



COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

Bruxelles, le 7.12.2005  
COM(2005) 627 final

**COMMUNICATION DE LA COMMISSION**

**Aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables**

{SEC(2005) 1571}

## TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction .....	3
2.	Évaluation des régimes d'aide existants .....	4
3.	Marché intérieur et aspects commerciaux.....	9
4.	Coexistence ou harmonisation .....	12
5.	Obstacles administratifs .....	13
6.	Problèmes d'accès au réseau.....	16
7.	Garanties d'origine .....	17
8.	Conclusions.....	17
Annexe 1 – Part actuelle de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables .....		21
Annexe 2 – Inventaire des régimes d'aide actuels .....		24
Annexe 3 – Coûts et efficacité des régimes d'aide actuels .....		26
Annexe 4 – Méthodologie concernant le point de vue des investisseurs.....		43
Annexe 5 – Production intermittente et courant d'ajustement: nécessité d'une combinaison appropriée des réglementations sur le marché intérieur et les énergies renouvelables.....		46
Annexe 6 – Obstacles administratifs.....		48
Annexe 7 – Garanties d'origine .....		50

## COMMUNICATION DE LA COMMISSION

### Aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

#### 1. INTRODUCTION

##### 1.1. Justification du présent rapport

Accroître la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité de l'UE présente des avantages reconnus par tous et en particulier:

- une sécurité accrue de l'approvisionnement énergétique,
- un avantage concurrentiel plus marqué de l'UE dans le secteur des technologies des énergies renouvelables,
- une réduction des émissions de gaz à effet de serre produites par le secteur énergétique européen,
- une réduction des émissions régionales et locales de substances polluantes,
- de meilleures perspectives économiques et sociales, notamment dans les régions rurales et isolées.

Aussi l'Union européenne s'est-elle fixé comme objectif de produire 21% de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici à 2010 (annexe 1). Cet objectif a été défini dans la directive 2001/77/CE<sup>1</sup> relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, dans laquelle sont également fixés des objectifs spécifiques à chaque État membre. La directive prévoit en outre que les États membres doivent faciliter l'accès des producteurs d'énergie renouvelable au réseau, rationaliser et faciliter les procédures d'autorisation et instaurer un système de garanties d'origine.

L'aide publique spécifique en faveur de la pénétration commerciale de l'électricité écologique se justifie par le fait que les avantages susmentionnés ne correspondent pas (ou ne correspondent qu'en partie) à la valeur ajoutée nette recherchée par les exploitants dans la chaîne de valeur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

En vertu de la directive, les États membres ont fixé des objectifs individuels E-SER (électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables). Ils restent libres de recourir au mécanisme de soutien qu'ils préfèrent pour atteindre ces objectifs et/ou sont autorisés à

---

<sup>1</sup> 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 (JO L 283 du 27.10.2001, p. 33). La date d'entrée en vigueur de cette directive était octobre 2003 et, pour les nouveaux États membres, le 1<sup>er</sup> mai 2004.

continuer à le faire pendant une période transitoire d'au moins sept ans après l'adoption d'un nouveau cadre réglementaire européen. L'article 4 de la directive dispose que «*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*» mis en œuvre dans les États membres. «*Ce rapport évalue le succès, y compris le rapport coût-efficacité, des régimes d'aide ... 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.*» Le même article dispose aussi que ce rapport peut être «*accompagné, le cas échéant, d'une proposition de cadre communautaire relatif aux régimes de soutien...*».

## 1.2. Champ d'application

La présente communication porte sur les trois éléments suivants:

- Le rapport que la Commission est tenue d'établir, en application de l'article 4 de la directive 2001/77/CE, et qui dresse l'inventaire des différents mécanismes mis en œuvre dans les États membres en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et présente l'**expérience acquise** concernant l'application et la coexistence de ces mécanismes.
- Le rapport que la Commission est tenue d'établir, en application de l'article 8, concernant **les obstacles administratifs et les questions relatives au réseau** et l'application de **la garantie d'origine** à l'électricité SER.
- Un plan de coordination des régimes existants reposant sur deux piliers: la **coopération** entre les pays et l'**optimisation** des régimes nationaux qui entraîneront vraisemblablement une convergence des systèmes.

## 2. ÉVALUATION DES REGIMES D'AIDE EXISTANTS

### 2.1. Les régimes d'aide existants

Il existe actuellement dans l'UE divers régimes d'aide qui peuvent être classés en quatre grands groupes: tarifs de rachat, certificats verts, systèmes d'adjudication et incitations fiscales.

- Il existe des **tarifs de rachat** dans la plupart des États membres. La particularité de ces systèmes consiste en un prix spécifique, fixé en principe pour une période de sept ans environ, que les compagnies d'électricité, en général les distributeurs, doivent payer aux producteurs nationaux d'électricité écologique. Le surcoût engendré par ces systèmes est payé par les fournisseurs en proportion de leur volume de ventes et répercuté sur les consommateurs sous la forme d'une prime sur le prix du kWh. Ces systèmes présentent l'avantage d'offrir une certaine sécurité d'investissement, la possibilité d'un ajustement précis et de promouvoir des technologies à moyen et long termes. En revanche, ils sont difficiles à harmoniser au niveau de l'UE, peuvent être remis en cause en vertu des principes du marché intérieur et comportent un risque de surfinancement si la courbe d'acquisition de chaque technologie E-SER ne tient pas compte d'une certaine dégressivité sur la durée. Le mécanisme de prime fixe actuellement appliqué au Danemark et partiellement en Espagne constitue une variante du système de tarif de rachat. Ce mécanisme consiste, pour le

gouvernement, à déterminer une prime fixe ou un bonus écologique payé aux producteurs d'E-SER en plus du prix normal ou au comptant de l'électricité.

- Dans le système de **certificat vert**, actuellement en vigueur en Suède, au Royaume-Uni, en Italie, en Belgique et en Pologne, l'E-SER est vendue au prix habituel du marché. Afin de financer le surcoût lié à la fourniture d'électricité écologique et d'en garantir une production suffisante, tous les consommateurs (ou producteurs dans certains pays) sont contraints d'acheter un certain nombre de certificats verts aux producteurs d'E-SER sur la base d'un pourcentage fixe, ou quota, de leur consommation/production d'électricité totale. Le montant des amendes infligées pour infraction au système est transféré soit à un fonds de recherche, développement et démonstration (RD&D) des énergies renouvelables, soit au budget général de l'État. Comme les producteurs/consommateurs préfèrent acheter ces certificats au prix le plus bas possible, un marché secondaire des certificats se développe et les producteurs d'E-SER y sont en concurrence pour vendre des certificats verts. Les certificats verts sont donc des instruments fondés sur le marché qui, s'ils fonctionnent bien, peuvent théoriquement garantir la rentabilité de l'investissement. Ces systèmes pourraient fonctionner de façon satisfaisante au sein du marché unique européen et présentent en principe un risque de surfinancement limité. En revanche, les certificats verts peuvent faire courir un plus grand risque aux investisseurs et il ne sera pas aisé de mettre au point des technologies à long terme, dont le coût est pour l'instant élevé, dans le cadre de tels systèmes. De plus, ces systèmes engendrent des coûts administratifs plus importants.
- Il existait de véritables procédures d'**adjudication** dans deux États membres (Irlande et France). Toutefois, la France a récemment abandonné son système pour adopter celui du tarif de rachat, combiné dans certains cas à un système d'adjudication, et l'Irlande vient d'annoncer un changement similaire. Dans le cadre d'une procédure d'adjudication, l'État fait une série d'appels d'offres pour la fourniture d'E-SER, laquelle est ensuite fournie sur une base contractuelle au prix résultant de l'offre. Le surcoût engendré par l'achat d'E-SER est répercuté sur le consommateur final sous la forme d'une taxe spéciale. Même si les systèmes d'adjudication permettent, en théorie, d'utiliser au mieux les forces du marché, leur caractère intermittent ne contribue pas à la création de conditions stables. Dans ce type de système, les offres les plus basses risquent aussi d'entraîner la non-réalisation de certains projets.
- Malte et la Finlande appliquent des systèmes fondés uniquement sur des **incitations fiscales**. Toutefois, dans la plupart des cas (Chypre, Royaume-Uni et République tchèque), cet outil est utilisé comme instrument politique d'appoint.

Cette catégorisation en quatre groupes est très sommaire. En réalité, plusieurs systèmes comportent des éléments de différentes catégories, combinés notamment avec des incitations fiscales. L'annexe 2 fournit un aperçu des régimes d'aide dans l'UE-25.

## 2.2. Évaluation des performances

Le coût de production des énergies renouvelables varie considérablement et les ressources nationales, régionales et agricoles sont assez différentes d'un État membre à l'autre. Toute évaluation des régimes d'aide doit donc être effectuée secteur par secteur.

Le **niveau actuel de l'aide** accordée à l'E-SER dans les États membres de l'UE est très variable. L'annexe 3 contient une évaluation détaillée de la différence entre la somme totale perçue pour l'énergie renouvelable produite et le coût de production<sup>2</sup>, et met ainsi en évidence la rentabilité des différents systèmes. Plus l'écart entre les "coûts de production" et l'"aide" est grand, moins le système est rentable. En raison de la complexité des diverses énergies renouvelables et des différences de conjoncture nationale, c'est une analyse sectorielle qui a été choisie. La lecture en parallèle des graphiques de l'annexe 3 peut donner une idée du niveau d'efficacité et de rentabilité d'un tel système.

Dans le cas de l'énergie éolienne, les systèmes de certificat vert font apparaître un écart important entre production et aide. Le niveau plus élevé de coût peut s'expliquer par le risque d'investissement plus grand que présentent de tels systèmes et, sans doute, par le manque de maturité du marché des certificats verts.

Dans neuf des vingt-cinq États membres, l'énergie éolienne ne bénéficie que d'un faible soutien. Pour ces pays, si la somme totale perçue par les producteurs est inférieure aux coûts de production, aucune évolution n'est envisageable dans ce secteur.

Concernant la biomasse issue de la sylviculture, le soutien apporté ne suffit pas à couvrir les coûts de production dans la moitié des États membres. En matière de biogaz, l'aide fournie est insuffisante pour son déploiement dans près de trois quarts des États membres.

Parallèlement au coût, l'**efficacité** des différents régimes d'aide constitue un autre paramètre d'évaluation essentiel.

Par efficacité, on entend la capacité d'un régime d'aide à assurer la fourniture d'électricité verte.

En termes d'efficacité, il est difficile d'apprécier les effets des systèmes les plus récents. L'expérience en matière de certificats verts est, en particulier, plus limitée qu'en ce qui concerne les tarifs de rachat. En outre, il convient d'évaluer la quantité d'électricité verte fournie en fonction du potentiel effectif<sup>3</sup> du pays.

Pour l'énergie éolienne, l'annexe 3 révèle que tous les pays où l'efficacité est supérieure à la moyenne de l'UE ont recours aux tarifs de rachat. Ce type de système est actuellement le plus performant pour l'énergie éolienne.

Les analyses relatives au secteur de la biomasse ne sont pas aussi claires que dans le cas de l'énergie éolienne. Le coût de production de la biomasse enregistre notamment de grandes variations<sup>4</sup>. Ces variations s'expliquent par la diversité des sources (déchets forestiers, taillis à rotation rapide, paille, déchets animaux, etc.), des procédés de transformation (combustion combinée, gazéification, etc.) et les différences de taille (la taille des installations actuelles de

---

<sup>2</sup> C'est le niveau moyen qui est utilisé pour 2003 et 2004. Dans le système du tarif de rachat, le niveau de soutien des prix est égal au montant du tarif. Pour les coûts de production, la source utilisée dans la présente communication est Green-X.

<sup>3</sup> Il faut entendre par potentiel le "potentiel supplémentaire envisageable en supposant que tous les obstacles existants puissent être levés et que toutes les forces motrices soient à l'œuvre".

<sup>4</sup> Le coût de l'énergie éolienne à terre varie de 40 à 100 €/MWh, tandis que celui de la biomasse varie de 25 à 220 €/MWh.

traitement de la biomasse peut varier de 1 à 200). Aussi est-il nécessaire de disposer d'analyses beaucoup plus précises en fonction de ressources et technologies spécifiques.

Néanmoins, l'analyse montre que, pour le biogaz, le tarif de rachat comme les certificats verts donnent de bons résultats (quatre pays ayant recours aux tarifs de rachat et deux pays aux certificats verts font preuve d'une efficacité supérieure à la moyenne européenne). Dans le secteur de la biomasse issue de la sylviculture, il est impossible de conclure qu'un système est meilleur que l'autre. La complexité inhérente au secteur et les variations régionales indiquent que d'autres facteurs jouent un rôle important<sup>5</sup>. En général, les mesures incitatives en faveur de l'exploitation du bois doivent contribuer à mobiliser davantage de biomasse forestière inutilisée au profit de tous les utilisateurs.

Il est également important de comparer les **bénéfices du point de vue des investisseurs** et l'efficacité. Il est procédé à cet exercice pour un nombre limité d'États membres à l'annexe 4, dans l'hypothèse de prix courants sur une plus longue période. Cela donne une indication pour établir si le succès d'une politique particulière résulte avant tout d'incitations financières importantes ou si d'autres aspects ont eu un effet déterminant sur la diffusion commerciale dans les pays considérés.

### **2.3. Principales conclusions concernant les performances (voir annexes 3 et 4)**

#### **Énergie éolienne**

- Les systèmes de certificat vert bénéficient actuellement d'un niveau d'aide sensiblement plus élevé que les systèmes de tarif de rachat. Cela peut s'expliquer par la prime de risque plus élevée exigée par les investisseurs, les coûts administratifs ainsi que le manque de maturité du marché des certificats verts. La question est de savoir comment le niveau de prix évoluera à moyen et long termes.
- Les systèmes les plus efficaces pour l'énergie éolienne sont actuellement les systèmes de tarif de rachat en Allemagne, en Espagne et au Danemark.
- La rémunération du capital est plus élevée avec les certificats verts qu'avec le tarif de rachat. Cette rémunération élevée (rente) est calculée par extrapolation à partir des prix des certificats actuellement observés<sup>6</sup>. La rémunération du capital dépendra des fluctuations de prix à l'avenir.
- Les analyses montrent que, dans un quart des États membres, l'aide est insuffisante pour provoquer un quelconque essor. Un autre quart fournit une aide suffisante mais n'obtient encore que des résultats médiocres. Cela peut s'expliquer par l'existence de difficultés d'accès au réseau et administratives.
- En ce qui concerne les bénéfices, les systèmes de tarif de rachat étudiés sont efficaces mais fournissent au producteur des bénéfices relativement faibles. En revanche, les certificats verts offrent pour l'instant des marges bénéficiaires élevées. Il faut toutefois souligner que

---

<sup>5</sup> Le niveau de l'aide accordée à la biomasse est davantage conditionné par d'autres facteurs, comme l'orientation de la politique (petites ou grandes installations, avec ou sans combustion combinée...), que par l'instrument choisi (tarif de rachat ou certificats verts).

<sup>6</sup> La grande question est de savoir comment le prix du certificat vert évoluera dans les prochaines années. Les analyses contenues dans le présent document reposent sur une valeur constante des certificats.

ces systèmes de certificat vert sont des instruments assez nouveaux et que la situation observée pourrait donc encore résulter d'effets transitoires notables.

### **Biomasse issue de la sylviculture**

- Le système danois de tarifs de rachat et de centrales de cogénération utilisant la paille comme combustible<sup>7</sup>, et le système finlandais d'aide combinée (allègement fiscal et investissement) sont incontestablement les plus performants tant en termes d'efficacité que de rentabilité économique de l'aide. On peut voir dans la longue tradition d'exploitation de la biomasse à l'aide de technologies de pointe pour produire de l'énergie, la stabilité des éléments de planification et la combinaison avec la production de chaleur les principales causes de cette évolution.
- Même si les tarifs de rachat donnent en général de meilleurs résultats puisque les risques que les certificats verts font courir aux investisseurs semblent empêcher un véritable essor du secteur de la biomasse, l'analyse est plus complexe en ce qui concerne la biomasse issue de la sylviculture. L'efficacité des systèmes est conditionnée dans une large mesure par des facteurs autres que le choix de l'instrument financier (problèmes d'infrastructure, taille des installations, qualité de la gestion des forêts, existence d'instruments secondaires, etc.).

Dans près de la moitié des pays européens, l'aide accordée à la biomasse issue de la sylviculture est insuffisante pour permettre un développement plus poussé de ce secteur à fort potentiel. Dans de nombreuses régions, il faudrait des mesures incitatives axées sur l'exploitation forestière pour augmenter la quantité de bois provenant des forêts de l'UE à destination de tous les utilisateurs, et éviter ainsi toute distorsion éventuelle sur le marché des déchets ligneux.

### **Secteur du biogaz<sup>8</sup>**

Six pays font preuve d'une efficacité supérieure à la moyenne de l'UE: quatre ont recours aux tarifs de rachat (Danemark, Allemagne, Grèce, Luxembourg) et deux aux certificats verts (Royaume-Uni, Italie). Comme dans le secteur de la biomasse issue de la sylviculture, ces résultats sont conditionnés par d'autres facteurs:

- Les possibilités agro-économiques et la taille des installations retenue. Les grandes installations sont plus efficaces. Les petites installations sont censées être plus importantes pour l'économie rurale, mais leur coût est plus élevé.
- L'existence d'un régime d'aide complémentaire. Le secteur du biogaz est intimement lié à la politique environnementale en matière de traitement des déchets. Certains pays, comme le Royaume-Uni, soutiennent le biogaz à l'aide d'un instrument secondaire tel qu'un allègement fiscal. Une aide complémentaire à l'investissement constitue aussi un facteur favorable à cette technologie.

---

<sup>7</sup> L'utilisation de la paille est prise en compte dans les analyses relatives à la biomasse issue de la sylviculture, bien que la paille, de par son origine, ne soit pas un produit forestier. Le Danemark est le principal pays utilisant ce type de biomasse.

<sup>8</sup> Le terme biogaz recouvre tous les procédés de fermentation de la biomasse: cofermentation, gaz d'épuration des eaux et gaz de décharge.



- En ce qui concerne le biogaz agricole<sup>9</sup>, les coûts de production sont plus élevés mais les avantages environnementaux aussi. Pour le gaz de décharge, le coût est moins élevé, mais l'avantage environnemental est limité.

Dans près de 70% des pays de l'UE, l'aide accordée n'est pas suffisante pour permettre le développement de cette technologie.

### **Autres sources d'énergie renouvelables**

Dans le secteur des petites centrales hydroélectriques, on observe des variations importantes concernant l'aide et les coûts de production. Le développement de cette technologie d'énergie renouvelable est fortement conditionné par les obstacles existants.

L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet d'une promotion active en Allemagne (leader mondial), aux Pays-Bas, en Espagne, au Luxembourg et en Autriche.

L'annexe 3 contient des analyses complètes concernant les petites centrales hydroélectriques et l'énergie solaire photovoltaïque.

