A. Une nouvelle contrainte pour les producteurs d'électricité

Le secteur de l'électricité soumis à l'EU ETS

Depuis 2005, l'EU ETS impose une nouvelle contrainte aux électriciens. Les installations de combustion d'une puissance calorifique supérieure à 20 MW sont soumises à un plafonnement de leurs émissions de CO₂ sous forme de quotas, un quota équivalant à une tonne de CO₂. Chaque installation reçoit une allocation initiale annuelle de quotas et doit restituer chaque année le nombre de quotas correspondant à ses émissions de dioxyde de carbone de l'année précédente. L'intérêt économique de ce marché réside dans l'échange de quotas qui favorise une répartition efficace des efforts entre les participants soumis à l'EU ETS. Les installations qui peuvent réduire leurs émissions à moindre coût ont la possibilité de vendre leurs excédents de quotas à ceux ayant des coûts de réduction plus élevés. La rareté de l'offre sur le marché découle du plafonnement du nombre de quotas et conduit à l'apparition d'un prix du carbone, incitant les installations soumises au marché à réduire leurs émissions.

¹⁵ Paquet Climat Energie (Article 9, paragraphe 1) - Propositions restant soumises au vote parlementaire.

Le secteur de la combustion, qui regroupe la production de chaleur et d'électricité, la cogénération et les activités de combustion d'autres industries, est le secteur le plus émetteur de CO₂ soumis au marché. Il représente à lui seul 70 % du total des quotas alloués. Une étude¹⁶ approfondie des Plans d'Allocation des Quotas et des émissions enregistrées au Registre Indépendant des Transactions Communautaires (CITL) effectuée par la Mission Climat de la Caisse des Dépôts a montré qu'au sein du secteur de la combustion, seules les installations de production d'électricité ont été déficitaires nettes en quotas durant la première phase de l'EU ETS entre 2005 et 2007.

Le secteur de l'électricité a donc été le plus contraint par l'EU ETS durant la période 2005-2007. Comme il est moins exposé à la concurrence internationale que les autres secteurs du CITL (la chaleur et l'électricité étant difficiles à transmettre sur de longues distances), il a souvent été choisi par les États membres pour porter la plupart des efforts de réduction d'émissions. Cette absence de concurrence permet à ce secteur de faire passer le coût supplémentaire des quotas d'émissions dans les prix de l'électricité.

Coût additionnel des quotas carbone et prix du marché de l'électricité

Les compagnies d'électricité ont le choix d'utiliser les quotas pour couvrir les émissions de leur production ou de réduire leurs émissions et revendre leurs quotas à d'autres installations qui ont besoin de quotas supplémentaires. Chaque quota a donc un coût d'opportunité égal à son prix sur le marché de l'EU ETS, qui est intégré dans les coûts de production. Le prix sur les marchés de l'électricité reflète cette nouvelle contrainte, que les allocations aient été faites gratuitement ou non (Reinaud, 2003).

Le coût marginal de la contrainte carbone supporté par un producteur d'électricité dépend de l'intensité carbone de ses moyens de production utilisés (cf. figure 20). D'après une analyse de Sijm et al. (2006), un prix du quota égal à 20 €/t augmenterait ainsi en moyenne le prix de l'électricité de 1 à 5 €/MWh en France et de 13 à 14 €/MWh au Royaume-Uni. Le faible surcoût de l'électricité en France dû au marché du carbone s'explique par la prédominance de l'énergie nucléaire et hydraulique dans le bouquet énergétique français.

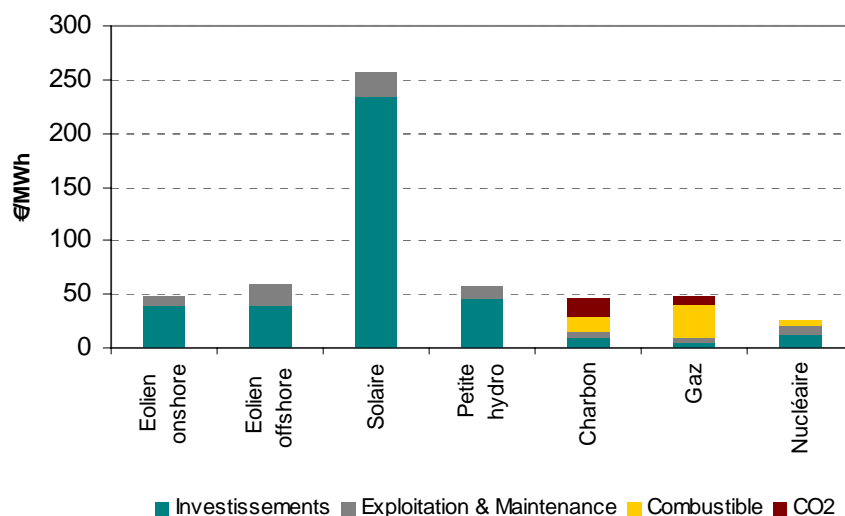
En somme, la nouvelle contrainte carbone a eu pour effet d'augmenter le prix de l'électricité, ce qui permet de réduire l'écart existant entre les coûts de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et le prix de vente sur le marché. Si l'électricité vendue par un producteur provient d'énergies non émettrices en carbone, le producteur bénéficie ainsi d'un prix de marché de l'électricité plus élevé, ce qui accroît ses bénéfices. Le signal prix du carbone, selon le mode d'allocations et à condition qu'il soit conséquent, rend donc les installations d'énergie renouvelables de plus en plus compétitives.

