COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS

Bruselas, 7.12.2005
COM(2005) 627 final

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN

El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables

{SEC(2005) 1571}

ÍNDICE

1. Introducción 3

2. Evaluación de los sistemas de apoyo existentes 5

3. Mercado interior y aspectos comerciales 10

4. Coexistencia o armonización 12

5. Obstáculos administrativos 14

6. Cuestiones relativas al acceso a la red eléctrica 16

7. Garantías de origen 17

8. Conclusiones 18

Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources 22

Annex 2 – Inventory of current support systems 25

Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness 27

Annex 4 – Methodology for the investor's perspective 44

Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation 47

Annex 6 – Administrative barriers 49

Annex 7 – Guarantees of origin 51

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN

El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables

(Texto pertinente a efectos del EEE)

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación del presente informe

El aumento en la UE de la cuota de electricidad obtenida de fuentes renovables aporta ventajas reconocidas por todos, principalmente en lo que respecta a:

– La mejora de la seguridad del abastecimiento energético.

– Una mayor competitividad para la UE en el sector de la tecnología de las energías renovables.

– La mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético de la UE.

– La mitigación de las emisiones contaminantes a escala regional y local.

– Una mejora de las perspectivas económicas y sociales, en particular para las regiones rurales y aisladas.

En consecuencia, el objetivo de la Unión Europea es que, en el año 2010, el 21 % de la electricidad provenga de fuentes de energía renovables (véase el anexo 1). Este objetivo se formuló en la Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad[1], donde también se fijaban metas distintas para cada Estado miembro. La Directiva establece además que los Estados miembros tienen que facilitar el acceso a la red para los productores de energías renovables, racionalizar y agilizar los procedimientos de autorización y establecer un sistema de garantías de origen.

Las ayudas públicas asignadas para la penetración en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables están justificadas debido a que los beneficios arriba enumerados no están representados (o lo están sólo en parte) por el valor añadido neto que obtienen los gestores en la cadena del valor de la electricidad basada en energías renovables.

En virtud de la Directiva, cada Estado miembro ha establecido sus objetivos respecto a la E-FER (electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables). Los Estados miembros pueden elegir el mecanismo de ayuda que prefieran para alcanzar los objetivos y se les

---

[1] Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. DO 283 de 27.10.2001, p. 33. La fecha para la aplicación de esta Directiva era octubre de 2003 y el día 1 de mayo de 2004 para los nuevos Estados miembros.

permite continuar haciéndolo durante un periodo transitorio de siete años como mínimo a partir de la adopción de un nuevo marco reglamentario a escala comunitaria. En el artículo 4 de la Directiva se establece que «*la Comisión presentará, a más tardar el 27 de octubre de 2005, un informe debidamente documentado sobre la experiencia adquirida con respecto a la aplicación y la existencia simultánea de los distintos mecanismos […]*» utilizados en los Estados miembros. Además, «en el informe se evaluarán los resultados, incluida la relación coste-eficacia, de los sistemas de apoyo» para el fomento del consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables de conformidad con los objetivos indicativos nacionales. Este artículo establece también que el informe puede ir «*acompañado, en su caso, de una propuesta de marco comunitario para los sistemas de apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables*».

1.2. Ámbito de aplicación

La presente Comunicación responde a tres objetivos:

- El informe que tiene que elaborar la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 4 de la Directiva 2001/77/CE, presentando un inventario y la **experiencia adquirida** con respecto a la aplicación y la existencia simultánea de los distintos mecanismos utilizados en los Estados miembros para apoyar la electricidad procedente de fuentes de energía renovables.

- El informe que tiene que elaborar la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 8, en relación con los **obstáculos administrativos y** las **cuestiones relativas a la red** y la aplicación de la **garantía de origen** de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables.

- Un plan para la coordinación de los sistemas en vigor basado en dos pilares: **cooperación** entre países y **optimización** de los sistemas nacionales que probablemente conducirán a una convergencia de los sistemas.

2. EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE APOYO EXISTENTES

2.1. Sistemas de apoyo existentes

En la UE existe actualmente gran variedad de sistemas de apoyo operativos diferentes que a grandes rasgos pueden clasificarse en cuatro grupos: sistema de primas en las tarifas, certificados verdes, sistemas basados en licitaciones e incentivos fiscales.