Il existe d'autres sources d'énergie renouvelables permettant de produire de l'électricité qui ne sont pas abordées dans le présent document. C'est le cas, par exemple, des grandes centrales hydroélectriques qui constituent une source d'énergie bien développée et ne nécessitent en général aucune aide. L'énergie géothermique, l'énergie houlomotrice et marémotrice et la concentration héliothermique sont d'autres sources d'énergie renouvelables non traitées ici car elles ne bénéficient d'une aide que dans certains États membres et ne sont pas encore exploitées à l'échelle industrielle.

## **3. MARCHE INTERIEUR ET ASPECTS COMMERCIAUX**

### **3.1. Introduction**

Marché intérieur de l'électricité et aide en faveur de l'E-SER sont intimement liés. D'un côté, les énergies renouvelables fournissent de nouvelles installations qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement et diversifient les sources utilisées par les producteurs d'électricité. De l'autre, certains facteurs liés au marché intérieur, comme la libre circulation, la transparence, le dégroupage, la divulgation, les interconnexions, peuvent accélérer la diffusion de l'E-SER sur le marché intérieur de l'électricité. Dans bien des cas, le soutien accordé aux sources d'énergie renouvelables relève de l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement<sup>10</sup>. Et la réglementation sur les aides d'État peut influencer sur la nature du régime de soutien.

---

<sup>9</sup> Le biogaz agricole résulte du traitement spécifique des déchets produits par l'élevage et la production végétale ou par certaines cultures énergétiques. Le biogaz de décharge est obtenu par extraction du méthane produit par les déchets mis en décharge.

<sup>10</sup> JO C 37 du 3.2.2001, p. 3.

### 3.2. Dégroupage, transparence et acteurs dominants

Sur un marché dégroupé<sup>11</sup>, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et gestionnaires de réseau de distribution (GRD) indépendants sont tenus de garantir à tous les producteurs un accès équitable au réseau et doivent développer l'infrastructure de réseau selon une stratégie à long terme tenant compte de l'intégration des sources d'énergie renouvelables.

À cet égard, certains pays se caractérisent encore par la prédominance d'une ou de quelques compagnies électriques souvent intégrées verticalement. Cela risque d'entraîner une situation de quasi-monopole qui pourrait entraver le développement de l'E-SER.

Pour le bon fonctionnement de **tous** les régimes d'aide à l'E-SER, l'existence de GRT et de GRD vraiment indépendants est donc un facteur essentiel.

Les gouvernements doivent mieux informer les consommateurs sur la façon dont le coût de l'aide aux énergies renouvelables est répercuté sur l'utilisateur. D'après les estimations de la Commission européenne, l'aide aux énergies renouvelables représente entre 4 et 5% du prix de l'électricité en Espagne, au Royaume-Uni et en Allemagne et jusqu'à 15% au Danemark. Dans ces pays, la part de l'E-SER hors hydroélectricité est actuellement de 3,5% pour le Royaume-Uni, 9% pour l'Allemagne, 7% pour l'Espagne et 20% pour le Danemark (voir annexe 5).

### 3.3. Production intermittente et courant d'ajustement: une réglementation appropriée s'impose afin de combiner marché intérieur et énergies renouvelables

L'énergie éolienne – comme d'autres sources d'énergie renouvelables – est une source d'énergie intermittente. Aussi les questions suivantes revêtent-elles une importance particulière:

- Les prévisions concernant le vent: dans certains pays comme le Danemark, le Royaume-Uni et l'Espagne, les producteurs d'E-SER doivent prévoir leur production comme n'importe quel autre producteur d'électricité. Plus les prévisions sont fiables, plus les SER intermittentes prennent de valeur.
- Le délai de clôture<sup>12</sup>: plus le délai de clôture est rapproché de la période de fonctionnement, mieux les producteurs d'E-SER intermittentes peuvent prévoir la quantité d'électricité qu'ils seront en mesure de fournir.
- La facturation des coûts d'équilibrage: le Royaume-Uni, le Danemark et l'Espagne<sup>13</sup> ont des barèmes concernant l'écart par rapport à la production prévue d'électricité, quelle que soit sa source, y compris l'électricité d'origine éolienne. Une analyse plus détaillée des coûts d'équilibrage figure à l'annexe 5.

---

<sup>11</sup> Le dégroupage est défini comme suit dans la directive 2003/54/CE: afin d'assurer l'accès au réseau dans des conditions efficaces et non discriminatoires, il convient que les réseaux de transport et de distribution soient exploités par l'intermédiaire d'entités distinctes, sur le plan juridique et fonctionnel, des entreprises assurant la production et la fourniture en particulier.

<sup>12</sup> Il s'agit du délai de clôture des marchés de l'énergie, c'est-à-dire de la date limite de réception des offres des producteurs d'électricité.

<sup>13</sup> Au Royaume-Uni, le principal régime d'aide en faveur des énergies renouvelables repose sur les certificats verts. Le Danemark et l'Espagne recourent au tarif de rachat.

Un régime d'aide intelligemment conçu peut contribuer à atténuer le problème de l'intermittence.

Lorsque la production d'énergie à partir de sources intermittentes représente une forte proportion de la consommation énergétique nationale, il est important que les producteurs d'E-SER puissent mieux réagir à l'évolution des prix sur le marché au comptant. Un régime d'aide prévoyant un lien avec le prix au comptant de l'énergie, et donc une approche du partage des risques, peut donc faciliter l'intégration de quantités importantes d'E-SER intermittentes. C'est le cas du système de prime<sup>14</sup>, de certificat vert et de certains systèmes de tarif de rachat, comme celui en appliqué en Espagne<sup>15</sup>.

### **3.4. Échanges commerciaux d'énergie**

L'impact des différents régimes d'aide sur le commerce constitue un élément important de la compatibilité des mesures de soutien des SER avec le marché intérieur. En l'occurrence, il convient de faire une distinction entre les échanges commerciaux réels dans le domaine de l'énergie (électricité) et la valeur écologique de l'électricité.

Pour ce qui est des échanges commerciaux réels, l'E-SER est soumise aux mêmes restrictions que l'électricité classique<sup>16</sup>. C'est en général possible et a d'ailleurs lieu actuellement. Avec le développement de l'E-SER, le besoin d'échanges transfrontaliers d'énergie et d'interconnexions plus puissantes se fera probablement sentir davantage.

L'article 3, paragraphe 6, de la directive 2003/54/CE instaure un système de divulgation obligatoire en vertu duquel les consommateurs doivent être informés de la part de chaque source d'énergie dans l'ensemble des sources d'énergie utilisées. Le respect scrupuleux de cette obligation de divulgation aurait pour effet d'accroître la valeur écologique de l'électricité SER. De même, la divulgation de l'origine de l'électricité conférerait une valeur ajoutée à la palette énergétique d'un producteur comportant une proportion plus élevée de SER.

### **3.5. Règles concernant les aides d'État**

À propos de la concurrence sur le marché des SER et dans les économies européennes en général, il convient également de prêter attention aux effets de distorsion qu'un régime d'aide pourrait avoir sur le bon fonctionnement du marché. Comme indiqué au 12<sup>e</sup> considérant de la directive 2001/77/CE, les dispositions du Traité, et notamment ses articles 87 et 88, s'appliquent aux aides publiques. Ce type de soutien est en principe couvert par l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement et pourrait se justifier sur le plan économique par le fait que, par exemple, les effets bénéfiques de telles mesures pour l'environnement compensent les effets de distorsion de la concurrence. Comme le recours aux sources d'énergie renouvelables est une priorité de la politique communautaire, l'encadrement susmentionné est plutôt favorable à de tels régimes d'aide. Sur cette base, une

---

<sup>14</sup> Pour mémoire, les systèmes de prime entrent en principe dans la catégorie des systèmes de tarif de rachat même s'il existe des différences: une prime est accordée aux producteurs d'E-SER en plus du prix au comptant et le prix final payé aux producteurs fluctue en fonction du marché au comptant de l'électricité normal.

<sup>15</sup> En Espagne, le système de tarif de rachat prévoit le paiement par les producteurs d'E-SER – comme les autres producteurs d'électricité – de redevances pour tout écart dans la production d'électricité.

<sup>16</sup> Actuellement, environ 11% de l'électricité totale font l'objet d'échanges transfrontaliers réels en Europe.

soixantaine de régimes d'aide en faveur des sources d'énergie renouvelables ont été approuvés par la Commission au cours de la période 2001-2004.

### **3.6. Conclusion principale**

La compatibilité des différents régimes d'aide en faveur des énergies renouvelables avec le développement du marché intérieur de l'électricité est essentielle à moyen et long termes. La construction d'un marché intérieur européen doit obéir à une réglementation appropriée qui tienne compte des mesures nécessaires au développement de l'E-SER. La conception même du marché est essentielle au développement et à l'essor de l'E-SER. Le cas échéant, il faut prendre en compte les règles concernant les aides d'État au stade de l'élaboration des régimes de soutien.

## **4. COEXISTENCE OU HARMONISATION**

Comme les énergies renouvelables ont un potentiel et un niveau de développement très variables selon les États membres, une harmonisation à court terme apparaît très peu probable. En outre, tout changement à court terme apporté au système risque de perturber certains marchés et d'empêcher des États membres d'atteindre leurs objectifs. Il convient toutefois d'analyser les avantages et inconvénients de l'harmonisation pour les différents systèmes actuels et d'en suivre l'évolution, notamment pour le développement à moyen et long termes de ces systèmes.

### **4.1. Avantages potentiels**

- Plusieurs études indiquent que le coût global des mesures pour atteindre la part d'E-SER fixée comme objectif pour 2010 serait nettement moins élevé si on harmonisait les systèmes de certificat vert ou de tarif de rachat au lieu de poursuivre les différentes politiques nationales actuelles. Toutefois, ces gains de rentabilité supposent un meilleur fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, une capacité d'interconnexion et un volume d'échanges plus importants, et l'élimination des distorsions commerciales résultant de l'aide accordée aux sources d'énergie classiques.
- L'intégration des énergies renouvelables au marché intérieur, avec un ensemble de règles de base, pourrait produire les économies d'échelle nécessaires à un secteur de l'électricité SER florissant et plus compétitif.
- Un système de certificat vert à l'échelle européenne créerait vraisemblablement un marché des certificats plus vaste et donc plus liquide avec, comme conséquence, une stabilité des prix plus grande que sur de petits marchés (nationaux). Cependant, il faudrait évaluer les coûts administratifs d'un tel système par rapport aux coûts dans la situation actuelle.
- Un système de tarif de rachat commun à toute l'Europe, qui tienne compte de la disponibilité des ressources locales, pourrait faire baisser le coût de toutes les technologies SER dans les différents États membres dès lors que les installations ne sont plus réservées à certains d'entre eux. Un tel système pourrait consister en des tarifs fixes ou des primes en plus du prix de base indexé sur le prix moyen de l'électricité.

## 4.2. Inconvénients potentiels

- Un système harmonisé de certificat vert ne peut fonctionner que s'il permet de fixer un niveau correct des prix et amendes à travers l'UE et donc le développement le plus efficace des installations SER dans les différents pays. Toute fluctuation significative du prix des certificats verts risque d'accroître l'incertitude des investisseurs et de freiner le développement des SER.
- Il faut disposer d'un volume considérable d'informations sur les technologies et les coûts pour optimiser les tarifs et maintenir les coûts à un bas niveau en vue d'un système harmonisé de tarif de rachat. C'est pourquoi, faute de traiter correctement ces questions, le système risque de devenir onéreux et rigide.
- L'harmonisation à l'aide d'un système de certificat vert, sans différenciation selon les technologies, aurait une incidence négative sur l'efficacité dynamique. En effet, comme ce type de système favoriserait avant tout la rentabilité, seules se développeraient les technologies qui sont actuellement les plus compétitives. Le résultat serait certes bénéfique à court terme, mais peut-être le système de certificat vert ne permettrait-il pas de promouvoir suffisamment l'investissement dans d'autres technologies prometteuses, et d'autres politiques seraient alors nécessaires pour compléter un tel système.
- Les États membres qui deviennent importateurs d'E-SER dans le cadre d'un système harmonisé risquent de ne pas vouloir payer la note sans profiter des avantages au niveau local (emploi et développement rural, diversité et donc sécurité des sources nationales d'approvisionnement énergétique et réduction de la pollution locale) dont ils jouiraient si les énergies renouvelables étaient produites sur leur territoire.
- Par ailleurs, les pays exportateurs mêmes pourraient ne pas souhaiter disposer d'une capacité SER supérieure à celle nécessaire pour atteindre leurs propres objectifs, car cela pourrait susciter, dans la population, une opposition à de futures installations SER (syndrome du "Pas de ça chez moi"<sup>17</sup>).

## 5. OBSTACLES ADMINISTRATIFS

Il est impossible de dissocier les discussions relatives aux régimes d'aide de la question des obstacles administratifs. Pour atteindre les objectifs de pénétration commerciale de l'E-SER de façon rentable, il est nécessaire d'entamer un processus permettant d'accroître, simplement et au moment opportun, la production d'E-SER.

Le présent chapitre consiste – conformément à l'article 6 de la directive 2001/77/CE – en une analyse des différents problèmes et propose des solutions afin de réduire les charges administratives (voir annexe 6 pour plus d'informations).

### 5.1. Obstacles recensés

Les obstacles auxquels les promoteurs de projet et investisseurs se heurtent lorsqu'il s'agit d'installer de nouvelles capacités de production peuvent être des difficultés d'accès au réseau,

---

<sup>17</sup> Syndrome appelé en anglais NIMBY-ism ("Not In My Back Yard").

de nature administrative, sociale ou financière. Aussi la Commission a-t-elle récemment lancé une procédure de consultation publique sur la façon dont ces obstacles étaient perçus<sup>18</sup>.

Les obstacles administratifs recensés peuvent être classés dans les catégories suivantes:

1. *Multiplicité des autorités concernées et manque de coordination entre elles*

L'un des principaux facteurs défavorables à une diffusion accrue des sources d'énergie renouvelables est que l'agrément des unités de production relève de plusieurs niveaux de compétence. Les exigences imposées par les nombreuses autorités concernées (nationales, régionales et municipales) entraînent souvent des retards, une incertitude en matière d'investissements, une multiplication des tâches et des demandes d'aides plus importantes de la part des promoteurs en vue de compenser les risques d'investissement ou l'intensité de capital initiale du projet.

Lorsque des administrations de niveaux différents sont concernées, les États membres doivent désigner des **services d'autorisation uniques**, responsables de la coordination de diverses démarches administratives, comme le *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie* chargé de l'énergie éolienne en mer en Allemagne. Les différentes autorités doivent également recourir à des formulaires et exigences normalisés.

2. *Longueur des délais d'obtention des permis nécessaires*

Les procédures d'autorisation d'éoliennes à terre peuvent durer de deux à sept ans<sup>19</sup>, ce qui a parfois conduit à insinuer qu'il y avait une volonté de geler complètement le développement du marché. La situation est encore pire en ce qui concerne les projets d'éoliennes en mer car, jusqu'à récemment, il n'existait aucune disposition précise en ce qui concerne le partage des responsabilités entre les différents pouvoirs publics concernés.

Il est donc vivement recommandé d'établir des orientations claires concernant les procédures d'autorisation et, dans le cadre de celles-ci, le délai de réponse impératif accordé aux autorités concernées. À cet égard, la fixation de taux d'approbation<sup>20</sup> est un excellent moyen de contrôler la rationalisation des procédures d'autorisation.

3. *Prise en compte insuffisante des SER dans l'aménagement du territoire*

Dans de nombreux pays et régions, le développement de futurs projets SER n'est pas pris en compte dans l'élaboration des plans d'aménagement du territoire. Cela signifie que, pour permettre la réalisation d'un projet d'E-SER dans une zone précise, il faut adopter un nouveau plan d'aménagement. Et ce processus peut durer très longtemps. Le temps consacré à l'obtention des permis relatifs à l'aménagement du territoire représente souvent la majeure partie du temps total nécessaire à la réalisation d'un projet. C'est notamment le cas des projets dans le domaine de l'énergie éolienne et de la biomasse. Il faut donc encourager les pouvoirs publics à **anticiper l'élaboration de futurs projets SER (planification préalable)** dans leur région en leur attribuant des zones adaptées.

---

<sup>18</sup> La consultation des intéressés a consisté en un questionnaire sur le Web et des entretiens de suivi. Cette procédure est décrite dans l'évaluation d'impact jointe à la présente communication.

<sup>19</sup> C'est la durée constatée aux Pays-Bas et en Écosse.

<sup>20</sup> La *British Wind Energy Association* publie chaque année de tels taux d'approbation: l'année dernière (2004), le taux d'approbation enregistré était de 80%.

Lorsque des autorités de niveaux différents sont concernées, une solution pourrait consister en la **planification préalable** effectuée au Danemark et en Allemagne où les municipalités sont tenues d'affecter des emplacements disponibles à des projets de production d'E-SER d'une capacité fixée. Dans ces zones préaffectées, les démarches relatives aux permis sont réduites et exécutées plus rapidement. En Suède, de telles zones sont appelées 'zones d'intérêt national pour l'énergie éolienne'.

Le processus de planification et d'autorisation implique aussi le respect de la législation européenne sur l'environnement, comme la directive-cadre Eau et les directives Habitats et Oiseaux. La Commission poursuivra ses travaux – par exemple, l'initiative en cours concernant le lien entre la directive-cadre Eau et la directive sur l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables telles que l'hydroélectricité – afin de rendre l'application de ces directives plus transparente et plus claire relativement au développement des énergies renouvelables.

## 5.2. Recommandations concernant les obstacles administratifs

Comme la situation en matière de procédures d'autorisation varie considérablement d'un État membre à l'autre, les recommandations visant à l'améliorer ne peuvent être que générales. La directive sur les énergies renouvelables (2001/77/CE) vise à raccourcir le processus global d'autorisation. C'est seulement par l'engagement résolu des gouvernements centraux ainsi que des autorités régionales et municipales – et à condition que les compétences soient très clairement définies à chaque niveau – qu'on y parviendra. La Commission recommande donc d'entreprendre les actions suivantes:

- Il convient de créer des **services d'autorisation uniques** afin de prendre en charge le traitement des demandes d'autorisation et de fournir assistance aux postulants.
- Les États membres doivent établir des **orientations claires** concernant les procédures d'autorisation et une répartition précise des responsabilités. Comme cela ressort de la jurisprudence de la Cour de justice, les procédures d'autorisation doivent être fondées sur des critères objectifs, non discriminatoires et connus à l'avance des entreprises concernées, de manière à encadrer l'exercice du pouvoir d'appréciation des autorités nationales afin que celui-ci ne soit pas utilisé de manière arbitraire<sup>21</sup>.
- Les États membres doivent instaurer des **mécanismes de planification préalable** obligeant les régions et municipalités à affecter des emplacements aux différentes énergies renouvelables.
- Il convient de mettre en place des **procédures simplifiées** pour les petits projets.
- Orientations concernant les rapports avec la législation européenne sur l'environnement.

---

<sup>21</sup> Voir arrêt de la Cour du 20.2.2001 dans l'affaire C-205/99, "Analir".