B. Prix du quota carbone incitant les investissements dans les énergies renouvelables

Les installations utilisant des sources d'énergies fossiles, comme les centrales à gaz ou à charbon, voient leurs coûts marginaux de long terme augmentés par le prix des quotas carbone. Pour que la contrainte carbone rende la production d'E-SER compétitive, il faut que le prix des quotas soit suffisamment important pour compenser les lourds investissements initiaux qui rendent le coût de génération d'E-SER très élevé.

¹⁶ Typologie des échanges de quotas au cours de la période d'essai du marché européen du CO₂ : ce que révèle le CITL, Etude Climat n°13, juin 2008.

Figure 14 – Coût marginal de long terme de l'électricité selon la source d'énergie utilisée



Source : AIE, calculs de l'auteur.

Nous calculons le prix du quota carbone incitant aux investissements dans les énergies renouvelables en suivant la méthode développée dans *Tendances Carbone*, le bulletin de la Mission Climat de la Caisse des Dépôts qui évalue chaque mois les opportunités de basculement du charbon au gaz pour la production d'électricité.

Le prix switch, qui évalue le montant du quota carbone égalisant le coût de production de deux sources d'électricité, est calculé comme suit :

$$\text{Prix Switch} = \frac{\text{coût}(\text{énergie1}) / \text{MWh} - \text{coût}(\text{énergie2}) / \text{MWh}}{t\text{CO}_2(\text{énergie2}) / \text{MWh} - t\text{CO}_2(\text{énergie1}) / \text{MWh}}$$

Avec :

Energie 1 représente une source d'E-SER : éolien onshore, offshore, solaire ou petite hydro

Energie 2 représente une source d'énergie fossile : gaz ou charbon

Coût (gaz) / MWh : coût de production d'un MWh d'électricité à partir de gaz naturel (€/MWh) ;

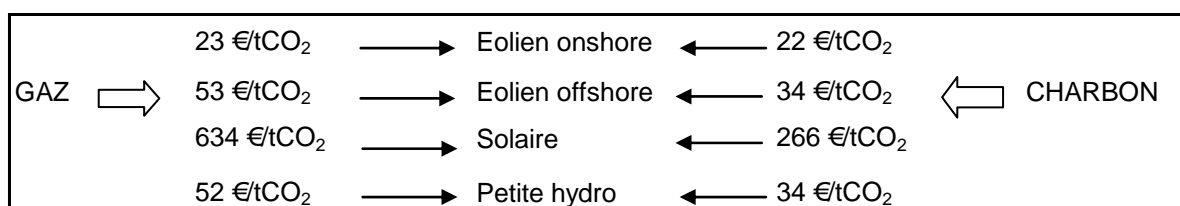
Coût (charbon) / MWh : coût de production d'un MWh d'électricité à partir du charbon (€/MWh) ;

tCO₂ (gaz) : émissions de CO₂ d'une centrale standard à gaz par MWh d'électricité (0,36 tCO₂/MWh) ;

tCO₂ (charbon) : émissions de CO₂ d'une centrale standard au charbon par MWh d'électricité (0,87 tCO₂/MWh).

La production d'E-SER est neutre en carbone. En suivant la méthode de calcul et les coûts marginaux à long terme de la production d'électricité présentés précédemment, on obtient les prix incitatifs pour passer d'une source d'énergie fossile, gaz ou charbon, à une source d'énergie renouvelable.

Figure 15 – Prix du quota de CO₂ nécessaire pour inciter au basculement vers des énergies renouvelables pour la production d'électricité sur le marché européen du carbone



Source : Mission Climat de la Caisse des Dépôts.

Le prix du carbone doit atteindre 23 €/tCO₂ pour que la technologie de l'éolien devienne compétitive par rapport au gaz, tandis qu'il doit atteindre 634 €/tCO₂ pour inciter au développement des panneaux solaires. L'abandon du charbon pour les énergies renouvelables se fait à un prix moindre de la tonne de CO₂ du fait des facteurs d'émissions de CO₂ supérieurs pour le charbon par rapport au gaz.