- Los **sistemas de primas en las tarifas** (también llamadas tarifas "feed-in" o sistema de primas) existen en la mayoría de los Estados miembros. Estos sistemas se caracterizan por un precio específico, que suele fijarse por un periodo de varios años, que deben abonar las empresas eléctricas, generalmente los distribuidores, a los productores nacionales de electricidad generada a partir de fuentes renovables. Los costes adicionales de estos sistemas corren a cargo de los suministradores en función de su volumen de ventas y son repercutidos a los consumidores de energía mediante una prima en el precio por kWh que paga el consumidor final. Estos sistemas tienen las ventajas de la seguridad de la inversión, la posibilidad de ajuste y la promoción de tecnologías a medio y largo plazo. Por otro lado, son sistemas difíciles de armonizar a nivel de la UE, que pueden ser puestos en cuestión según los principios

del mercado interior y que implican un riesgo de financiación excesiva, si la curva de aprendizaje de cada tecnología E-FER no está incorporada como una forma de reducción gradual con el paso del tiempo. Una variante del sistema de primas en las tarifas es el mecanismo de primas o de precios fijos regulados, actualmente aplicado en Dinamarca y en parte en España. Según este sistema, el gobierno determina una prima fija o un incentivo medioambiental que se paga por encima del precio normal o de mercado libre de la electricidad a los productores de E-FER.

- Con arreglo al sistema de los **certificados verdes,** actualmente utilizados en Suecia, el Reino Unido, Italia, Bélgica y Polonia, la E-FER se vende a los precios del mercado de la energía convencional. A fin de financiar el coste adicional de la generación de energía procedente de fuentes renovables y de garantizar que se produzca la cantidad deseada, todos los consumidores (o en algunos países los productores) están obligados a adquirir un determinado número de certificados verdes a los productores de E-FER de acuerdo con un porcentaje fijo, o cupo, de su consumo/producción total de electricidad. Los importes de las multas por incumplimiento se transfieren bien a un fondo de investigación, desarrollo y demostración para las energías renovables, o bien al presupuesto general del Estado. Como los productores/consumidores desean comprar estos certificados al precio más barato posible, se desarrolla un mercado secundario de certificados en el que los productores de E-FER compiten entre sí para vender los certificados verdes. Por lo tanto, los certificados verdes son instrumentos de mercado, que tienen la capacidad teórica, si funcionan correctamente, de garantizar la mejor rentabilidad para la inversión. Estos sistemas podrían funcionar correctamente en un mercado único europeo y en teoría tienen menor riesgo de exceso de financiación. Sin embargo, los certificados verdes pueden suponer un riesgo mayor para los inversores, y las tecnologías a largo plazo, cuyo coste actual es elevado, no se desarrollan fácilmente bajo estos sistemas. Estos sistemas presentan costes administrativos más elevados.

- En dos Estados miembros existían procedimientos de **licitación** puros (Irlanda y Francia). Sin embargo, Francia ha transformado recientemente su sistema en un sistema de primas combinado con licitación en algunos casos e Irlanda acaba de anunciar una iniciativa semejante. En un procedimiento de licitación, el Estado convoca una serie de concursos para el suministro de E-FER, que entonces se suministra mediante contrato al precio resultante de la licitación. Los costes suplementarios devengados por la compra de E-FER se repercuten en el consumidor final de electricidad a través de un gravamen específico. Aunque los sistemas de licitación en teoría logran el máximo partido de las fuerzas del mercado, su carácter de restricción-expansión no da lugar a condiciones estables. Este tipo de sistema también implica el riesgo de que, si las ofertas son bajas, los proyectos no se ejecuten.

- En Malta y Finlandia se aplican sistemas basados únicamente en **incentivos fiscales**. En la mayoría de los casos (p. ej. en Chipre, el Reino Unido y la República Checa), sin embargo, este instrumento se usa como una herramienta política adicional.

La clasificación en cuatro grupos que acabamos de hacer es un reflejo bastante esquemático de la situación. Existen varios sistemas que presentan elementos mezclados, en particular en combinación con incentivos fiscales. En el anexo 2 figura una visión general de los sistemas de apoyo de la EU-25.

2.2. Evaluación del rendimiento

El coste de producción de las energías renovables es muy variado. Cada Estado miembro cuenta con recursos nacionales, regionales y agrícolas bastante diferentes. Cualquier evaluación de los sistemas de apoyo, por lo tanto, debería analizar cada sector por separado.