## 6. PROBLEMES D'ACCES AU RESEAU

L'accès au réseau, à un prix raisonnable et transparent, est le principal objectif de l'article 7 de la directive 2001/77/CE et constitue un élément essentiel de l'accroissement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Cet article exige des États membres qu'ils prennent des mesures pour faciliter l'accès au réseau de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

L'infrastructure de réseau a essentiellement été construite à une époque où le secteur de l'électricité était contrôlé par l'État, et a été conçue pour permettre l'installation de grandes centrales à proximité des mines et des cours d'eau ou encore des principaux centres urbains. En général, la production d'E-SER a lieu à d'autres endroits que la production d'électricité classique et à une autre échelle. Même si quelques installations de production d'électricité à partir de la biomasse peuvent avoir une capacité d'environ 200 MW et si les parcs d'éoliennes s'en rapprochent, la taille habituelle des centrales électriques SER est plus petite. La production d'électricité est souvent liée au réseau de distribution et donc conditionnée par les extensions et renforcements de celui-ci ainsi que par les investissements nécessaires pour s'y raccorder. À quelques exceptions près, les États membres ont pris des **dispositions législatives** afin que les gestionnaires de réseau garantissent le transport et la distribution de l'électricité SER. Toutefois, un accès prioritaire n'est que rarement prévu lors de la répartition au niveau du transport.

Pour ce qui est de supporter et partager les coûts nécessaires d'investissement dans le réseau, des **règles transparentes** s'imposent, car nombre des difficultés d'accès résultent de l'absence de telles règles. Les règles qui ont été établies et leur degré de transparence varient considérablement d'un État membre à l'autre. Il reste donc encore beaucoup à faire concernant la transparence en matière de partage des coûts.

De **bonnes pratiques** existent dans plusieurs pays comme le Danemark, la Finlande, l'Allemagne et les Pays-Bas. Ces pays ont instauré des règles transparentes relatives à la prise en charge et au partage des coûts des divers investissements dans le réseau et opté pour l'approche dite du coût partiel, en vertu de laquelle les coûts de raccordement sont supportés par les promoteurs de projet qui le demandent, ou partagés avec les gestionnaires de réseau, tandis que les coûts liés aux indispensables extensions et renforcements du réseau au niveau de la distribution et du transport sont couverts par les gestionnaires de réseau et répercutés à l'aide du barème tarifaire. Au Danemark, certains coûts de raccordement pour l'énergie éolienne sont également supportés par le gestionnaire de réseau, ce qui allège les charges financières des producteurs en termes de coûts d'investissement dans le réseau. Bien que les Pays-Bas ne prévoient pas d'accès prioritaire, tous les coûts de raccordement sont, en général, couverts par les gestionnaires de réseau.

L'E-SER peut pâtir d'une capacité insuffisante du réseau. Cet obstacle est encore plus insurmontable s'il n'y a pas de règles clairement applicables à la prise en charge et au partage des divers coûts d'investissement dans le réseau, et s'il existe une intégration verticale et des services publics en position dominante.

Pour faire en sorte que l'E-SER représente une part significative de la palette énergétique, il est nécessaire d'améliorer la planification et la gestion globale des réseaux. Le programme relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie ainsi que les programmes-cadres de recherche et développement technologique de l'Union européenne permettent



désormais de soutenir des études sur l'adaptation et l'optimisation du réseau en vue de l'intégration de projets E-SER.

La Commission recommande, en premier lieu, que les principes de prise en charge et partage des coûts soient totalement transparents et non discriminatoires. En deuxième lieu, il convient d'œuvrer au développement indispensable de l'infrastructure de réseau pour pouvoir absorber l'augmentation future de la production d'E-SER. En troisième lieu, les coûts liés au développement de l'infrastructure de réseau doivent être couverts par les gestionnaires de réseau. Quatrièmement, la tarification de l'électricité sur le réseau doit être équitable et transparente compte tenu des avantages procurés par la production intégrée.

## **7. GARANTIES D'ORIGINE**

Les États membres doivent mettre en œuvre un système garantissant l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables afin de faciliter les échanges et d'assurer la transparence aux consommateurs<sup>22</sup>. Ils doivent veiller à ce que des garanties d'origine soient délivrées en réponse à une demande. Actuellement, la mise en œuvre des garanties d'origine varie d'un État membre à l'autre, comme on peut le voir à l'annexe 7.

La nouvelle directive sur le marché intérieur de l'électricité<sup>23</sup> a été adoptée après la directive 2001/77/CE. Conformément à l'article 3, paragraphe 6, de la directive 2003/54/CE, les États membres sont tenus d'instaurer un système de divulgation des sources d'énergie utilisées. La Commission considère cette disposition comme une mesure déterminante pour atteindre l'objectif d'information transparente des consommateurs, car elle concerne l'ensemble du secteur de l'électricité et pas seulement l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. La garantie d'origine pourrait donc être utilisée comme base de cette information.

Les échanges commerciaux d'électricité écologique sont une réalité mais, jusqu'à présent, ils n'ont pas donné lieu à des transferts d'électricité écologique produite dans un pays vers un autre pays afin d'y atteindre certains objectifs. Pour éviter le double comptage, il n'est pas absolument nécessaire d'imposer une garantie d'origine unique. En revanche, il faut convenir d'un système étanche pour le rachat des certificats verts "utilisés". Un tel système existe déjà dans plusieurs États membres et il pourrait être davantage coordonné, voire harmonisé si nécessaire, pour des volumes plus importants d'échanges transfrontaliers.

## **8. CONCLUSIONS**

### **Le temps de la coordination**

Dès lors que l'UE acquiert une grande expérience en matière de régimes d'aide aux SER, la concurrence entre régimes nationaux peut être considérée comme bénéfique, du moins pendant une période transitoire. Cette concurrence doit aboutir à une plus grande variété de solutions et procurer aussi des avantages: par exemple, un système de certificat vert bénéficie de l'existence d'un système de tarif de rachat puisque les coûts des technologies moins

---

<sup>22</sup> Article 5 de la directive 2001/77/CE.

<sup>23</sup> Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

efficaces baissent en raison du processus d'acquisition, ce qui entraîne une baisse des coûts de transfert pour le consommateur. En outre, il est trop tôt pour comparer les avantages et les inconvénients de mécanismes de soutien bien implantés avec des systèmes relativement récents. Par conséquent, et compte tenu de toutes les analyses exposées dans la présente communication, la Commission considère qu'il n'est pas opportun, à ce stade, de proposer un système européen harmonisé.

La Commission juge appropriée une approche **coordonnée** des régimes d'aide en faveur des sources d'énergie renouvelables, reposant sur deux piliers: la **coopération** entre les pays et l'**optimisation** de l'impact des régimes nationaux.

### 8.1. **Coopération**

Intensifier la coordination entre les pays sous la forme d'une "**coopération**" pourrait être utile au développement des différents régimes d'aide en Europe. La coopération que l'on commence à observer entre les systèmes de tarif de rachat en Allemagne, en Espagne et en France, ou sur le marché ibérique, ainsi que le nouveau système prévu de certificat vert commun à la Suède et la Norvège, peuvent faire figure d'exemples. Une harmonisation partielle pourrait ensuite avoir lieu entre les États membres dont les systèmes sont suffisamment proches.

### 8.2. **Optimisation**

La Commission propose un processus d'**optimisation des régimes nationaux** et rappelle que l'instabilité ou l'inefficacité de ces systèmes se traduisent en général par une hausse des coûts pour le consommateur. L'optimisation concerne les mécanismes économiques et la rentabilité mais consiste aussi à surmonter les difficultés d'accès au réseau et les obstacles administratifs.

Pour optimiser et ajuster leur régime national, les États membres doivent agir comme suit:

- **Consolider le cadre législatif et limiter les risques d'investissement.** L'un des principaux problèmes posés par les régimes d'aide nationaux est leur caractère intermittent. Toute instabilité entraîne des risques d'investissement plus grands qui se traduisent généralement par une hausse des coûts pour le consommateur. Aussi le système doit-il apparaître, aux yeux des acteurs économiques, comme stable et fiable à long terme afin de limiter le niveau de risque présumé. Limiter les risques d'investissement et accroître la liquidité constituent un problème majeur, notamment sur le marché des certificats verts. Tout mécanisme de soutien doit être conçu de façon à minimiser les risques commerciaux inutiles. Une liquidité accrue pourrait jouer en faveur des contrats à long terme et contribuera à déterminer un prix du marché plus transparent.
- **Limiter les obstacles administratifs** et rationaliser les procédures. Les exigences administratives imposées pour bénéficier d'un régime d'aide doivent être limitées de façon à alléger la charge pesant sur les consommateurs. Des orientations claires, des services d'autorisation uniques, l'instauration de mécanismes de planification préalable et une simplification des procédures sont autant de propositions concrètes faites aux États membres en plus de la mise en œuvre intégrale de la directive E-SER.

- **Traiter les questions relatives au réseau** et à la transparence des conditions de raccordement. Le renforcement du transport doit être planifié et mis au point à l'avance, à l'aide des fonds nécessaires. La Commission recommande, en premier lieu, que les principes de prise en charge et de partage des coûts soient totalement transparents et non discriminatoires. En deuxième lieu, il convient d'œuvrer au développement indispensable de l'infrastructure de réseau pour pouvoir absorber l'augmentation future de la production d'E-SER. En troisième lieu, les coûts liés au développement de l'infrastructure de réseau doivent normalement être couverts par les gestionnaires de réseau. Quatrièmement, la tarification de l'électricité sur le réseau doit être équitable et transparente compte tenu des avantages procurés par la production intégrée.
- **Encourager la diversité des technologies.** Certains régimes d'aide tendent à ne favoriser que la technologie SER la plus forte du point de vue de la compétitivité des coûts. Par exemple, l'énergie éolienne en mer ne serait probablement pas exploitée si elle relevait du même cadre financier que l'énergie éolienne à terre. On pourrait donc compléter de tels systèmes par d'autres mécanismes d'aide afin de diversifier l'évolution technologique. Une bonne politique d'aide globale en faveur de l'E-SER doit, si possible, prendre en compte différentes technologies.
- Tirer davantage parti des possibilités d'**exemptions** et de **réductions fiscales** applicables aux sources d'énergie renouvelables en vertu de la directive sur la taxation des produits énergétiques<sup>24</sup>.
- **Assurer la compatibilité avec le marché intérieur de l'électricité.** Les États membres de l'UE sont en train de libéraliser leurs marchés de l'énergie. Ce critère permet de déterminer la facilité avec laquelle un régime d'aide peut s'intégrer dans un marché de l'énergie libéralisé, et sa capacité réelle à fonctionner avec des instruments politiques existants et nouveaux.
- **Favoriser l'emploi et les retombées au niveau local et régional.** Les politiques d'aide aux sources d'énergie renouvelables visent à procurer à la population des avantages dont la plupart on trait à l'emploi, aux politiques sociales et au développement rural, mais il convient de respecter et de prendre dûment en compte d'autres objectifs politiques nationaux.
- **Accompagner leur régime national de mesures relatives à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande.** Les progrès accomplis en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables sont annulés par une augmentation excessive de la consommation qui doit être évitée. Seule une combinaison de mesures d'aide en faveur de l'E-SER et de mesures de promotion de l'efficacité au niveau de l'utilisation finale de l'électricité permettra à l'Europe de se rapprocher de ses objectifs de politique énergétique.

### 8.3. Prochaines étapes

Compte tenu des objectifs à atteindre en 2010, il n'est pas conseillé d'envisager à court terme un changement réglementaire majeur au niveau communautaire. Cependant, eu égard à

---

<sup>24</sup> Directive 2003/96/CE restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (JO L 283 du 31.10.2003, p. 51).

l'achèvement en cours du marché intérieur de l'électricité et à la rentabilité accrue qu'on peut en attendre, la Commission analysera en profondeur les possibilités et les conséquences d'une optimisation et d'une coordination plus grandes et d'une harmonisation éventuelle des conditions du point de vue de l'avancement de la libéralisation et de la capacité de transport, et mettra à profit les nouveaux enseignements tirés de l'application des divers régimes d'aide dans les États membres.

La Commission suivra de près l'évolution de la situation concernant la politique européenne en matière d'énergies renouvelables et, au plus tard en décembre 2007, établira un rapport sur le niveau visé par les systèmes nationaux de promotion de l'électricité SER dans le contexte de l'évaluation en cours relativement aux objectifs de 2020 et d'un cadre politique applicable aux énergies renouvelables au-delà de 2010. En fonction des résultats de cette évaluation, la Commission pourra proposer une approche différente et un cadre applicable aux régimes d'aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans l'Union européenne, compte tenu de la nécessité d'une période transitoire et de dispositions appropriées. Seront notamment analysés les avantages et inconvénients d'une harmonisation plus poussée.

Le Parlement européen a récemment adopté une résolution sur les énergies renouvelables<sup>25</sup> dans laquelle sont précisés les critères d'un éventuel système européen harmonisé d'incitations.

Conformément à l'article 4 de la directive 2001/77/CE, la Commission continuera à évaluer le succès, y compris le rapport coût-efficacité, des régimes d'aide. Le rapport sera 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:

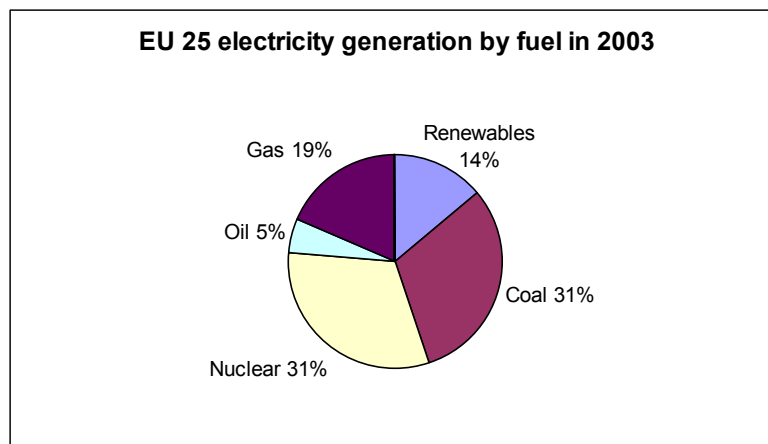
- (a) *contribuer à la réalisation des objectifs indicatifs nationaux;*
- (b) *être compatible avec les principes du marché intérieur de l'électricité;*
- (c) *tenir compte des caractéristiques des différentes sources d'énergie renouvelables ainsi que des différentes technologies, et des différences 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.*

---

<sup>25</sup> Résolution du PE du 28 septembre 2005 (rapport Turmes sur la part des sources d'énergie renouvelables).

## **Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources**

Renewable energies promise to bring about strategic improvements in the security of supply, reducing the long-term price volatility to which the EU is subject as a price-taker for fossil fuels, and could offer an enhanced competitive edge for the EU's renewable technology industry. Renewable energies reduce air pollution and greenhouse gas emissions. They could also help improve economic and social prospects in the rural and isolated regions of industrialised countries and provide a better means of meeting basic energy needs in developing countries. The cumulative effect of all these benefits makes a robust case for supporting renewables. The EU aims at having renewable sources provide for 21% of the electricity consumed in its 25 member states by 2010. Romania and Bulgaria have set up a target by 2010, maintaining the objective for the enlarged Union at 21%<sup>26</sup>. This target is formulated in the EU Renewables Directive 2001/77/EC, which sets individual national targets to this end. The electricity produced by renewable energy sources (RES-E) in the EU-25 countries accounted for 394 TWh in 2003, corresponding to a share of 14% in electricity generation (see Figure 1). The recent very dry years and the considerable growth of electricity consumption affect the percentage of RES-E in consumption as a whole. One percentage point of the objective on renewable electricity has been missed in the last three years due to the important draughts occurring in Europe. Electricity consumption is growing at 2% per year.

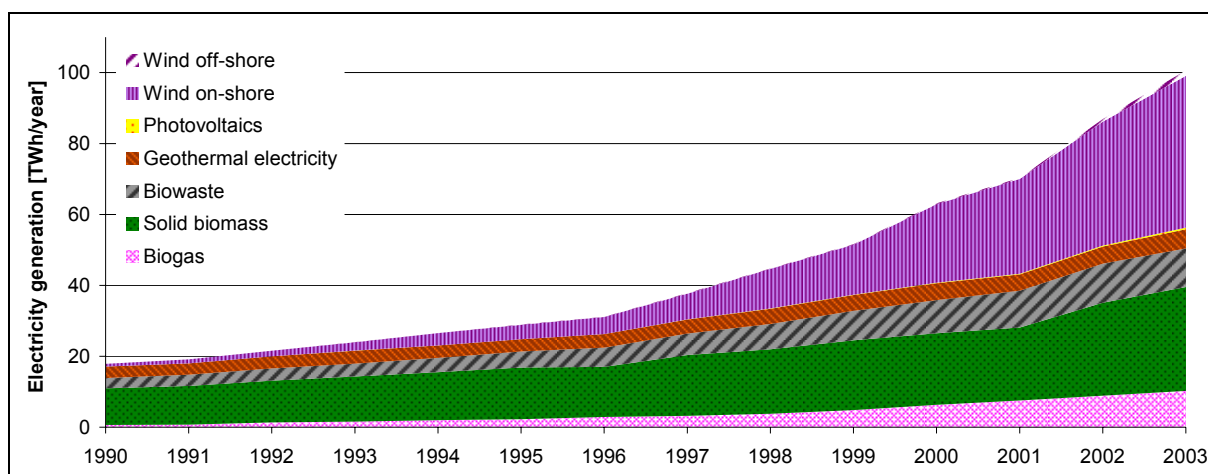


**Figure 1:**  
**EU25 electricity generation by fuel in 2003.**

To avoid the interference due to the variability of rain conditions in recent years, Figure 2 shows all renewable energies apart from hydropower. In recent years, the growth in renewable electricity has been faster with the non-hydro sources. Figure 2 shows the impressive evolution of wind (three countries were mainly responsible for the growth of this sector up to 2003) and the other sectors such as biomass, geothermal and photovoltaic solar energy.