Le prix au comptant du quota de CO₂ s'est échangé sur la bourse d'échange BlueNext à 24,2 € en moyenne depuis le début de la seconde période de l'EU ETS jusqu'au 31 octobre 2008, ce qui signifie que l'éolien onshore est en passe de devenir compétitif avec les énergies fossiles grâce au marché du carbone. Cependant, le mode d'allocation des quotas carbone a limité l'impact de la contrainte carbone sur le secteur électrique durant la première phase d'allocation des quotas.

C. Effet des règles institutionnelles de l'EU ETS sur la contrainte carbone

Des incitations limitées au développement des énergies renouvelables par le mode d'allocation, notamment aux nouveaux entrants

La contrainte sur le marché d'échanges de quotas de CO₂ dépend du niveau de plafonnement des émissions et du mode d'allocation des quotas. Durant les deux premières périodes de l'EU ETS (2005-2007 et 2008-2012), la méthode du « grandfathering » où les allocations sont basées sur les émissions historiques des installations, a été majoritairement utilisée et la distribution des quotas aux installations s'est faite essentiellement de manière gratuite¹⁷.

Deux règles d'allocation des quotas ont créé une certaine distorsion de l'efficacité incitative du marché du carbone, en particulier pour le secteur de l'électricité : la réserve d'allocation pour les nouveaux entrants et la règle en cas de fermeture des installations.

Les Etats membres ont eu la possibilité de constituer une réserve de quotas destinée aux nouvelles capacités de production (installations ou extensions d'installations), qui bénéficient ainsi de quotas gratuits. La contrainte carbone n'est donc pas complètement ni directement intégrée dans les choix d'investissement. Ce principe est tout-à-fait contre-incitatif puisqu'il amène les investisseurs à préférer des techniques moins coûteuses, même si elles sont plus émettrices de CO₂ (Godard, 2005). Ces règles d'allocation sont d'autant plus préjudiciables pour les installations électriques qu'elles provoquent de grandes différences de traitement entre installations de production d'électricité à base de combustibles fossiles et installations de productions non-carbonées : les réserves de quotas gratuits sont en effet exclusivement réservées aux installations émettrices de CO₂, ce qui induit la réduction de leur coût d'investissement. Au contraire, les installations neutres en carbone, basées sur l'énergie nucléaire ou les énergies renouvelables, ne bénéficient pas de cet avantage. Ces allocations gratuites pour les nouveaux entrants peuvent dès lors mener à des productions plus émettrices de carbone, ce qui n'aurait pas été le cas sans mécanisme de réserve (Ellerman, 2006).

Par ailleurs, la plupart des plans d'allocation nationaux spécifient que tout quota doit être rendu après fermeture d'une installation. L'argument est que les entreprises ne devraient pas faire de profits à partir de quotas reçus gratuitement et surtout ne pas bénéficier d'une rente lors de la délocalisation de production hors de l'Union européenne (fuite carbone). Le secteur électrique ne peut toutefois pas déplacer aisément ses installations. Le maintien des allocations en cas de fermeture d'une installation pourrait au contraire inciter à fermer de vieilles installations pour en ouvrir de plus modernes et efficaces, induisant des réductions d'émissions, y compris par les énergies renouvelables. Par exemple, la fermeture d'un site de production d'électricité d'origine fossile permettrait d'investir dans une usine de biogaz. Or, dans les dispositions d'aujourd'hui, une telle solution conduirait à la perte des quotas et du coût d'opportunité qui en découle. C'est ainsi que ce mécanisme inciterait à maintenir en activité des installations qui ne sont plus compétitives (Godard, 2003).

¹⁷ La mise aux enchères des quotas était limitée à 5 % en phase I et à 10 % en phase II. En première période, seuls 4 des 25 Etats membres ont mis en place des enchères et seul le Danemark a atteint la limite des 5 %.

Les règles institutionnelles d'allocation de quotas et leur gratuité n'ont donc pas favorisé de façon stratégique le développement des énergies renouvelables. La phase pilote de l'EU ETS a permis de clarifier les règles du jeu du marché d'échanges d'émissions, il est désormais question de son évolution pour garantir une meilleure incitation.

Une plus grande efficacité incitative du marché du carbone après 2012

Une évolution du système d'échanges des quotas a été proposée par la Commission européenne dans son paquet climat-énergie présenté en janvier 2008. La proposition de modification du marché des permis d'émissions à partir de 2013 (révision de la directive 2003/87) change les règles d'allocation des émissions et exclut notamment le secteur énergétique de toute allocation gratuite. La mise aux enchères à 100 % des quotas du secteur électrique serait un tournant majeur pour la réduction des émissions de CO₂. Compte tenu du poids du secteur énergétique, la part des allocations mises aux enchères devraient représenter environ 60 % du volume total communautaire.