El **actual nivel de apoyo** para la E-FER en la UE difiere notablemente entre Estados miembros. En el anexo 3 figura una evaluación detallada de las diferencias entre el importe total obtenido por la energía renovable producida y el coste de la producción[2], que indica la relación coste-eficacia de los diversos sistemas. Cuanto mayor es la divergencia entre los «costes de producción» y el «apoyo», menor es la relación coste-eficacia del sistema. Debido a la complejidad de las diferentes energías renovables y a las diferentes situaciones de cada país, se ha decidido realizar un análisis por sector. Una lectura en paralelo de los gráficos del anexo 3 puede dar una idea del coste-eficacia y de la eficiencia de un sistema dado.

En el caso de la energía eólica, los sistemas de certificados verdes muestran una gran divergencia entre producción y apoyo. Las razones del coste más elevado pueden deberse al mayor riesgo de la inversión con este tipo de sistemas y probablemente a que el mercado de los certificados verdes todavía no está maduro.

La energía eólica recibe escaso apoyo en nueve de los veinticinco Estados miembros. Si la cantidad total recibida por los productores es inferior a los costes de producción, en dichos países no se registrará ningún movimiento en este sector.

En cuanto a la silvicultura para biomasa, la mitad de los Estados miembros no conceden apoyo suficiente para cubrir los costes de producción. En el caso del biogás, en casi tres cuartas partes de los Estados miembros, el apoyo no es suficiente para su despliegue.

Paralelamente a los costes, la **eficacia** de los diferentes sistemas de apoyo también es un parámetro esencial de la evaluación.

La eficacia se relaciona con la capacidad de un sistema de apoyo para producir electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.

Para evaluar la eficacia, los efectos de los sistemas más recientes son difíciles de juzgar. En particular, la experiencia con certificados verdes es más limitada que con las primas. Además, la cantidad de electricidad de fuentes de energía renovables suministrada tiene que ser evaluada en relación con el potencial real[3] del país.

En lo que respecta a la energía eólica, el anexo 3 muestra que todos los países cuya eficacia es superior a la de la media comunitaria utilizan las primas. Este tipo de sistema es el que actualmente registra el mejor rendimiento para la energía eólica.

---

[2] Se utiliza el nivel medio para 2003 y 2004. En el sistema de tarifas reguladas, el nivel del precio de apoyo es igual al valor de la tarifa. La fuente de los costes de producción utilizados en la presente Comunicación es Green-X.

[3] El potencial deberá entenderse como «las posibilidades adicionales previsibles suponiendo que todos los obstáculos existentes puedan salvarse y todas las fuerzas motrices estén activas». Véase el anexo 3 para una explicación más pormenorizada.

Los análisis relativos a los sectores de la biomasa no son tan claros como los de la energía eólica. Los costes de producción de la biomasa muestran grandes variaciones[4]. Estas grandes variaciones se deben a: las diferentes fuentes (residuos forestales, monte bajo de ciclo corto, paja, residuos animales, etc.), los diferentes procesos de conversión de la transformación (combustión combinada, gasificaciones, etc.) y los diferentes tamaños (los tamaños de las plantas de biomasa existentes pueden variar en una escala de 1 a 200). Así pues, se necesitan análisis mucho más precisos, basados en materias primas y tecnologías específicas.

Sin embargo, los análisis demuestran que, en el caso del biogás, tanto los sistemas de primas como los certificados verdes producen buenos resultados (cuatro países con sistemas de primas y dos países con certificados verdes muestran una eficacia mayor que la media europea). En el sector de la silvicultura para biomasa, no se puede determinar que un sistema sea mejor que otro. La complejidad del sector y las variaciones regionales muestran que otros factores desempeñan un papel importante[5]. En general, los incentivos para la explotación de la madera deberían contribuir a movilizar más biomasa forestal sin utilizar en favor de todos los usuarios.

También es importante comparar los **beneficios desde el punto de vista de un inversor** y la eficacia. Este ejercicio se ha realizado para unos cuantos Estados miembros en el anexo 4, partiendo de los precios actuales durante un periodo más prolongado. De esta forma puede verse si el éxito de una política específica se basa principalmente en los elevados incentivos financieros o si, en los países considerados, otros aspectos han tenido una repercusión crucial en la difusión del mercado.

---

4 Los costes de la energía eólica terrestre oscilan entre 40 y 100 €/MWh, mientras que la biomasa varía entre 25 y 220 €/MWh.

5 El nivel de apoyo para la biomasa está más vinculado a otros factores, como la política elegida (plantas grandes o pequeñas, con combustión combinada o sin ella…), que al instrumento elegido (sistemas de tarifas reguladas o certificados verdes).