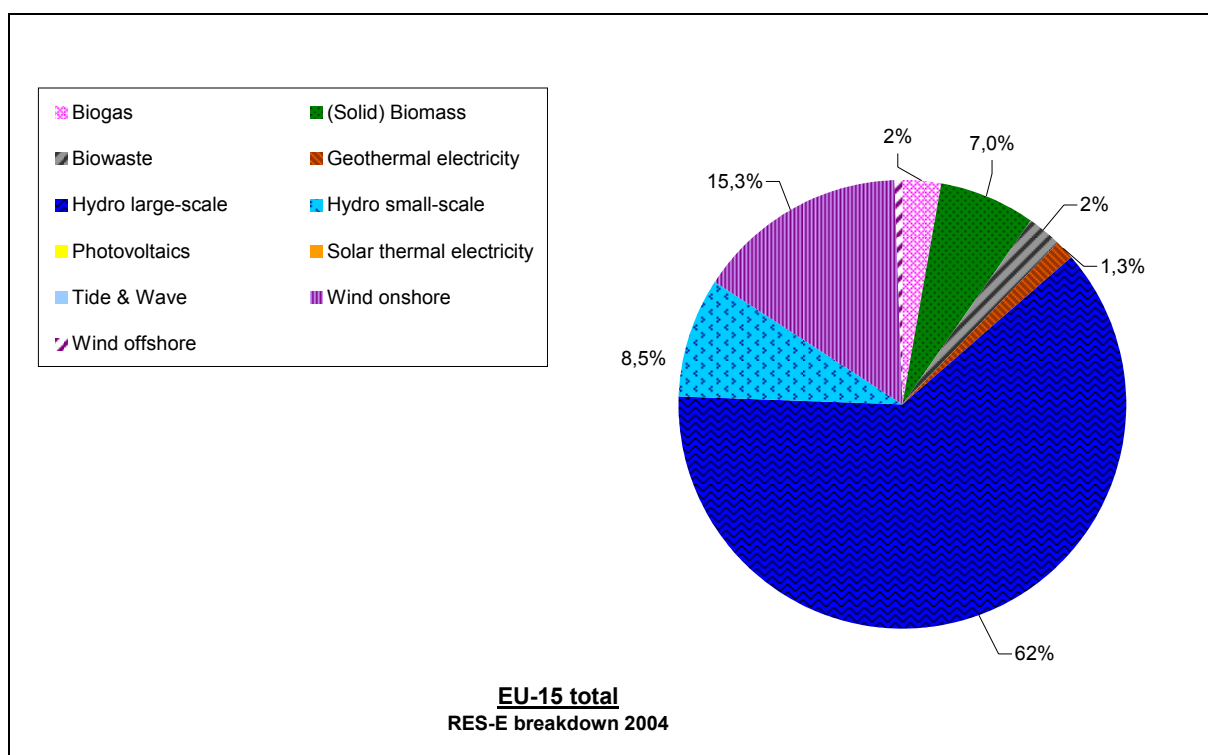
---

<sup>26</sup> Romania has set up a target for passing from 28% to 33% by 2010 and Bulgaria from 6% to 11% by 2010.

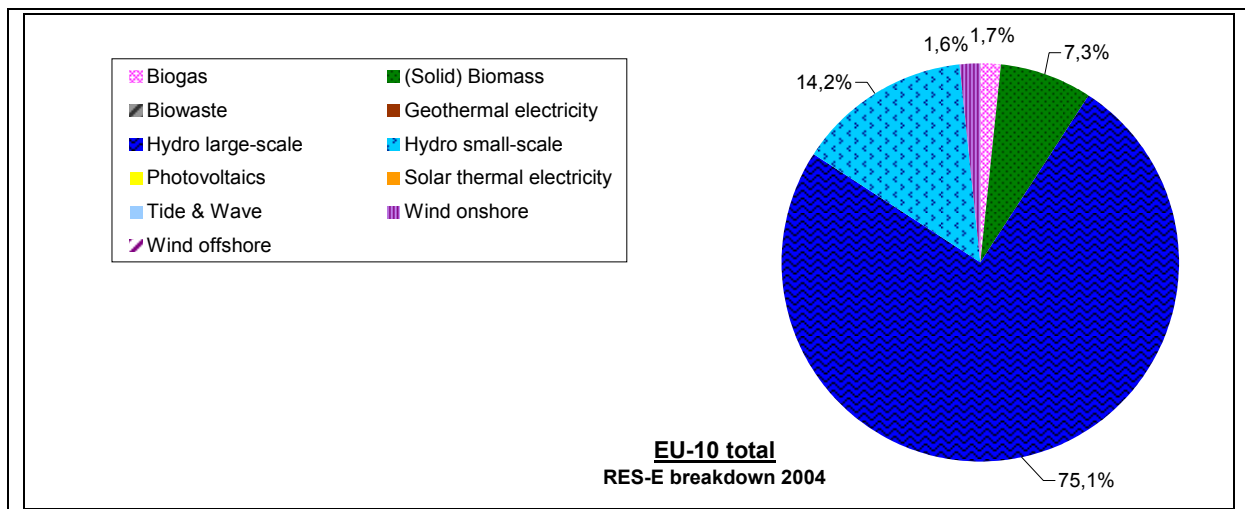


**Figure 2:**  
**Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.**

Hydropower remains the dominant source, but new renewable sources such as biomass or wind are starting to play a role. Especially in the EU-15 countries, wind energy is the most important of the new renewable sources in recent portfolios with a yearly growth of 35% in the last ten years while biomass is prominently represented in some of the new Member States.



**Figure 3:**  
**RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.**



**Figure 4:  
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.**

## Annex 2 – Inventory of current support systems

**Table 1: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-15**

Country	Main electricity support schemes	Comments
<b>Austria</b>	Feed-in tariffs (now terminated) combined with regional investment incentives.	Feed-in tariffs have been guaranteed for 13 years. The instrument was only effective for new installations with permission until December 2004. The active period of the system has not been extended nor has the instrument been replaced by an alternative one.
<b>Belgium</b>	Quota obligation system / TGC <sup>27</sup> combined with minimum prices for electricity from RES.	The Federal government has set minimum prices for electricity from RES.  Flanders and Wallonia have introduced a quota obligation system (based on TGCs) with the obligation on electricity suppliers. In Brussels no support scheme has been implemented yet. Wind offshore is supported at federal level.
<b>Denmark</b>	Premium feed-in tariffs (environmental adder) and tender schemes for wind offshore.	Settlement prices are valid for 10 years. The tariff level is generally rather low compared to the previously high feed-in tariffs.
<b>Finland</b>	Energy tax exemption combined with investment incentives.	Tax refund and investment incentives of up to 40% for wind, and up to 30% for electricity generation from other RES.
<b>France</b>	Feed-in tariffs.	For power plants < 12 MW feed-in tariffs are guaranteed for 15 years or 20 years (hydro and PV).  For power plants > 12 MW a tendering scheme is in place.
<b>Germany</b>	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
<b>Greece</b>	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.
<b>Ireland</b>	Tendering scheme.  It has been announced that the tendering scheme will be replaced by a feed-in tariff scheme.	Tendering schemes with technology bands and price caps. Also tax incentives for investment in electricity from RES.
<b>Italy</b>	Quota obligation system / TGC. A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 <sup>th</sup> August 2005.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Certificates are only issued for new RES-E capacity during the first eight years of operation.
<b>Luxembourg</b>	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.
<b>Netherlands</b>	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years. Fiscal incentives for investment in RES are available. The energy tax exemption on electricity from RES ended on 1 January 2005.
<b>Portugal</b>	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Investment incentives up to 40%.
<b>Spain</b>	Feed-in tariffs.	Electricity producers can choose between a fixed feed-in tariff or a premium on top of the conventional electricity price, both are available over the entire lifetime of a RES power plant. Soft loans, tax incentives and regional investment incentives are available.
<b>Sweden</b>	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.
<b>UK</b>	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity suppliers. Electricity companies which do not comply with the obligation have to pay a buy-out penalty. A tax exemption for electricity generated from RES is available (Levy Exemption Certificates which give exemption from the Climate Change Levy).

<sup>27</sup> TGC = tradable green certificates.



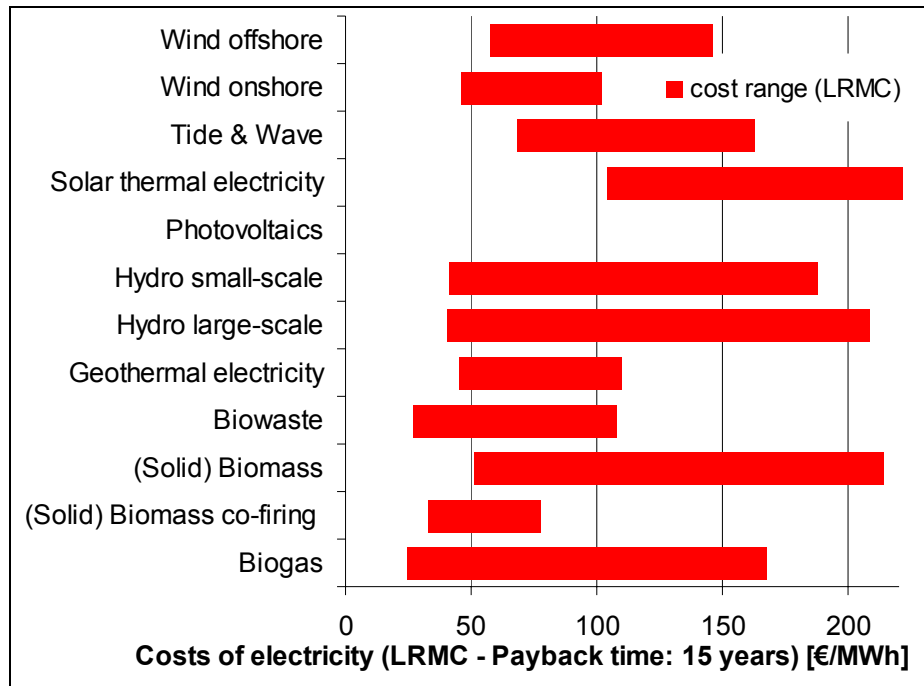
**Table 2: Overview of the main policies for renewable electricity in EU-10**

Country	Main electricity support schemes	Comments
<b>Cyprus</b>	Grant scheme for the promotion of RES (since February 2004) financed through an electricity consumption tax of 0.22 E/kWh (since Aug. 2003).	Promotion scheme is fixed only for a 3-year period.
<b>Czech Republic</b>	Feed-in tariffs (since 2002), supported by investment grants Revision and improvement of the tariffs in February 2005.	Relatively high feed-in tariffs with 15-year guaranteed support. Producer can choose between a fixed feed-in tariff or a premium tariff (green bonus). For biomass cogeneration, only the green bonus applies..
<b>Estonia</b>	Feed-in tariff system with purchase obligation.	Feed-in tariffs paid for up to 7 years for biomass and hydro and up to 12 years for wind and other technologies. All support schemes are scheduled to end in 2015. Together with relatively low feed-in tariffs this makes renewable investments very difficult.
<b>Hungary</b>	Feed-in tariff (since January 2003) combined with purchase obligation and tenders for grants.	Medium tariffs (6 to 6.8 ct/kWh) but no differentiation among technologies. Actions to support RES are not coordinated, and political support varies. All this results in high investment risks and low penetration.
<b>Latvia</b>	Quota obligation system (since 2002) combined with feed-in tariffs.	Frequent policy changes and the short duration of guaranteed feed-in tariffs result in high investment uncertainty. The high feed-in tariff scheme for wind and small hydropower plants (less than 2 MW) was phased out in January 2003.
<b>Lithuania</b>	Relatively high feed-in tariffs combined with a purchase obligation. In addition good conditions for grid connections and investment programmes.	Closure of the Ignalina nuclear plant will strongly affect electricity prices and thus the competitive position of renewables as well as renewable support. Investment programmes limited to companies registered in Lithuania.
<b>Malta</b>	Low VAT rate for solar.	Very little attention to RES-E so far.
<b>Poland</b>	Green power purchase obligation with targets specified until 2010. In addition renewables are exempted from the (small) excise tax.	No penalties defined and lack of target enforcement.
<b>Slovak Republic</b>	Programme supporting RES and energy efficiency, including feed-in tariffs and tax incentives.	Very little support for renewables. The main support programme runs from 2000, but there is no certainty as to the time frame or tariffs. The low support, lack of funding and lack of longer-term certainty make investors very reluctant.
<b>Slovenia</b>	Feed-in system combined with long-term guaranteed contracts, CO <sub>2</sub> taxation and public funds for environmental investments.	None.

Bulgaria	Combination of feed-in tariffs, tax incentives and purchase obligation.	Relatively low levels of incentive make penetration of renewables especially difficult as the current commodity prices for electricity are still relatively low. A green certificate system to support renewable electricity developments has been proposed. Bulgaria recently agreed upon an indicative target for renewable electricity, which is expected to provide a good incentive for further promotion of renewable support schemes.
Romania	Subsidy fund (since 2000), feed-in tariffs.	Normal feed-in tariff modest, but high tariff for autonomous small wind systems (up to 110-130 €/MWh). Romania recently agreed upon an indicative target for renewable electricity, which is expected to provide a good incentive for further promotion of renewable support schemes.

### Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness

The generation cost for renewable energies shows a wide variation (see Figure 1). Any assessment of support schemes should therefore be carried out for each sector.



**Figure 1:**  
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

The **current level of support** for RES-E differs significantly among the different EU Member States. This is due to the different country-specific cost-resource conditions and the considerable differences in the support instruments applied in these countries. In order to compare the prices paid for the different RES-E generation options with the costs in each Member State, both quantities are analysed and shown simultaneously for wind onshore, agricultural biogas, biomass forestry, small-scale hydropower and solar photovoltaic.

Before comparing costs and support levels among the countries, we have to make sure we are dealing with comparable quantities. In particular, the support level in each country needs to be normalised according to the duration of support in each country, e.g. the duration of green certificates in Italy is only eight years compared to 20 years for guaranteed feed-in tariffs in Germany. The support level under each instrument has therefore been normalised to a common duration of 15 years. The conversion between the country-specific duration and the harmonised support duration of 15 years is performed assuming a 6.6% interest rate.

Only minimum to average generation costs are shown because the readability of the graphs would suffer if the upper cost range for the different RES-E were shown as well.

**Effectiveness**<sup>28</sup> can be defined in simple terms as the outcome in renewable electricity compared to what's remains of the 2020 potential. This means that a country with an 8%

<sup>28</sup> The source of the indicators for Annexes 3 and 4 is the work carried out under the OPTRES contract of the European Commission, Contract EIE-2003-073.

yearly average effectiveness indicator over a six-year period has been delivering 8% of the 2020 potential every year over that period – as is the case for Germany in Figure 5 (wind). Over the complete six-year period, therefore, 48% of Germany’s 2020 potential has been deployed.

In more complex terms, effectiveness is defined as the ratio of the change in the electricity generation potential over a given period of time to the additional realisable mid-term potential by 2020 for a specific technology, where the exact definition of effectiveness reads as follows:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_n^i}$$

$E_n^i$             Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n  
 $G_n^i$             Electricity generation potential by RES technology i in year n  
 $ADD - POT_n^i$     Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

This definition of effectiveness is a measure of the available potentials of a specific country for individual technologies. This appears to be the correct approach since Member State targets as determined in the RES-E directive are based mainly on the realisable generation potential of each country.

The yearly effectiveness of a Member State policy is the ratio of the change of the electricity generation potential in that year compared to the remaining additional realisable mid-term potential until 2020 for a specific technology.

Figure 2 below shows the concept of the yearly effectiveness indicator:

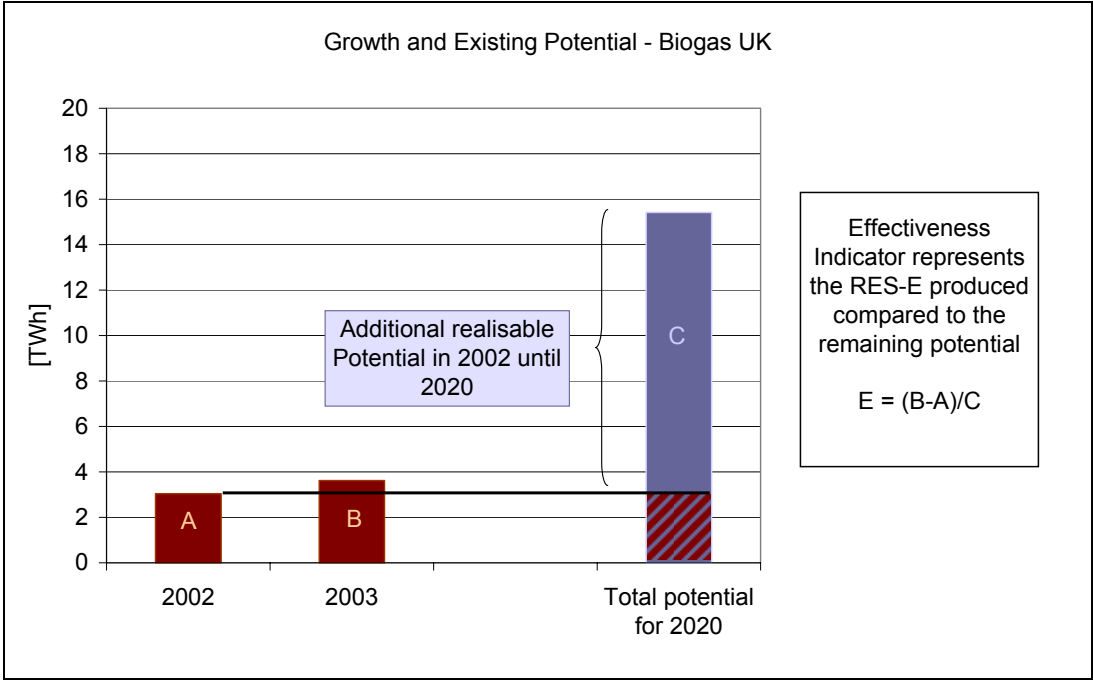
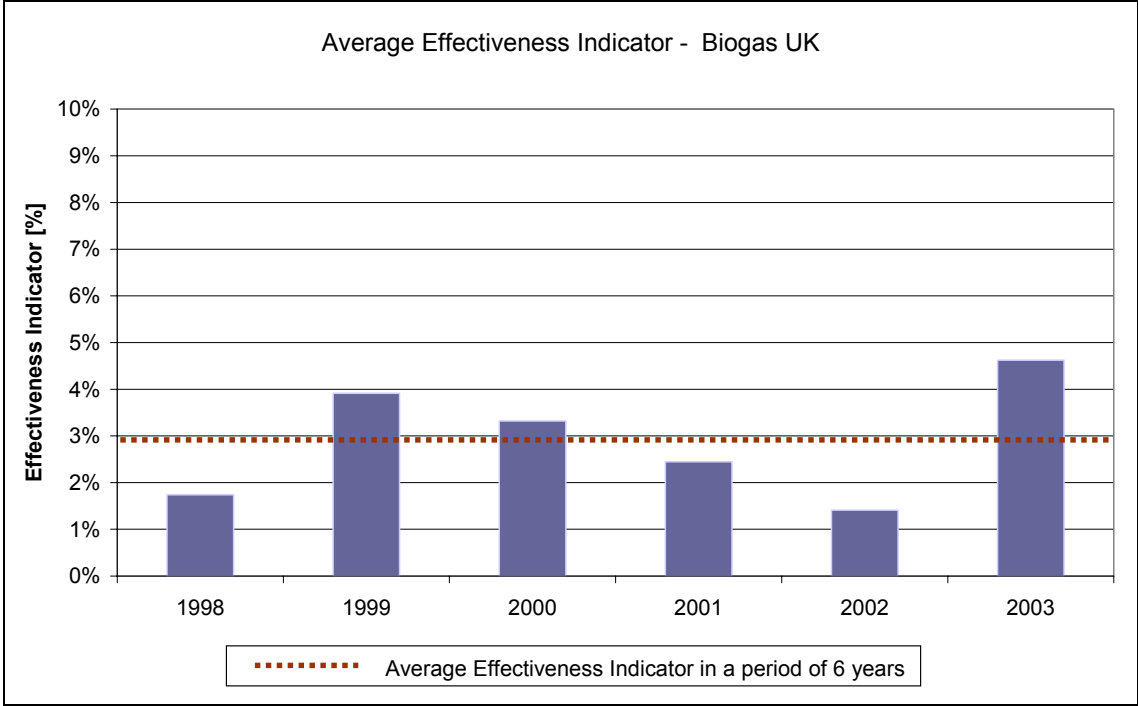


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven years<sup>29</sup>. In figure 2, we show the annual effectiveness indicator for the particular example of biogas in UK for the years 1998 until 2003 as well as the average during the period. The interpretation of this indicator can be pursued as follows: if a country has an average effectiveness indicator of 3% - as indicated by the dot line in figure 3 - it means that it has already mobilised a 17% of its additional potential until 2020<sup>30</sup> in a linear manner.