La mise aux enchères des allocations dans le secteur électrique aura pour effet d'éviter :

- toute répartition des allocations par les gouvernements et les problèmes liés comme le plafonnement des émissions trop élevé pour certaines installations par rapport à leurs émissions ;
- les profits générés par les compagnies d'électricité grâce à l'allocation gratuite des quotas.

Ce nouveau système d'allocation ne devrait pas avoir beaucoup d'incidence sur le prix de l'électricité. La contrainte carbone sera désormais répercutée à 100 % sur le prix de l'électricité suite à l'achat des quotas aux enchères. Cependant, la capacité du secteur électrique à répercuter le coût des quotas d'émissions a déjà été démontrée lors de la première phase de l'EU ETS. Par contre, une augmentation du tarif de l'électricité pourrait avoir lieu suite à la réduction du plafonnement des émissions en troisième période, qui entrainera la raréfaction des quotas. La Commission européenne estime que la hausse ne dépassera pas, d'ici 2020, 10 à 15 % par rapport au prix du carbone de la deuxième période.

En somme, le système d'allocation aux enchères permettra de rétablir la contrainte carbone pour les nouveaux entrants et d'inciter davantage à la réduction des émissions afin d'éviter l'achat de quotas au prix du marché. Les producteurs d'électricité d'origine renouvelable bénéficieront alors d'un avantage réel car ils ne subiront pas cette contrainte carbone et il deviendra d'autant plus intéressant d'investir dans les énergies neutres en carbone parmi les solutions de réduction des émissions de CO₂.

IV. PERSPECTIVES

Face à la hausse attendue de la demande en énergie et le stock limité des énergies fossiles, il est important d'améliorer l'efficacité énergétique et de faire appel à des modes de production d'électricité moins émetteurs de gaz à effet de serre tels que les énergies renouvelables. L'Union européenne a proposé de nouveaux objectifs dans le paquet climat-énergie et les Etats membres ont mis en place des mécanismes d'incitation directs, ce qui a permis d'amorcer le marché des énergies renouvelables. Dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, le système communautaire d'échange de quotas carbone apporte lui aussi une incitation au secteur électrique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre.

Cette étude permet de présager que la contrainte du marché du carbone pourrait à terme être suffisante pour aider au développement des énergies renouvelables déjà matures telles que l'éolien. La réduction du plafonnement des émissions ainsi que l'arrêt de la gratuité des quotas, notamment pour les nouveaux entrants sur le marché, vont faire peser une contrainte plus forte sur le secteur électrique. Ainsi, à partir de 2013, le signal prix du carbone devrait être amené à jouer un rôle plus important et les électriciens auront des intérêts accrus à réduire leurs émissions de CO₂, en investissant notamment dans les sources d'énergie renouvelables. Un prix du quota carbone égal à 22 €/t CO₂ est déjà suffisamment incitatif pour basculer du charbon à l'éolien.

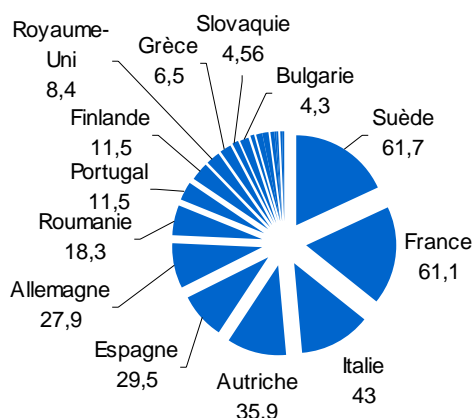
Cependant, le prix du quota carbone ne sera pas suffisant pour assurer le déploiement d'énergies à une phase plus précoce de leur développement comme le photovoltaïque. Il serait donc judicieux de graduellement concentrer les aides spécifiques aux énergies renouvelables sur les technologies non encore matures susceptibles de présenter des atouts importants sur le plan environnemental. L'efficacité de l'action contre le changement climatique reposerait ainsi sur la mise en œuvre d'instruments complémentaires : le prix du CO₂ pour rentabiliser et encourager le déploiement des technologies matures du type éolien ; des mécanismes spécifiques additionnels pour développer les systèmes reposant sur des technologies encore en maturation. Trouver une telle complémentarité des outils est l'une des conditions d'atteinte des objectifs du paquet énergie-climat après 2012.