2.3. Principales conclusiones relativas al rendimiento (véanse los anexos 3 y 4)

Energía eólica

- Los sistemas de certificados verdes presentan hoy en día un nivel de apoyo considerablemente superior que los de las primas. Esto podría explicarse por la prima de riesgo más elevada solicitada por los inversores, los costes administrativos, y un mercado de los certificados verdes todavía inmaduro. La cuestión es cómo evolucionarán los precios a medio y a largo plazo.

- Los sistemas más eficaces en el caso de la energía eólica son actualmente los sistemas de tarifas reguladas de Alemania, España y Dinamarca.

- El rendimiento del capital con los certificados verdes es más elevado que para las primas. Este elevado rendimiento (renta) se calcula extrapolando a partir de los precios de los certificados observados actualmente[6]. El rendimiento del capital dependerá de la evolución futura de los precios.

- Los análisis muestran que, en una cuarta parte de los Estados miembros, el apoyo es demasiado reducido para permitir el despegue. Otra cuarta parte facilita apoyo suficiente, pero con todo obtiene resultados mediocres. Esto puede explicarse por la existencia de obstáculos administrativos y de conexión a la red.

- Por lo que respecta a los beneficios, los sistemas de primas analizados son eficaces con un beneficio para el productor relativamente bajo. Por otra parte, los certificados verdes obtienen hoy en día elevados márgenes de beneficio. Es necesario subrayar que estos sistemas de certificados verdes son instrumentos relativamente nuevos. La situación observada, por lo tanto, todavía podría estar caracterizada por importantes efectos transitorios.

Silvicultura para biomasa

- El sistema de Dinamarca, con primas e instalaciones centralizadas de cogeneración que utilizan la combustión de paja[7], y el sistema de apoyo mixto finlandés (desgravación fiscal e inversión) registran claramente el mejor rendimiento, tanto en eficacia como en rentabilidad económica del apoyo. Una larga tradición de uso de biomasa para fines energéticos con tecnologías de vanguardia, las condiciones de planificación estables y una combinación con la producción de calor pueden considerarse como las razones primordiales de este desarrollo.

- Aunque las primas en general arrojan mejores resultados, ya que los riesgos del inversor en cuanto a los certificados verdes parecen obstaculizar el verdadero despegue del sector de la biomasa, en el sector de la silvicultura para biomasa el análisis es más complejo. En la eficacia de los sistemas influyen considerablemente factores distintos de la elección del

---

[6] La gran pregunta es cómo evolucionará el precio de los certificados verdes en los próximos años. Los análisis que figuran en el presente documento se basan en un valor constante para los certificados.

[7] El uso de la paja como biomasa se incluye en los análisis de la silvicultura para biomasa aunque por su origen no es un producto forestal. Dinamarca es el principal país en el uso de este tipo de biomasa.

instrumento financiero (obstáculos de infraestructuras, tamaños de las instalaciones, gestión forestal óptima, existencia de instrumentos secundarios, etc.).

En casi la mitad de los países europeos, el apoyo a la silvicultura para biomasa es insuficiente para seguir desarrollando más el gran potencial de este sector. En muchas regiones se necesitarían incentivos, destinados a la explotación de los bosques, para que la madera llegue desde los bosques de la UE a todos los usuarios, impidiendo de esta forma posibles falseamientos en el mercado de los residuos madereros.

Sector del biogás[8]

Seis países registran una eficacia superior a la media de la UE, de los cuales cuatro utilizan sistema de primas (Dinamarca, Alemania, Grecia y Luxemburgo) y dos usan certificados verdes (Reino Unido e Italia). Al igual que sucede en el sector de la silvicultura para biomasa, estos resultados están influidos por otros factores:

- Las posibilidades agroeconómicas y la elección del tamaño de las plantas. Las plantas grandes tienen una eficacia mayor. Se supone que las plantas pequeñas son más importantes para la economía rural, pero su coste es más elevado.

- La existencia de un sistema de apoyo complementario. El sector del biogás está íntimamente ligado a la política medioambiental para el tratamiento de residuos. Países como el Reino Unido apoyan el biogás con un instrumento secundario, como la desgravación fiscal. La ayuda complementaria a la inversión es también un buen catalizador para esta tecnología.

- En el caso del biogás agrícola[9], los costes de producción son más elevados pero también lo son los beneficios para el medio ambiente. En el caso de los gases de vertedero, el coste es menor pero el beneficio para el medio ambiente es reducido.