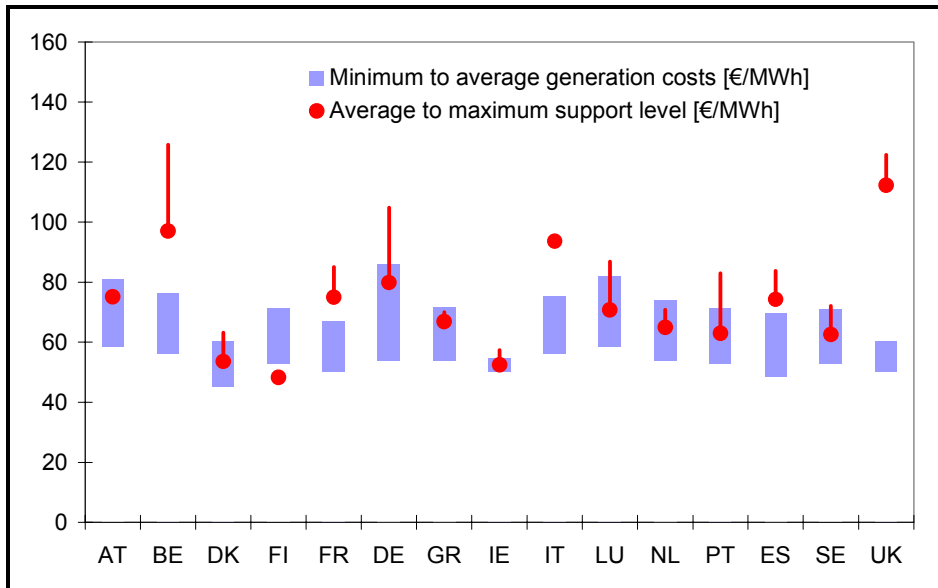
**Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK**

In the following section, effectiveness indicators are shown for the sectors wind onshore and solar photovoltaic for the period 1998-2004, and solid biomass, biogas and small hydro for the period 1998-2003. It must be clarified that in the subsequent section for the period 1997-2003, over which the effectiveness indicator is analysed, a mixed policy is considered in Belgium, France, Italy, the Netherlands, Sweden and the UK.

**Wind energy**

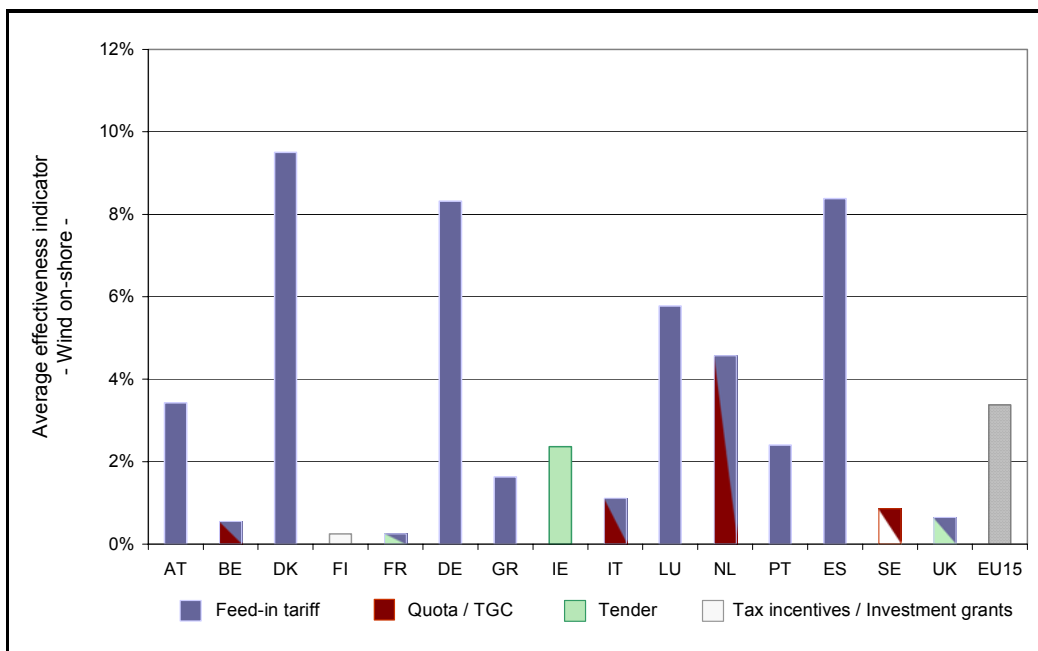
Figure 4 and figure 6 show the generation cost of wind energy and the level of the supported prices in each country. Support schemes for wind vary considerably throughout Europe with values ranging from €30/MWh in Slovakia to €110 per MWh in the UK. These differences – as seen in Figures 4 and 6 – are not justified by the differences in generation costs. Generation costs are shown in a range based – in the case of wind – on the different bands of wind potential.

<sup>29</sup> The period of seven years applies to the case of wind energy and PV.  
<sup>30</sup> As the remaining potential decreases every year that more renewable electricity is generated, the complete figure is 17% instead of 18% (3% x 6 years).



**Figure 4:**  
**Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.**

How effective are these support schemes? The definition of effectiveness has been taken as the electricity delivered in GWh compared to the potential of the country for each technology.



**Figure 5:**  
**Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.**

The three countries that are most effective in delivering wind energy are Denmark, Germany and Spain as can be seen in Figure 5.

Germany applies a stepped tariff with different values depending on wind resources. France uses the same system. This stepped support scheme – although controversial as it does not use only the best potentials – is justified at national level in order to extend potential resources in the country and avoid concentration in one region and hence NIMBY effect. The values used in Figure 4 consider the maximum tariff for Germany<sup>31</sup>.

It is commonly stated that the high level of feed-in tariffs is the main driver for investment in wind energy especially in Spain and Germany. As can be seen, the level of support is rather well adjusted to generation cost. A long-term stable policy environment seems to be the key to success in developing RES markets, especially in the first stage.

The three quota systems in Belgium, Italy and the UK, currently have a higher support level than the feed-in tariff systems. The reason for this higher support level, as reflected in currently observed green certificate prices, can be found in the higher risk premium requested by investors, the administrative costs and the still immature green certificate market. The question is how the price level will develop in the medium and long term.

Figure 4 shows the three countries with the lowest support: FI, DK and IE. The situations in these countries are very different. DK has a very mature market with the highest rate per capita of wind installations in the world and current support is concentrated in re-powering<sup>32</sup>, while IE has the best wind potential in Europe but only 200 MW installed capacity, and Finland has chosen a policy of biomass promotion and provides too little support to initiate stable growth in wind.

For the EU-10, the comparison of costs and prices for wind onshore as shown in Figure 6 leads to the conclusion that the supported price level is clearly insufficient in Slovakia, Latvia, Estonia and Slovenia, as the level is below marginal generation costs.

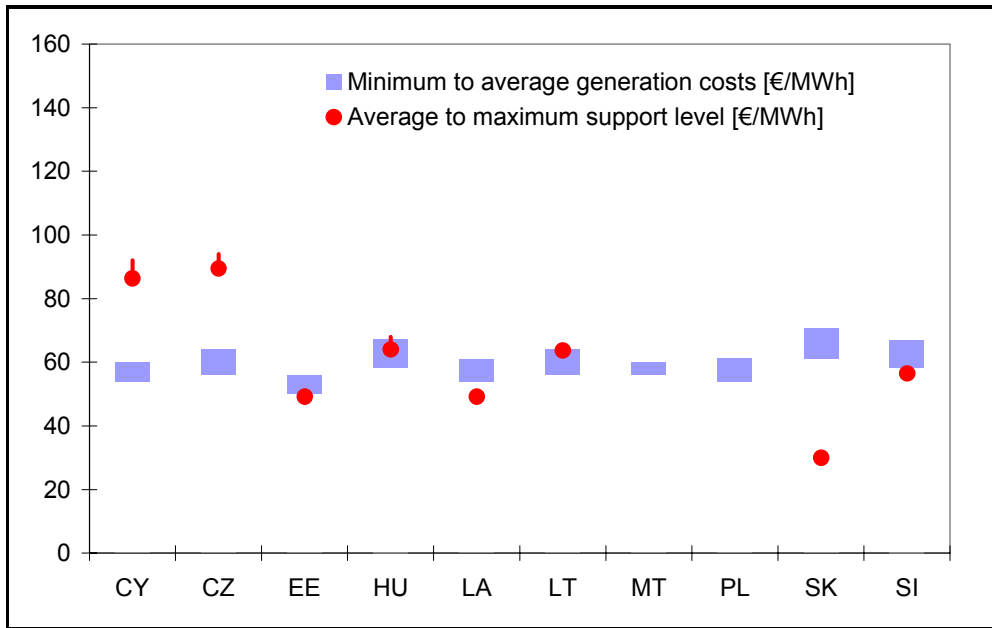
The level seems to be sufficient in at least Cyprus and Czech Republic. For countries like Hungary and Lithuania, support is just enough to stimulate investment<sup>33</sup>.

---

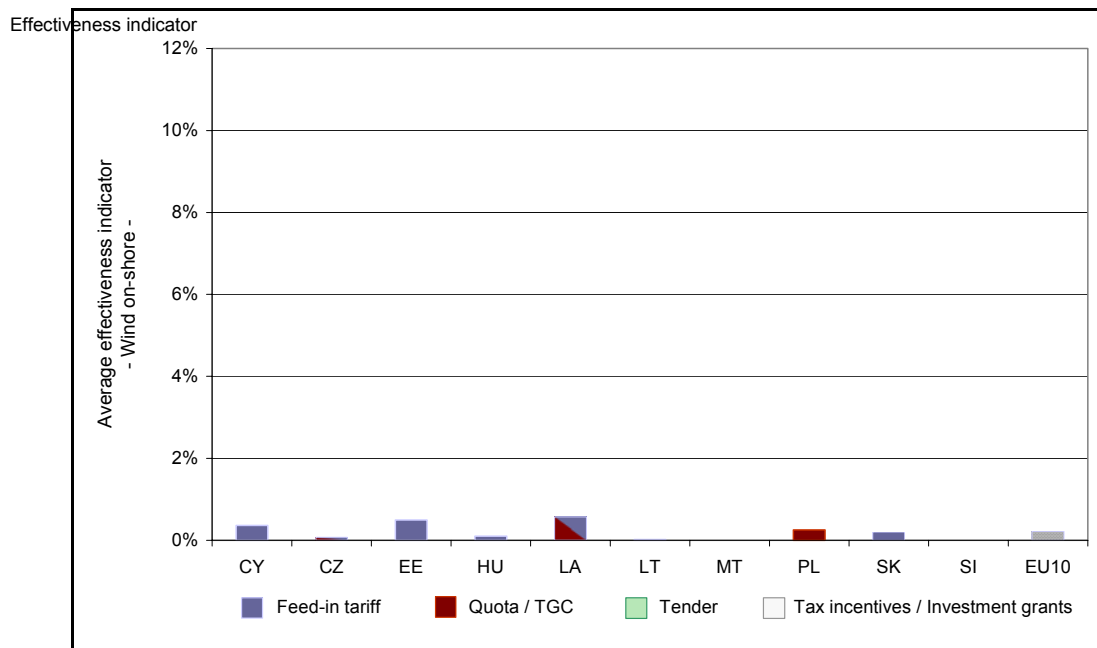
<sup>31</sup> Germany wind onshore: tariff €87/MWh (maximum tariff). Duration of support is 20 years. Interest rate: 4.8% (considering the soft loans granted by the German federal government). Wind conditions: 1 750 full load hours (country-specific average).

<sup>32</sup> The DK system is now concentrating on re-powering (replacement of old turbines by more efficient ones) and offshore which is not included in this text.

<sup>33</sup> For Poland no figures are shown since a green certificate price cannot yet be given.



**Figure 6:**  
**Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).**



**Figure 7:**  
**Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.**

## Biogas<sup>34</sup>

Comparing apples and pears sometimes seems easier than analysing the biomass sector – as the latter is like comparing cows and trees. Biomass is a very complex sector as it covers wastes, products and residues from very different sources: agriculture, forests, cities, animals, etc. Analysis of the support schemes becomes even more complex when 25 countries are considered.

This report is intended to give an overview of two main biomass sectors in Europe: biogas and forest residues.

The different support levels are shown for agricultural biogas electricity generation in Figure 8 for EU-15 and Figure 10 for EU-10. The effectiveness indicators are depicted in Figures 9 and 11.

Among the EU-15 level, the level of promotion in France and Sweden appears to be insufficient when compared to long-run marginal generation costs. Finland clearly does not specifically promote this technology. For Greece, Ireland, and Portugal, the support level is at the lower end of the cost range. In Austria, the tariffs<sup>35</sup> are relatively high with policy aiming to support small-scale agricultural applications (average range of 70-100 kW) as compared to large centralised plants. Germany also promotes small-scale installations with a high effectiveness (Figure 9). UK has a rather high support (TGC + CCL exemption)<sup>36</sup>, resulting in a high effectiveness. Denmark has a medium support with a fairly high effectiveness. The Danish support scheme prioritises large central power plants. The Swedish and Finnish tax rebates have been unable to trigger relevant investment in biogas plants. Similarly, the Irish tender rounds seem to have ignored biogas as an option for increasing RES-E generation capacity. It should be noted here that the high growth in Italy and the UK has been based mainly on the expansion of landfill gas capacity, whereas in Austria, Denmark, and Germany agricultural biogas has had a significant share in the observed growth.

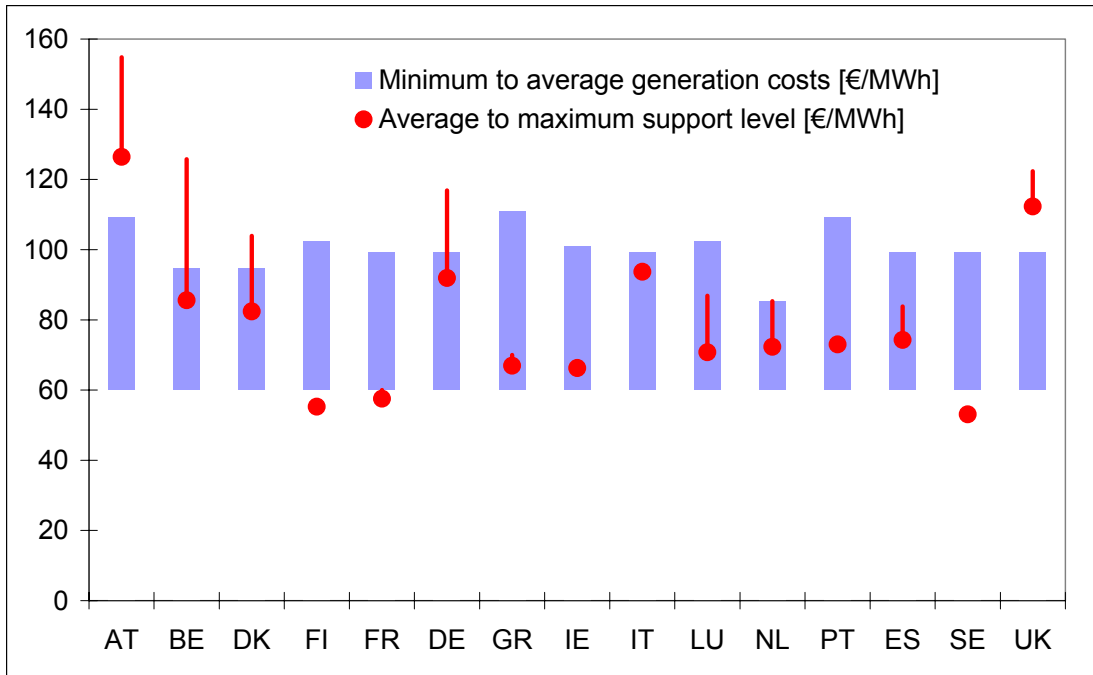
---

<sup>34</sup> Biogas includes all biomass fermentation processes: biogas with co-fermentation, sewage and landfill gas.

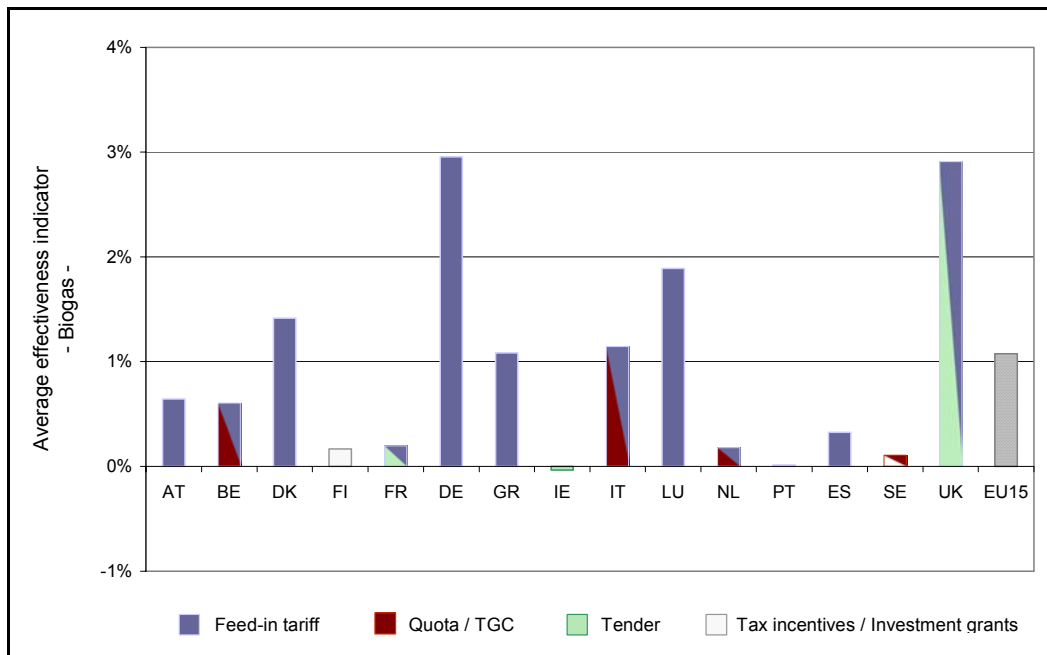
<sup>35</sup> Paid for new installations until December 2004. The system has now stopped.