ANNEXE 1 – EVOLUTION DU MARCHÉ DES ENERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE

Stabilisation de l'hydraulique

La production hydroélectrique s'est élevée à 341 TWh en 2006, un chiffre qui est resté relativement stable ces dernières années. Le potentiel de la petite hydraulique est estimé en Europe, en tenant compte des contraintes environnementales et économiques, à 24 TWh¹⁸.

Figure 16 – Principaux pays européens producteurs d'hydroélectricité en 2006 (en TWh)

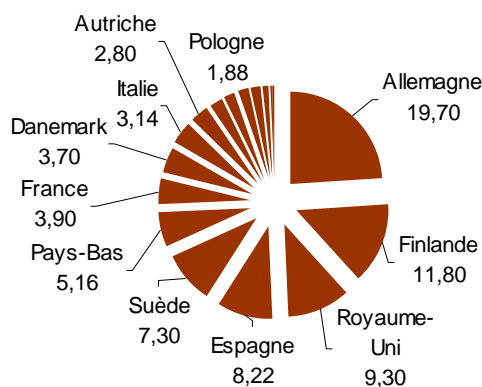


Source : Observ'ER, 2007.

Biomasse : le moteur de la cogénération et de la production de gaz naturel

Les principaux pays producteurs de biomasse solide (bois, déchets de bois et autres matières végétales et animales solides) sont les grands pays forestiers comme la France, la Suède, l'Allemagne et la Finlande. La production d'électricité issue de la biomasse solide a augmenté en 2006 pour atteindre 48,8 TWh, principalement dû au développement de la cogénération en Allemagne. Les déchets municipaux solides renouvelables ont quant à eux permis de produire 13 TWh d'électricité en 2006. La production d'électricité issue du biogaz s'est montrée en très forte hausse en 2006, avec une augmentation de 28,6% pour atteindre 17,8 TWh. L'Allemagne arrive en tête en développant la production d'électricité des petites unités de méthanisation agricole fonctionnant en cogénération.

Figure 17 – Principaux pays producteurs d'électricité à partir de la biomasse en 2006 (en TWh)



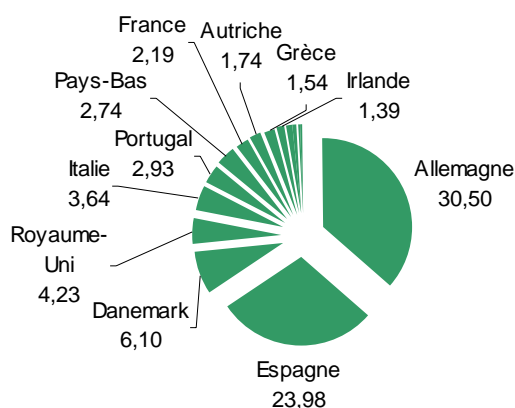
Source : Observ'ER, 2007.

¹⁸ European Small Hydraulic Association, 2004.

L'éolien en forte croissance

La puissance éolienne installée a progressé en Europe de 17 % en 2007 par rapport à 2006, pour atteindre 56 GW, soit 60 % du parc mondial. La production d'électricité d'origine éolienne a atteint 98 TWh en 2007. Considérée comme le deuxième plus important gisement éolien européen, la France peine encore à assurer une croissance continue de son marché. Les objectifs du Grenelle de l'environnement devraient permettre à la France de rattraper son retard. Le plan de développement prévoit de doter la France d'un total de 8 000 éoliennes en 2020, soit quatre fois plus qu'aujourd'hui. En tenant compte de la puissance installée par habitant, c'est le Danemark qui arrive en tête des pays producteurs d'électricité d'origine éolienne. Le marché de l'offshore se confirme, notamment grâce à la politique volontariste du Royaume-Uni, permettant à cette filière de franchir le cap du gigawatt de capacité installée.

Figure 18 – Principaux pays européens producteurs d'électricité éolienne en 2006 (TWh)

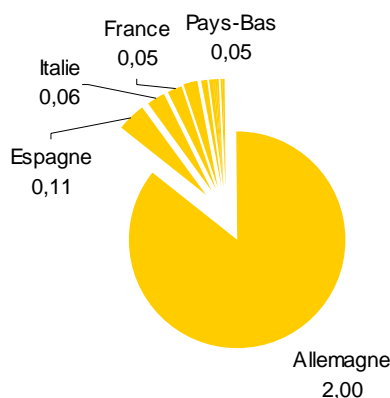


Source : Observ'ER, 2007.

Evolutions technologiques dans le secteur du photovoltaïque

Le leader de la filière du solaire photovoltaïque est encore le marché allemand. La montée en puissance des marchés espagnol et italien s'est confirmée au cours de l'année 2007. Au niveau technologique, des réductions de coûts de production sont attendus, notamment par le développement des couches minces, une technologie qui permet de produire un panneau avec moins de matériaux.