<sup>36</sup> The total level of support in the UK is about: €110/MWh = €68/MWh certificate price + €6.9/MWh CCL + €36/MWh market price. Before 2002, the UK had different tender rounds for biogas applications.





**Figure 8:**  
**Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).**



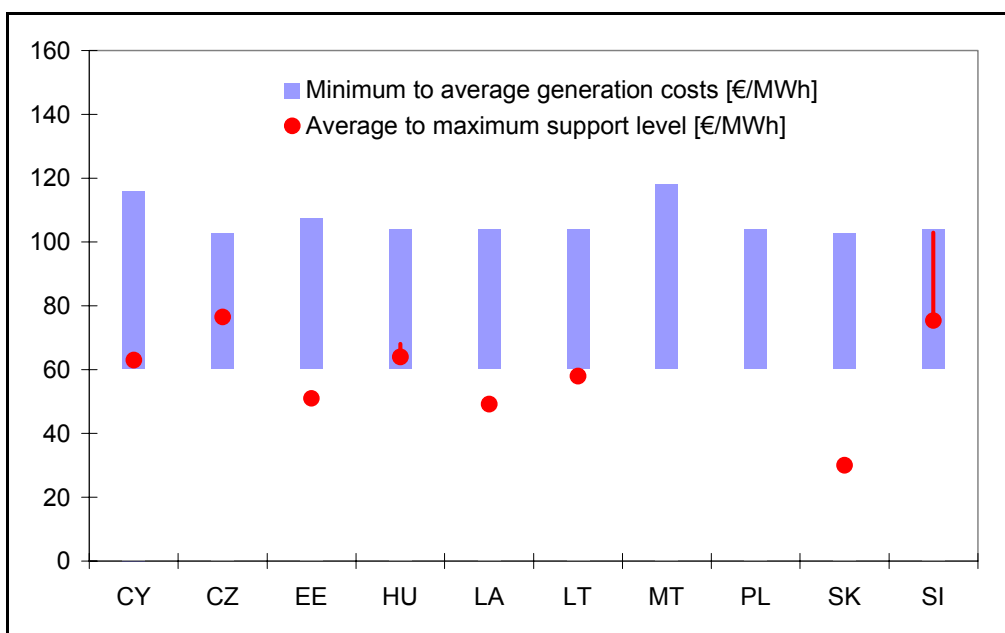
**Figure 9:**  
**Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.**

The effectiveness of the biogas support level is influenced by the following factors, rather than the choice of support scheme:

- The choice of small or large plants: large plants yield a higher effectiveness. Small plants are supposed to be more important for the rural economy, but the cost is higher.
- The existence of a complementary support scheme. The biogas sector is intimately linked to environmental policy for waste treatment. Countries like the UK support biogas with a secondary instrument such as tax relief (CCL exemption)<sup>37</sup>. A complementary investment aid is a good catalyst for this technology.
- If a country supports agricultural biogas, generation costs are higher but so are environmental benefits. For supporting landfill gas, the cost is 'cheaper' but the environmental benefit is reduced.
- The existence of district heating networks has proved to be an important aspect in the successful development of the biogas sector, e.g. Denmark.

The EU-15 figures lead to the conclusion that, when the feed-in tariffs are set correctly, the support scheme is able to start market development. The green certificate systems seem to need a secondary instrument (based on environmental benefits) for a real market effect.

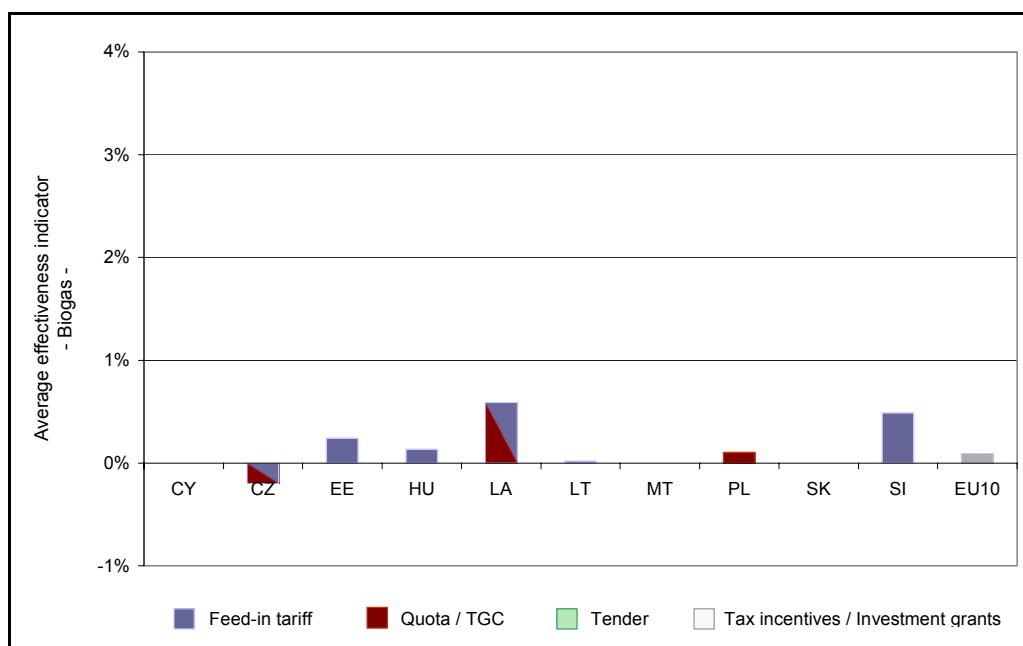
The picture for the new Member States looks rather different from the EU-15. For most EU-10 countries, the supported price is low compared to the long-run marginal generation costs. Except in the Czech Republic and Slovenia, financial support is insufficient to trigger significant investment into biogas technology. Effectiveness is nearly zero due to the lack of sufficient support.



**Figure 10:**  
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

<sup>37</sup> The total level of support in the UK is about: €110/MWh = €68/MWh certificate price + €6.9/MWh CCL + €36/MWh market price. Before 2002, the UK had different tender rounds for biogas applications.

(average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).



**Figure 11:**

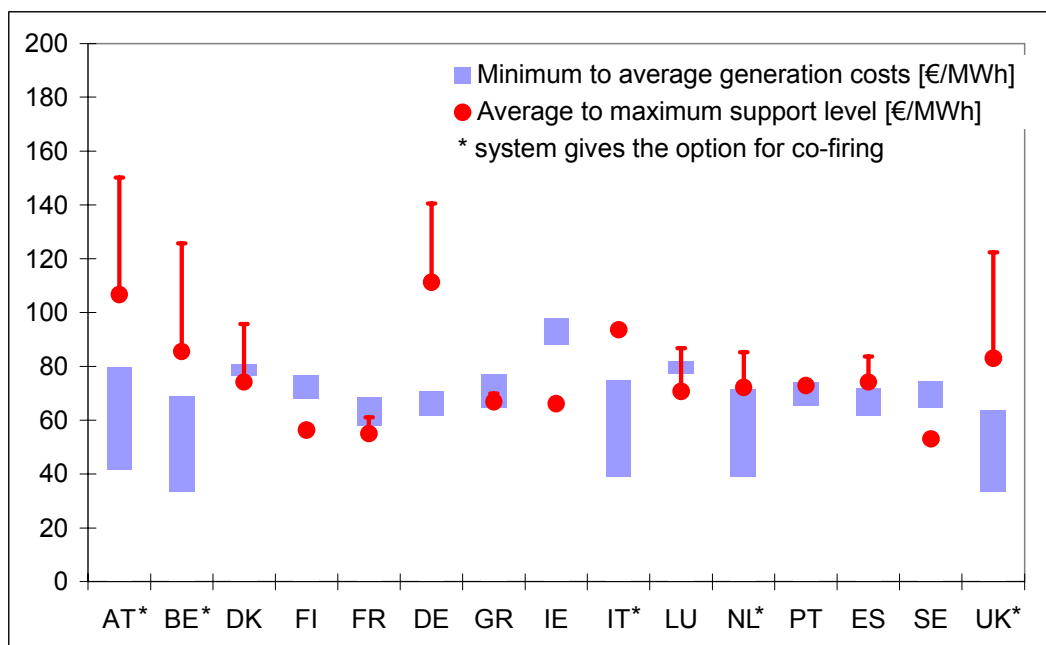
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

## Biomass/forestry residues

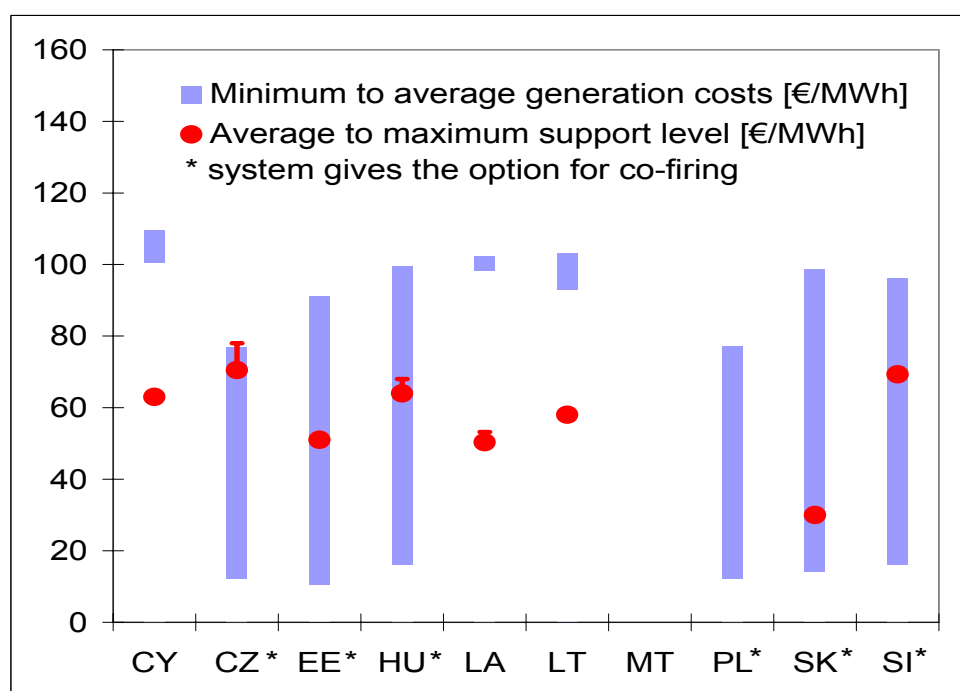
Before any analysis is carried out, the complexity of this sector should be recalled as it includes small combined heat and power systems, the big pulp and paper industry, the co-firing of wood residues, etc.

Figures 12 and 13 show the differences between support schemes around EU-15 and also the variation in generation costs<sup>38</sup>. The level of Member States support in the EU-10 is generally relatively lower than in the EU-15.

<sup>38</sup> The support for combined heat and power (CHP) is not included in this figure.



**Figure 12:**  
**Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).**

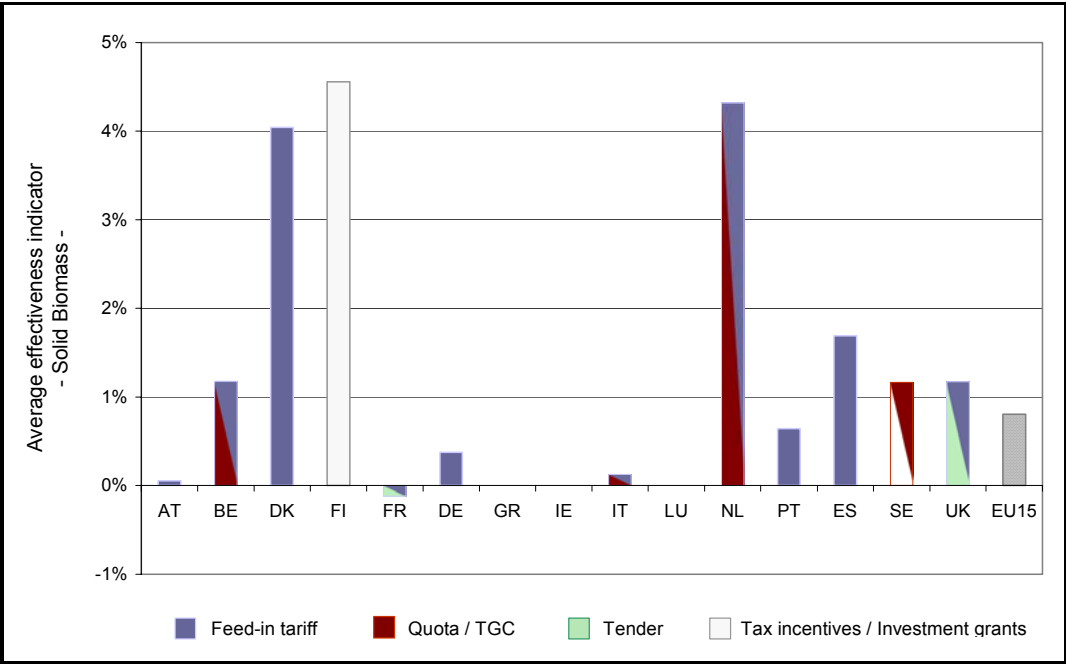


**Figure 13:**  
**Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).**

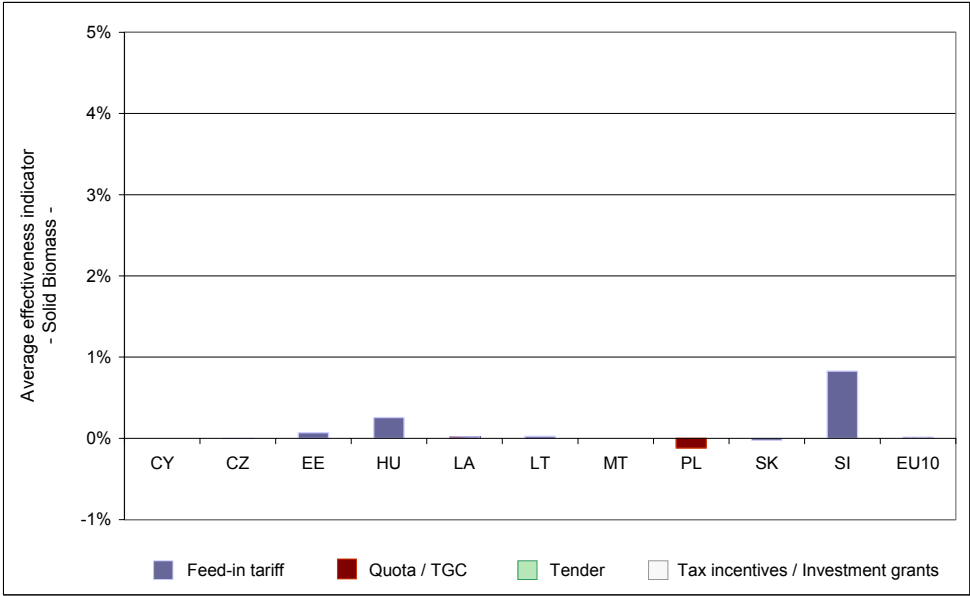
\* = countries with co-firing.

Figures 14 and 15 show the effectiveness of RES support for electricity produced from **solid biomass**. The first conclusion is that at EU-15 level, only a small part of the available

potential was exploited on an annual basis during the period 1998-2003. The effectiveness indicator for solid biomass electricity is significantly lower compared with wind exploitation<sup>39</sup>. This confirms the conclusion of the Communication of May 2004<sup>40</sup> that the development of biomass electricity is lagging behind expectations at EU level.



**Figure 14:** Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



<sup>39</sup> Countries with a high effectiveness in wind energy have an indicator between 6-8%. For biomass, the top figures are around 4%.

<sup>40</sup> Communication on the share of renewable energy in the EU - COM(2004) 366.

**Figure 15:**  
**Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.**

It must be clarified that, for Denmark, Figure 14 covers not only forest residues but also straw, which represents half of their solid biomass market. The figure for the Netherlands also includes the co-firing of palm oil, which in 2003 represented 3% of the total solid biomass market.

Denmark saw strong growth in biomass until 2001 with large centralised CHP plants, initiated by the relatively high feed-in tariffs and a stable policy framework.

In the Netherlands, a partial tax exemption was introduced in July 2003 for a feed-in tariff system. Additional support was given by investment grants. Co-firing is the main technology in NL. It is highly likely that the Netherlands will already reach their 9% target for 2010 by 2006.

In Finland, the tax refund for forestry chips has been the main driver of market growth in recent years. An additional 25% investment incentive is available for CHP plants based on wood fuels. The key element in the success of this mix of tax relief and investment incentives is the important traditional wood and paper industry.

In 2002, Sweden switched from investment grants to a TGC system and tax refunds.

Austria and Germany have chosen a policy of medium- and small-scale biomass installations, which has higher costs but is driven not only by energy policy but also by environment and rural development considerations.

The new German support system shows a larger gap between support and generation costs. This new level was adopted in August 2004. Effectiveness in the biomass forestry sector needs still to be demonstrated in this country.

The main barriers to the development of this RES-E source are both economic and infrastructural. Denmark, Finland and NL show the best effectiveness and a smaller gap between support and generation costs. Denmark and the Netherlands have implemented feed-in tariffs and Finland has tax relief as the main support scheme. The common characteristic in these three countries is that centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

Nevertheless, biomass features a large band of options, uses and costs. The promotion of large biomass installations should not ignore promising technology options with a significant potential for technology learning.

To conclude on this sector:

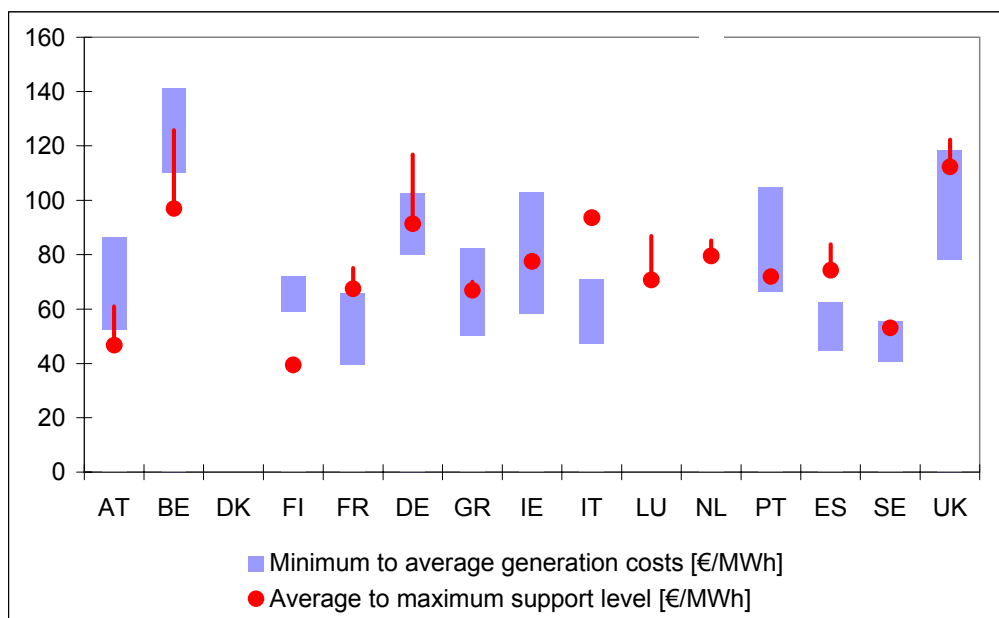
- In UK, BE, IT and to some extent SE, the level of support is just enough. Nevertheless, it looks like that the biomass sector is not yet able to cope with the risk of green certificate schemes.
- Denmark, Finland and NL show the best effectiveness and the smallest gap between support and generation costs. Denmark and the Netherlands have implemented feed-

in tariffs and Finland has tax relief and 25% investment support. Centralised power stations using solid biomass attract the largest share of RES-E investment.

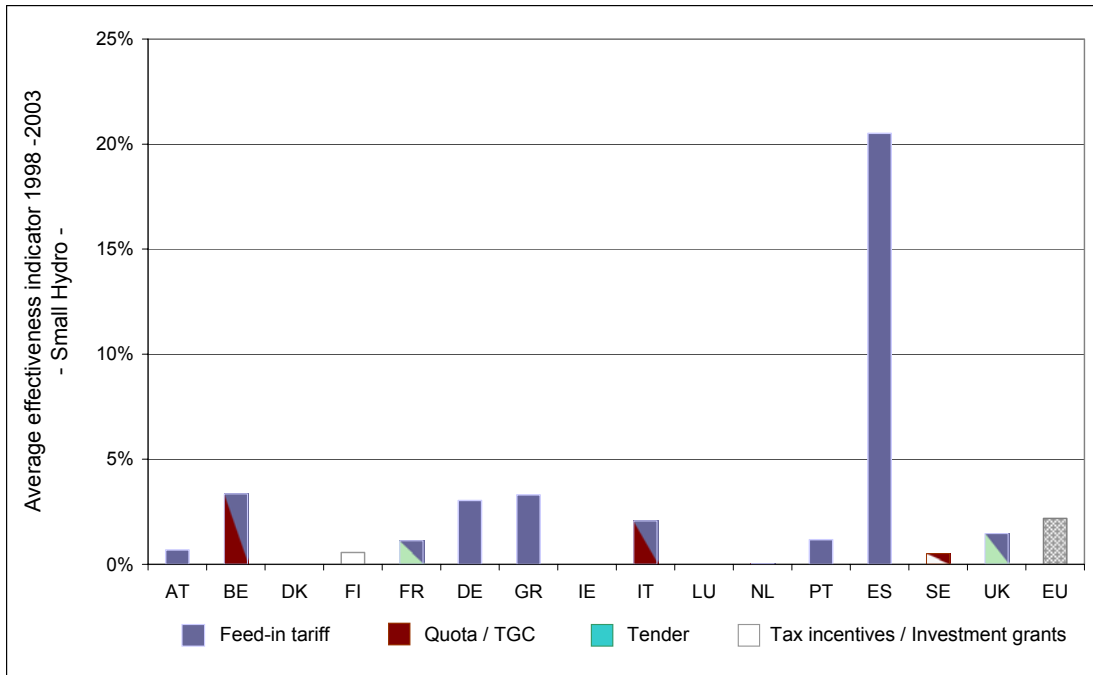
- In France, Greece, Ireland, Luxembourg, Portugal and Spain, the feed-in tariff support is not enough to bring about a real take-off in the biomass sector.
- Secondary instruments especially small investment-plant support and tax relief are good catalysts for kicking off biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.
- CHP support is very good for the biomass development, adding higher energy efficiency.
- It is not a matter of demand: good management of agriculture and forest residues is an important factor for good biomass exploitation.

## Hydropower

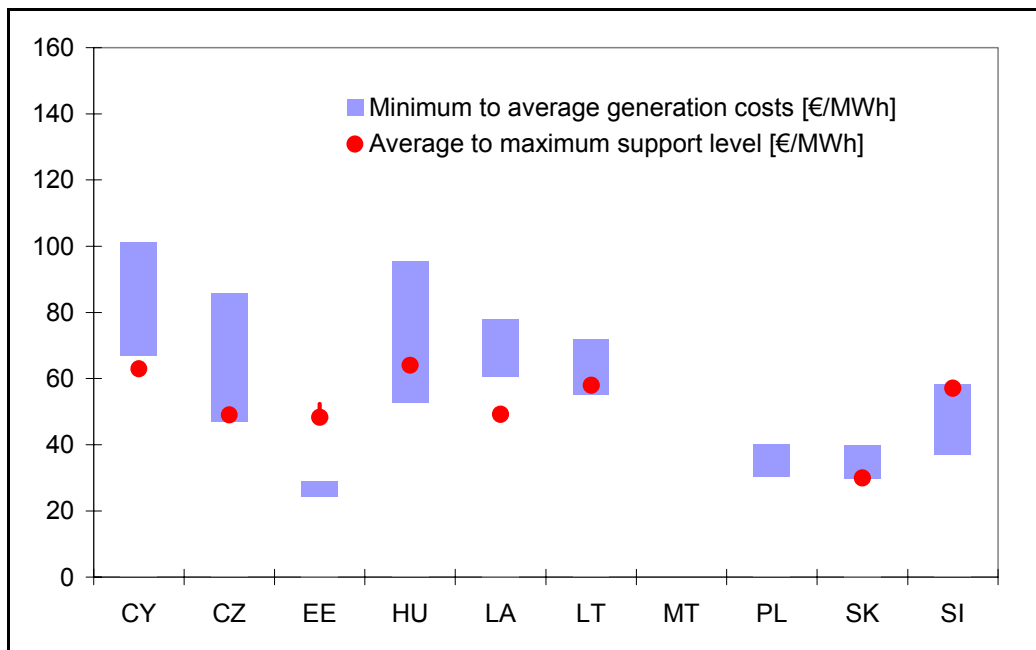
As our third example, we provide the same analysis for **small-scale hydropower**. In this case, country-specific costs show very large differences. The technology is also especially relevant for some of the new member states. Again, it can be seen that existing feed-in tariffs are quite well adjusted to the costs of generation, with the Austrian and the Portuguese tariffs at the lower end of the cost spectrum. The Finnish tax measure is again unable to cover the costs needed to stimulate investment in new generation capacity. Very good financial conditions for small hydropower exist in France and in Slovenia. For Cyprus, the support level might be higher than shown in the figure, since additional investment grants are not considered.



**Figure 16:** Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

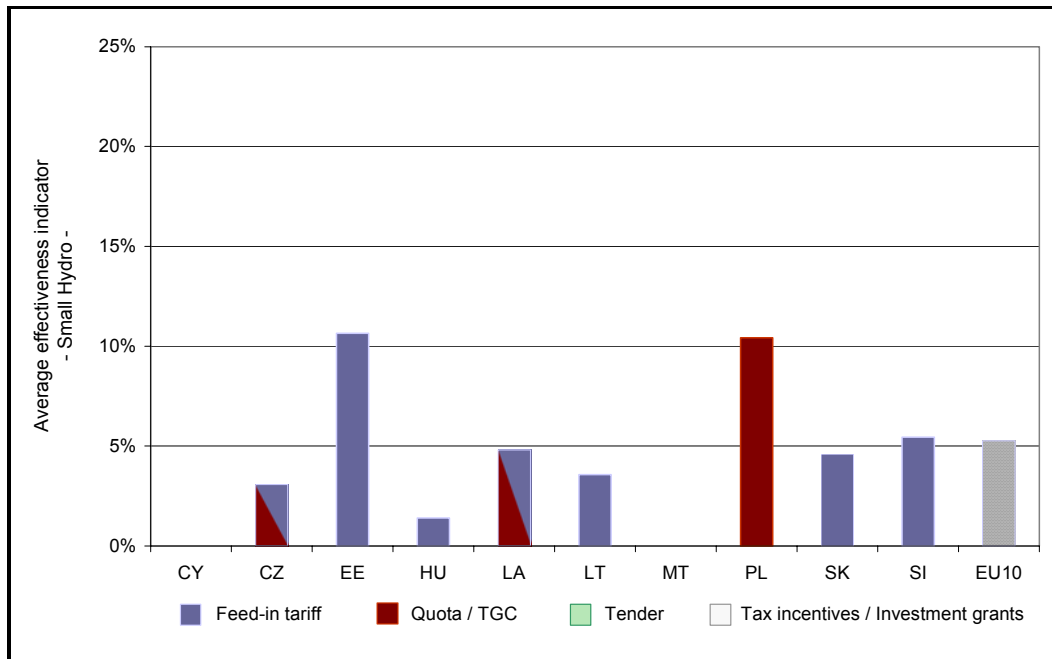


**Figure 17:** Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



**Figure 18:** Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).



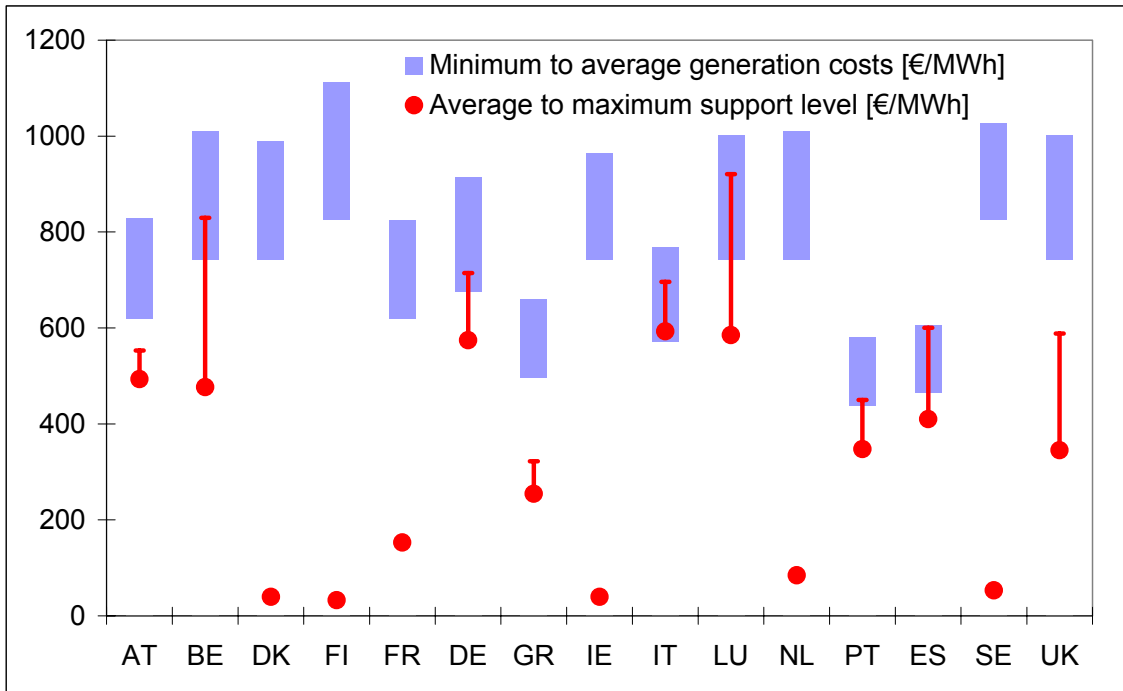


**Figure 19:**  
**Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.**

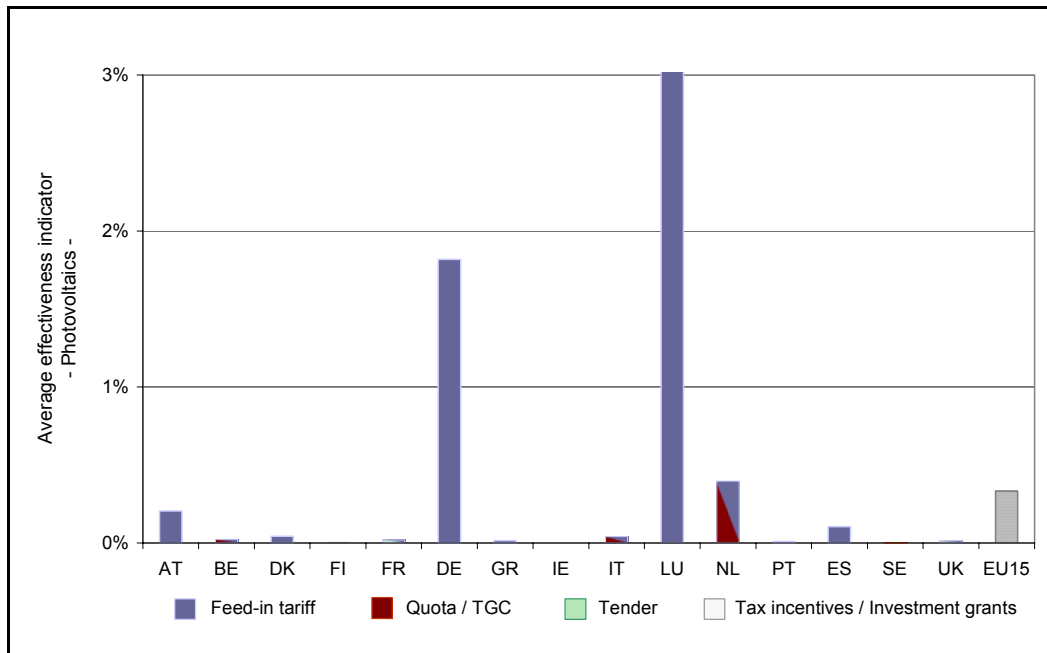
### Photovoltaic solar energy

As can be seen from Figure 21, photovoltaic electricity generation showed the strongest growth in Germany<sup>41</sup> followed by the Netherlands and Austria over the period considered. The support system in these three countries consists of fixed feed-in tariffs supplemented by additional mechanisms such as the soft loans in Germany. As expected, quota obligations and tax measures provide little incentive for investment in PV technology, since these schemes generally promote only the cheapest available technology. The PV support scheme in DE, NL, ES and AT is implemented as part of a long-term policy for the market development of this technology.

<sup>41</sup> DE has just become the world leader, overtaking Japan.



**Figure 20:**  
**Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).**



**Figure 21:**  
**Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.**

## Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective

We define the effectiveness of a member state policy in the following as the ratio of the change in electricity generation potential during a given period of time to the additional realisable mid-term potential by 2020 for a specific technology, where the exact definition of effectiveness reads as follows:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_n^i}$$

$E_n^i$  Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n

$G_n^i$  Electricity generation potential by RES technology i in year n

$ADD - POT_n^i$  Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

### Annuity

One possible approach for calculating actual support over the entire lifetime from an investor’s perspective is to determine **the average expected annuity of the renewable investment**. The annuity calculates the specific discounted average return on every produced kWh by taking into account income and expenditure throughout the entire lifetime of a technology.

$$A = \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-n})} * \sum_{t=1}^n \frac{Income_t - Expenditure_t}{(1 + i)^t}$$

**A= annuity; i=interest rate; t=year; n=technical lifetime**

The average expected annuity of wind energy investment for Germany, Spain, France, Austria, Belgium, Italy, Sweden, the UK and Ireland is calculated based on the expected support level during the period of promotion. The level of support in the German system is annually adjusted according to the degression implemented in the German EEG. For the four countries using quota obligation systems, the certificate prices of the year 2004 are extrapolated for the entire active period of support.<sup>42</sup> Furthermore, an interest rate of 6.6% is assumed<sup>43</sup> and country-specific prices of wind technology are used, taking the average market prices of wind turbines in those countries in 2004. Therefore, the expected annuity considers country-specific wind resources, the duration the support is given as well as additional promotion instruments, such as soft loans and investment incentives. An important limitation of this approach is that an estimate of the future evolution of certificate prices in quota systems is needed. Such an estimate typically does not exist. We therefore assume that TGC prices will remain constant at 2004 levels.

<sup>42</sup> This assumption might be questionable because certificate prices might reduce as the certificate markets in those countries mature. However, only very little knowledge exists about the temporal development of prices in these markets.

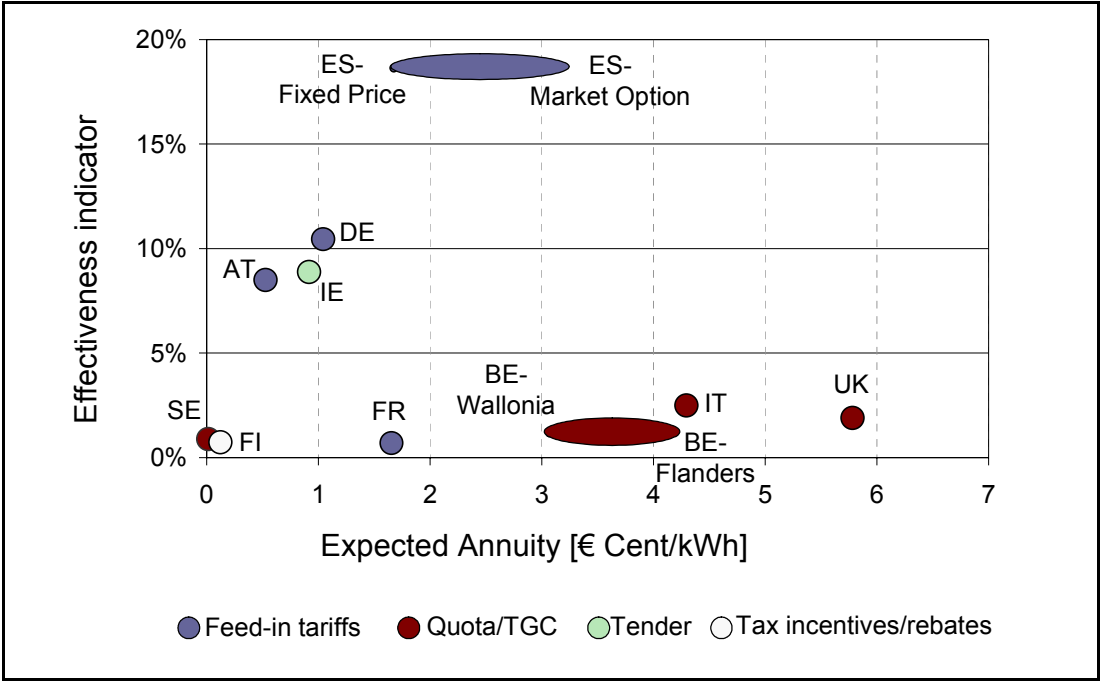
<sup>43</sup> For Germany only, an interest rate of 4% was used based on the soft loans granted.

In this section, a comparison of profits from an investor perspective and effectiveness has been made for a limited number of Member States and assuming current prices over a longer period.