Figure 19 – Principaux pays européens producteurs d'électricité photovoltaïque en 2006 (TWh)



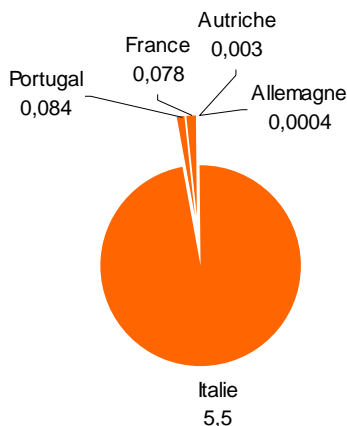
Source : Observ'ER, 2007.

La progression du solaire thermique est également encourageante. Fin 2006, la surface totale des installations solaires opérantes dans l'Union européenne a dépassé les 20 millions de m². L'Allemagne arrive en tête avec 8 millions de m² installés, soit environ 6 GW de capacité cumulée installée en 2006. La France est le quatrième pays de l'Union à dépasser la barre du million de m² installés, derrière la Grèce et l'Autriche.

Géothermie : électricité et chaleur

Les gisements de géothermie haute température se situent essentiellement en Italie. Ils lui ont permis de produire 5,5 TWh en 2006. En France, ces gisements n'existent qu'outre-mer, avec deux centrales en Guadeloupe.

Figure 20 – Principaux pays européens producteurs d'électricité géothermique en 2006 (TWh)



Source : Observ'ER, 2007.

La géothermie basse et moyenne énergie a vu sa puissance installée s'élever à 2,2 GW en 2007. La Hongrie est le plus grand utilisateur de cette filière, suivi de l'Italie et de la France.

Enfin, le marché des pompes à chaleur géothermiques est actuellement en pleine croissance en Europe. Durant l'année 2006, il a dépassé la barre des 100 000 unités vendues, totalisant environ 600 000 unités en Europe, soit une puissance de 7,3 GW. La Suède possède près de la moitié des unités européennes, suivie par l'Allemagne et la France, avec respectivement 91 000 et 84 000 unités.

ANNEXE 2 – BUDGET DE LA CSPE

Tableau 7 – Budget 2006 de la CSPE pour le remboursement du tarif d'achat en métropole d'EDF

	prod hydro (GWh)	prod éolien (GWh)	incinération (GWh)	biogaz (GWh)	autres (GWh)	total production (GWh)	prix mensuel marché de l'électricité	coût évité (M€)
janvier	474	127	194	8	52	855	66,71	57,0
février	462	136	177	7	52	834	73,14	61,0
mars	733	190	200	9	60	1192	64,04	76,3
avril	819	140	142	9	56	1166	41,59	48,5
mai	704	158	169	10	27	1068	32,92	35,2
juin	414	93	118	11	12	648	39,81	25,8
juillet	301	84	142	11	10	548	71,11	39,0
août	281	179	159	11	13	643	38,98	25,1
septembre	318	151	140	11	14	634	43,73	27,7
octobre	433	232	150	16	30	861	40,15	34,6
novembre	377	290	193	11	56	927	48,12	44,6
décembre	507	312	202	11	62	1094	41,46	45,4
						total : 10470	moyenne : 50,14	total : 520,1
total prod (GWh)	5823	2092	1986	125	444			
coût d'achat unitaire (€/MWh)	55,1	84,6	50,4	64	86,3			
coût total tarif d'achat par filière (M€)	320,8	177,0	100,1	8,0	38,3	total coût d'achat : 644,2		surplus : 124,1

Source : Commission de régulation de l'énergie, calculs de l'auteur.

Tableau 8 – Budget 2003 à 2008 de la CSPE pour le remboursement du tarif d'achat en métropole d'EDF

	2003	2004	2005	2006	2007*	2008*
Quantité d'E-SER éligible aux tarifs d'achat (GWh)	6054	8059	9096	10470	12630	14480
Coût avec les tarifs d'achat (M€)	344	451	519	644	801	1007
Coût au prix du marché (M€)	175	203	421	520	729	907
Charges dues aux tarifs d'achat (M€)	169	248	99	124	72	100

* prévisions

Source : Commission de régulation de l'énergie, calculs de l'auteur.

RÉFÉRENCES

- Agence européenne de l'Energie (2007), *Annual European Community greenhouse gas inventory report 2007*, Technical report No 7/2007, Copenhague, Office for Official Publications of the European Communities.
- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, *contexte et enjeux des énergies renouvelables*, consultable sur www.ademe.fr/midi-pyrenees/a_2_02.html
- Agence Internationale de l'Energie (2005), *Emissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie*, Paris, AIE-OCDE.
- Agence Internationale de l'Energie et Agence de l'Energie Nucléaire (2005), *Projected costs of generating electricity*, Paris, AIE-OCDE.
- Brown S. (2007), *Green certificates*, Future Energy Yorkshire, Leeds, United Kingdom.
- Centre d'analyse stratégique (2007), *Perspectives économiques de la France à l'horizon 2020-2050*, Rapport de synthèse commission énergie, Paris.
- Commission européenne (2007), *Rapport sur les progrès réalisés dans le domaine de l'électricité d'origine renouvelable*, COM (2006) 849 final du 10 janvier 2007.
- Commission européenne (2008), *Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables*, n°2008/0016 (COD) du 23 janvier 2008.
- Commission européenne (2008), *Fiche descriptive sur l'énergie renouvelable par pays*, Direction générale de l'énergie et des transports, 23 janvier 2008.
- DGEMP (2003), *Contribution des EnR à la réduction des émissions de gaz à effet de serre*, Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, Paris.
- Ellerman D. (2006), *New entrant and closure provisions: how do they distort?*, Working Paper, Massachusetts Institute of Technology, Center for energy and environmental policy research, Boston, U.S.A.
- European Small Hydropower Association (2004), *Small hydropower situation in the new EU member states and candidate countries*, September.
- Ernst & Young (2008), *Renewable Energy Country Attractiveness Indices*, EYGM Limited, Londres.
- Godard O. (2005), *Evaluation du plan français de quotas de CO₂*, Problèmes économiques 2881, août, p.39-44.
- Godard O. (2003), *L'allocation initiale des quotas d'émission de CO₂ aux entreprises à la lumière de l'analyse économique*, Annales des Mines – Série responsabilité et environnement, 32, octobre, pp.13-30.
- Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2007), *Bilan 2007 des changements climatiques : L'atténuation des changements climatiques, Contribution du Groupe de travail III au quatrième Rapport d'évaluation*, Cambridge, University Press.
- Harrison G.P (2005), *Prospects for hydro in the UK: between a ROC and a hard place?*, University of Edinburgh, United Kingdom.
- Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Emploi, *Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération*, DGEMP, DIDEME, consultable sur http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/se_ren_a4.htm

- Observ'ER (2007), *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde*, Neuvième inventaire, Paris.
- Observ'ER (2007), *Etat des énergies renouvelables en Europe édition 2007*, 7^{ème} bilan EurOberserv'ER, Paris.
- Ofgem (2008), *Renewables obligation: annual report 2006-2007*, Londres, United Kingdom.
- Öko Institute and ILEX Consulting, (2006), *The environmental effectiveness and economic efficiency of the European Union Emissions Trading Scheme: structural aspects of allocation*, report to WWF
- Parker R. (2007), *Power Purchase Agreements for biomass projects, guidance note n°2*, Bioenergy RE-Generation Project, Renewables East, Norfolk, United Kingdom.
- Powernext, *base de données des prix du marché de l'électricité*, consultable sur www.powernext.fr
- Reinaud J. (2003), *Emissions Trading and its possible impacts on Investments in the Power Sector*, IEA Information paper, Paris, AIE-OCDE
- Reinaud J. (2007), *CO₂ Allowance & Electricity price interaction*, IEA Information paper, Paris, AIE-OCDE
- Sijm J., Karsten Neuhoff, Yihsu Chen (2006), *CO₂ cost pass through and windfall profits in the power sector*, CWPE 0639 and ERPG 0617, Working Papers.
- Stern N. (2007), *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Cambridge et New York, Cambridge University Press.
- Trotignon R., Delbosc A. (2008), *Echanges de Quotas au Cours de la Période d'Essai du Marché Européen du CO₂ : Ce Que Révèle le CITL*, Etude Climat n°13, Mission Climat, Caisse des Dépôts, Paris.
- Toke D. (2008), *The EU Renewables Directive – What is the fuss about trading?*, Energy Policy, doi:10.1016/j.enpol.2008.04.008
- TNS Sofres (2008), *EnR et enjeux climatiques : les nouveaux défis*, Paris, février.