Therefore, the effectiveness indicator as defined in Annex 3 is shown against the expected annuity of investment in wind and biomass energy for each country. In this way one can correlate the effectiveness of a policy with the average expected annuity of investment. This gives an indication as to whether the success of a specific policy is primarily based on the high financial incentives, or whether other aspects have a crucial impact on market diffusion in the considered countries.

**Wind energy**

This analysis has been carried out only for a selection of countries in order to show the principal differences between the different policy schemes. The reference year for both the effectiveness indicators and the expected annuity is 2003. This analysis covers the country-specific costs of generation and the duration of payments. Furthermore, country-specific wind yields are used to calculate the income generated during the lifetime of plants.

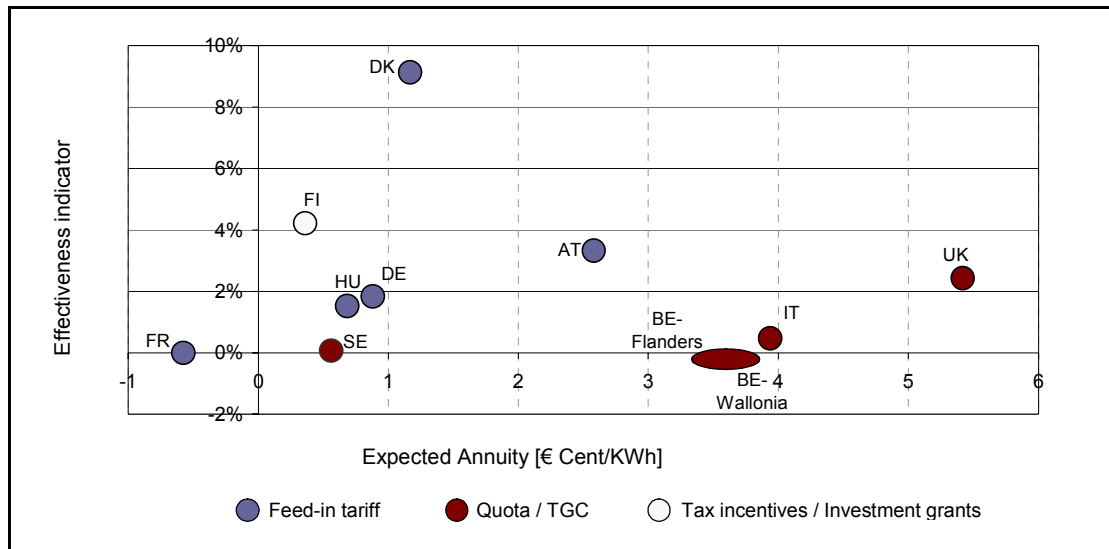


**Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.**

## Forestry Biomass

The same analysis has been carried out for electricity generation from biomass. However, the biomass sector is influenced by other factors, such as secondary instruments<sup>44</sup>, the combination of heat and electricity generation or an optimal forest management.

The final result of this exercise, carried out for the year 2003<sup>45</sup>, is shown in Figure 2.



**Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS**

The economic data regarding investment costs and operation and maintenance costs are based on biomass electricity generation using CHP<sup>46</sup> technologies. The sale of heat as a by-product is therefore also taken into account for the economic assessment.

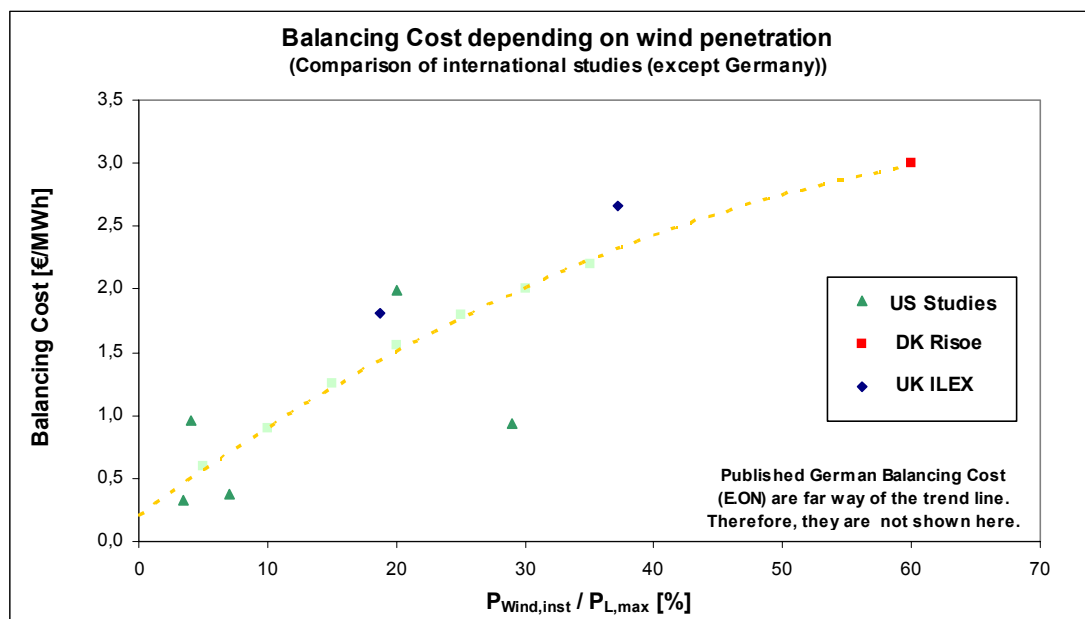
<sup>44</sup> Some Member States 'reinforce' the main instrument (normally feed-in tariff or green certificate) by tax relief or investment support. These instruments are good ways of catalysing the kick-off of biomass. They also have the advantage of less interference with the wood market.

<sup>45</sup> Again, as in the case of wind, the reference year for both effectiveness indicators and the expected annuity is 2003.

<sup>46</sup> CHP = Combined Heat and Power generation.

## **Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation**

As previously stated in Chapter 3.3, balancing costs will of course depend on the volume of intermittent power that has to be balanced, which again depends on the prediction of renewable production, gate closure etc. Moreover, the cost will also depend on the availability of balancing power, which will in turn depend on the generating system (energy mix) and interconnectors to other countries. As said before, an appropriate forecast of wind generation so as to minimise deviations will optimise system costs and regulation services. Under certain conditions, RES-E integration can match with local and regional demand peaks (e.g., solar energy with respect to peaking and grid-destabilizing air-condition demand in Mediterranean countries during daytime).



**Figure 1:**  
**Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.**

It should be stressed that most existing power markets are designed to cater to the needs of conventional thermal and hydropower, and therefore only to a very limited degree take into account the needs of new renewables. At EU level, therefore, the need for rules and other measures to integrate intermittent RES-E technologies should be considered.

The influence of wind power on cross-border bottlenecks between Germany and its neighbours has created some disturbances in the Netherlands and Poland. Arrangements for power plant scheduling, the possible rigidity of the structure of electricity market, reserve capacity for cross-border transmission and congestion management seem to be crucial points requiring further analysis.

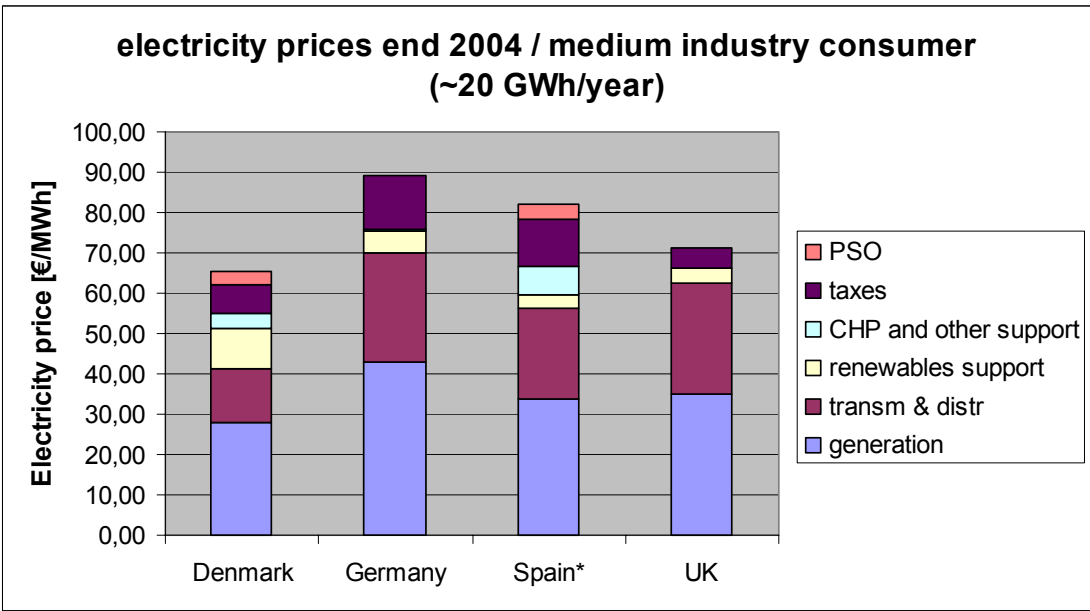
**If developed in a more intensive manner, demand flexibility can also handle some of the fluctuations in power production from intermittent sources. At the same time, this flexible demand which could ensure a better balance between supply and demand, may offer advantages not only for integrating RES-E capacity, but also for the general operation of a liberalised power market.**

**How is the cost of support systems reflected in the electricity tariff? The consumer's point of view.**

The transparency of consumers of the different support systems depends almost entirely on the design of the system, especially the flexibility of the market. The majority of countries in the EU do not give the explicit cost of renewable energies in electricity bills.

The transfer of the cost of renewable electricity depends on national regulation aspects and the tariff structure.

The structure of the electricity market and the design aspects are very different in Europe, so the following graph should be considered an estimate of the inclusion of RES support in electricity prices. The cost of the renewable support systems as reflected in the tariff is between 4% and 5% for Germany, Spain and UK and around 15% for Denmark. The share of renewable electricity in Denmark is currently higher than 20%.



**Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation<sup>47</sup>. \* No tax is considered for Spain.**

<sup>47</sup> The structure of the electricity tariff varies between countries in Europe. The figures included in this table are based on data from Member States and further elaborated by Commission services in order to compare different countries.

## Annex 6 – Administrative barriers

Many Member States recognise the problem that renewable energies come in many cases under different codes and legislations. This multiple regulation leads to extra work for both applicants and the authorities concerned.

### **Complex legislation concerning renewable projects:**

- Spatial planning laws involve competent authorities at different hierarchical levels (e.g. central, provincial and local government); civil construction works law and building codes involve local government as the competent authority.
- Environmental laws justify a favourable environmental impact assessment for granting environmental permits.
- Noise disturbance laws (in the case of wind) are intended to limit noise ‘pollution’. Competent authorities are typically at local and/or provincial level.
- Nature diversity laws aim at protecting indigenous plants and animals, notably birds. The competent authority is typically central government.
- Laws for the management of water and road infrastructure seek to protect and promote the efficient use of public infrastructure. The competent authority is central government. (More problematic in the case of small hydropower plants).
- Electricity laws governing the transmission, distribution and supply of electricity.

### **Pre-planning: the experience in Denmark and Germany**

In the 90s, more systematic planning procedures were initially developed at national level in Denmark, with directives for local planners. In addition, an executive order from the Minister of Environment and Energy ordered municipalities to find suitable sites for wind turbines through the country. This “**pre-planning**” with public hearings in advance of any actual applications for turbine sites was a considerable help in gaining public acceptance of subsequent sites for wind turbines.

Around 1997, another set of planning regulations were developed for offshore wind farms, with a central, national authority, the Danish Energy Agency, designated to hear all interested parties, public and private. This “**one-stop shop**” method has facilitated the planning process considerably, and is being widely studied around the globe.

In Germany, under the principle of proportionality, small projects may be authorized by the local authorities. Large projects are subject to authorization by a national body under the Federal Emission Control Act (BImSchG).

Under the national building code (Federal Building Code, BauGB), wind power installations are privileged and therefore generally permitted outside residential areas. However, the *Länder* (Federal states) can designate specific areas in which wind energy use is restricted.



## Success rates and average approval timing – a good evaluation method

The British Wind Energy Association publishes overall planning approval rates. From the outset, the approval rate in the UK as a whole has been around 80%. The statistics also include figures for different parts of the UK: Scotland has had an approval rate of over 90% compared with less than 20% in Wales. The time taken to decide on wind farm applications is also publicly available: this is currently around 13 months for local decisions and over 2 years for national or federal decisions.

## Estimation of administrative barriers to renewable energy deployment in the EU, excluding grid barriers

A T	B E	C Y	C Z	D K	E E	F I	F R	D E	G R	H U	I E	I T	L V	L T	L U	M T	N L	P L	P T	S K	S I	E S	S E	U K
☹	☹	-	☹	☺	-	☺	☹	☺	☹	☹	☺	☹	☹	☹	-	-	☹	☹	☹	-	☹	☺	☺	☺

Member States have to report again – new Member States for the first time – on the existing administrative barriers by October 2005.

## Annex 7 – Guarantees of origin

Article 5 of Directive 2011/77/EC requires Member States to implement a guarantee of origin system (hereafter GO system) by 27 October 2003 for EU-15. For the 10 new Member States, the deadline for implementing such a system was, in accordance with the Treaty of Accession of 2003, 1 May 2004. The main objectives of such a system are to facilitate trade in electricity from renewable energy sources and to increase consumer transparency by distinguishing between electricity from renewable and non-renewable energy sources. This Annex contains an overview of the different stages reached with of GO systems in Europe.

The main stages in the implementation of a GO system are:

- implementing legislation,
- appointing an issuing body,
- setting up an accurate and reliable operational system for issuing guarantee of origins.

In accordance with Article 5 of the Directive, a guarantee of origin is issued on request. It is not an obligation for renewable electricity sources.

Based on national reports and supplementary information, the situation in September 2005 was as follows:

	<b>Legislation</b>	<b>Issuing body</b>	<b>Ready to GO</b>
<b><i>EU-15</i></b>			
Austria	Passed	DSO	Operational
Belgium	Passed	Regulator	Operational
Denmark	Passed	TSO	Operational
Finland	Passed	TSO	Operational
France	In process	TSO	In process
Germany	Passed	Auditors	Operational
Greece	In process	TSO	In process
Ireland	Passed	Regulator	In process
Italy	Passed	TSO	Operational
Luxembourg	Passed	Regulator	In process
Netherlands	Passed	TSO	Operational
Portugal	In process	TSO	In process
Spain	In process	Regulator	In process
Sweden	Passed	TSO	Operational
UK	Passed	Regulator	Operational

<b><i>EU-10</i></b>			
Cyprus	In process	Not appointed	In process
Czech Republic	Passed	Government organisation	In process
Estonia	Passed	Not appointed	Not started
Hungary	In process	Not appointed	Not started
Latvia	Not started	Not appointed	Not started
Lithuania	In process	TSO	In process
Malta	Passed	Regulator	In process
Poland	Passed	Regulator	In process
Slovenia	Passed	Regulator	In process
Slovakia	In process	Regulator	In process

In total only 9 of the 25 Member States have fully transposed this article into national legislation and put in place an operational system for issuing guarantees of origin. At present, none of the new Member States has an operational system issuing guarantees of origin.

Most of the EU-15 have passed legislation concerning a system of guarantees of origins, the exceptions being France, Greece and Portugal. However, these countries are in the process of adopting legislation. Of the new Member States, only the Czech Republic, Estonia, Malta, Poland and Slovakia have passed legislation regarding a system of guarantees of origin. The remaining new Member States, with the exception of Latvia, are in the process of preparing or have proposed legislation.

Altogether 21 countries have designated an issuing body. The majority of countries have appointed either a transmission system operator (TSO) (9 countries) or a regulator (8 countries) as the issuing body. The exceptions are Austria, Germany and Czech Republic, which have opted for a distribution system operator (DSO), a group of auditors and a governmental organisation, respectively. The tasks assigned to the issuing body also vary from country to country. In some countries, issuing bodies maintain a national register of guarantees of origin, while in others they are also responsible for accrediting the power generating plants. However, the task of plant accreditation and verification of eligibility is more often assigned to an institution other than the issuing body. All 9 countries with an operational system in place, with the exception of Germany, have established a national registry for keeping track of ownership of guarantees of origin and to facilitate redemption, if required. Only 3 countries, Austria, Belgium and the Netherlands have introduced redemption. Registry and redemption requirements help reduce the problems of multiple counting.

Other design features, also regarding applications for guarantees of origin, vary greatly from country to country. All countries with a fully operational system in place, with the exception of Italy and Germany, allow for the transferability of guarantees of origin. Italy requires transferability to be linked with the physical electricity, whereas Germany does not allow the transfer of guarantees of origin issued to production eligible for the German feed-in system. A few countries have introduced earmarking of guarantees of origin. In addition to Germany,

Austria, Denmark and the Netherlands require that the guarantee of origin is earmarked for support received or for tax benefits.

Under Article 5 of the directive, the Commission has to consider the desirability of proposing common rules for guarantees of origin. At present, the Commission does not see the need for proposing common rules. There are several reasons for this. Firstly, regarding the objective of facilitating trade, a necessary clarification was made in COM(2004) 366 on the role of the guarantee of origin and under what conditions a Member State can consider that imported renewable electricity can contribute to the achievement of the RES-E targets:

*The Commission has decided to apply the following principle in assessing the extent to which national targets are met:*

*A Member State can only include a contribution from imports from another Member State if the exporting state has accepted explicitly, and stated on a guarantee of origin, that it will not use the specified amount of renewable electricity to meet its own target and has thereby also accepted that this electricity can be counted towards the importing Member State's target.*

This agreement should be included in a mutually recognised guarantee of origin. Currently, it seems there are no transfers of guarantees of origin between Member States in order to achieve targets.

Secondly, Directive 2003/54/EC<sup>48</sup> was adopted after Directive 2001/77/EC. Under Article 3(6) of Directive 2003/54/EC, Member States are required to implement a scheme for the disclosure of the fuel mix and selected environmental indicators on electricity sold to final consumers. The Commission regards this provision as an important measure in meeting the objective of consumer transparency as it covers the whole electricity sector, not only electricity from renewable energy sources. Several countries with legislation on the disclosure of generation details have already indicated that they will use the guarantee of origin to track information on renewable electricity generation. The guarantee of origin can therefore facilitate the implementation of electricity disclosure. The further development of disclosure would clearly increase consumer transparency.

Thirdly, a few countries have opted for a mandatory renewable energy quota obligation as the main support mechanism for renewable electricity. The quota obligation is administered by a system of tradable renewable energy certificates and there can be significant similarities between the guarantee of origin and tradable green certificates.

Nevertheless, the majority of Member States have chosen feed-in tariffs as the main instrument for promoting renewable electricity. Although there may be similar tasks required for the feed-in tariff system as for the issuance of a guarantee of origin, such as accreditation and verification procedures for renewable electricity production, the issuance of a guarantee of origin is not strictly necessary to facilitate feed-in tariff system.

The Commission considers that for the moment, the further development of disclosure would clearly increase consumer transparency.

---

<sup>48</sup> Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.