V. LA RECHERCHE DE LA MISSION CLIMAT

Etudes Climat

N°1	Les fonds d'investissement dans les actifs carbone : état des lieux ARIANE DE DOMINICIS – Janvier 2005
N°2	Plan National d'Allocation des Quotas et territoires EMMANUEL ARNAUD – Mars 2005
N°3	Les plateformes de marché et le fonctionnement du système de quotas CO₂ ROMAIN FREMONT – Juin 2005
N°4	Les enjeux de la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le bâtiment EMMANUEL ARNAUD – Septembre 2005
N°5	Les expériences de projets domestiques CO₂ dans le monde ARIANE DE DOMINICIS - Septembre 2005
N°6	Agriculture et réduction des émissions de gaz à effet de serre BENOIT LEGUET – Septembre 2005
N°7	Fonds d'investissement dans les actifs CO₂ : l'accélération ARIANE DE DOMINICIS – Novembre 2005
N°8	Panorama des Plans nationaux d'allocation des quotas en Europe CLAIRE DUFOUR & ALEXIA LESEUR - Avril 2006
N°9	Trading in the Rain ; Précipitations et émissions du secteur électrique européen KATIA HOUPERT & ARIANE DE DOMINICIS - Juillet 2006
N°10	Croître sans réchauffer ? L'intensité carbone des économies développées ANAÏS DELBOSC, JAN HORST KEPLER & ALEXIA LESEUR - Janvier 2007
N°11	Compenser pour mieux réduire – Le marché de la compensation volontaire VALENTIN BELLASSEN & BENOIT LEGUET - Septembre 2007
N°12	Fonds d'investissement CO₂ : l'essor des capitaux privés IAN THOMAS COCHRAN & BENOIT LEGUET - Octobre 2007
N°13	Echanges de quotas en période d'essai du marché européen du CO₂ : ce que révèle le CITL RAPHAËL TROTIGNON & ANAÏS DELBOSC - Juin 2008
N°14	Réduction des émissions dues à la déforestation et à la dégradation des forêts : quelle contribution de la part des marchés du carbone ? VALENTIN BELLASSEN, RENAUD CRASSOUS, LAURA DIETZSCH & STEPHAN SCHWARTZMAN – Septembre 2008
N°15	Du changement dans l'air : les bases du futur marché américain du carbone CATE HIGHT, GUSTAVO SILVA-CHÁVEZ – Octobre 2008

Rapports

Rapport :	Élargir les instruments d'action contre le changement climatique grâce aux projets domestiques (résumé pour décideurs) EMMANUEL ARNAUD, ARIANE DE DOMINICIS, BENOIT LEGUET, ALEXIA LESEUR & CHRISTIAN DE PERTHUIS - Novembre 2005
Rapport :	Le marché européen du carbone en action : Enseignements de la première phase, Rapport intermédiaire FRANK CONVERY, DENNY ELLERMAN & CHRISTIAN DE PERTHUIS - Mars 2008

Toutes les publications de la Mission Climat sont disponibles en français sur :

<http://www.caissedesdepots.fr/missionclimat/fr>

Directeur de la Publication :

CHRISTIAN DE PERTHUIS +33 1 58 50 22 62
christian.deperthuis@caissedesdepots.fr

Contacts Mission Climat :

EMILIE ALBEROLA +33 1 58 50 41 76
emilie.alberola@caissedesdepots.fr

MAY ARMSTRONG +33 1 58 50 76 27
may.armstrong@caissedesdepots.fr

VALENTIN BELLASSEN +33 1 58 50 19 75
valentin.bellassen@caissedesdepots.fr

CÉCILE BORDIER +33 1 58 50 85 20
cecile.bordier@caissedesdepots.fr

MALIKA BOUMAZA +33 1 58 50 37 38
malika.boumaza@caissedesdepots.fr

HENRI CASELLA +33 1 58 50 98 10
henri.casella@caissedesdepots.fr

IAN COCHRAN +33 1 58 50 41 77
ian.cochran@caissedesdepots.fr

ANAÏS DELBOSC +33 1 58 50 99 28
anaïs.delbosc@caissedesdepots.fr

ANITA DROUET +33 1 58 50 85 19
anita.drouet@caissedesdepots.fr

MORGAN HERVÉ-MIGNUCCI +33 1 58 50 99 77
morgan.herve-mignucci@caissedesdepots.fr

CATE HIGHT +33 1 58 50 98 19
cate.hight@caissedesdepots.fr

AUDREY HOLM +33 1 58 50 74 89
audrey.holm@caissedesdepots.fr

BENOIT LEGUET +33 1 58 50 98 18
benoit.leguet@caissedesdepots.fr

ALEXIA LESEUR +33 1 58 50 41 30
alexia.leseur@caissedesdepots.fr

MARIA MANSANET-BATALLER +33 1 58 50 85 22
maria.mansanet@caissedesdepots.fr

CAROL SIMON +33 1 58 50 98 20
carol.simon@caissedesdepots.fr

RAPHAËL TROTIGNON +33 1 58 50 96 04
raphaël.trotignon@caissedesdepots.fr



Cette Etude Climat a été réalisée dans le cadre de la Mission Climat de la Caisse des Dépôts. Les auteurs assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Mission Climat de la Caisse des Dépôts est un centre de ressources qui anime et coordonne les travaux de recherche et de développement dans le champ de l'action contre le changement climatique.