Casi el 70 % de los países de la UE no proporcionan apoyo suficiente para el desarrollo de esta tecnología.

Otras fuentes de energía renovables

El sector de las pequeñas centrales hidroeléctricas muestra grandes variaciones tanto en los apoyos como en los costes de producción. El desarrollo de esta tecnología renovable está considerablemente influido por la existencia de obstáculos.

La energía solar fotovoltaica está siendo activamente promocionada en Alemania (líder mundial), Países Bajos, España, Luxemburgo y Austria.

En el anexo 3 figuran análisis completos de la producción de energía de las minicentrales hidroeléctricas y de energía solar fotovoltaica.

---

8 En el biogás se incluyen todos los procesos de fermentación de la biomasa: biogás con fermentación combinada, gases de plantas de depuración y gases de vertedero.

9 El biogás agrícola es el resultado del tratamiento específico de los residuos de la producción animal o vegetal o de cultivos energéticos específicos. El biogás de vertedero implica la extracción de metano a partir de residuos ya vertidos.

Existen otras fuentes de energía renovables productoras de electricidad que no se incluyen en el presente documento. Entre ellas destacan las grandes centrales hidroeléctricas, que constituyen una fuente de energía renovable bien desarrollada y que, en general, no necesita ningún apoyo. La energía geotérmica, la energía del oleaje y mareomotriz, y la energía solar térmica de concentración son otras energías renovables que no están incluidas en el presente informe, ya que sólo tienen apoyos en algunos Estados miembros o bien todavía no se aplican a escala industrial.

3. MERCADO INTERIOR Y ASPECTOS COMERCIALES

3.1. Introducción

El mercado interior de la electricidad y el apoyo de las E-FER están íntimamente ligados. Las energías renovables proporcionan nuevas instalaciones que contribuyen a la seguridad del suministro y amplían la mezcla energética de los productores de electricidad. Por otra parte, los aspectos del mercado interior, como el libre comercio, la transparencia, la separación, la divulgación o los interconectores, pueden acelerar el desarrollo de la E-FER en el mercado interior de la electricidad. En muchos casos, el apoyo a las fuentes de energía renovables está contemplado en las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente[10] . Las normas sobre ayudas estatales pueden influir en la elaboración del sistema de apoyo.

3.2. Separación, transparencia y agentes dominantes

En un mercado con separación[11], un gestor de redes de transporte (GRT) independiente y un gestor de redes de distribución (GRD) independiente están obligados a garantizar unas condiciones equitativas de acceso a la red a todos los productores y tienen que desarrollar la infraestructura de la red de acuerdo con una estrategia a largo plazo, teniendo en cuenta la integración de los recursos procedentes de fuentes de energía renovables.

Algunos países todavía se caracterizan por el dominio de una o varias empresas de energía, a menudo verticalmente integradas. Esto puede dar lugar a una situación de cuasi-monopolio, que podría poner trabas al desarrollo de la E-FER.

Para el buen funcionamiento de **todos** los sistemas de apoyo de E-FER, constituyen un factor esencial unos GRT y GRD verdaderamente independientes.

Los gobiernos tienen que mejorar la información de los consumidores acerca del modo en que se repercute al usuario el coste del apoyo a una energía renovable. De acuerdo con las estimaciones de la Comisión Europea, el apoyo a las fuentes renovables representa entre el 4 % y el 5 % de las tarifas de la electricidad en España, Reino Unido y Alemania y alcanza hasta el 15 % de los costes de las tarifas en Dinamarca. La cuota de la E-FER no hidráulica en dichos países se eleva actualmente al 3,5 % en el Reino Unido, el 9 % en Alemania, el 7 % en España y el 20 % en Dinamarca (véase el anexo 5).

---

10 DO C 37 de 3.2.2001, p 3.

11 La separación está descrita en la Directiva 2003/54/CE del siguiente modo: con el fin de garantizar un acceso a la red eficaz y no discriminatorio, las redes de distribución y transporte han de ser gestionadas a través de entidades independientes desde el punto de vista jurídico y de las funciones, en particular para las actividades de producción y suministro.

3.3. Intermitencia en la producción y compensación de desequilibrios: necesidad de normativa adecuada para combinar la reglamentación sobre el mercado interior y sobre las energías renovables.

La energía eólica – como otras fuentes renovables – es una fuente de energía intermitente. Son especialmente importantes las siguientes cuestiones:

- La predicción del viento. En países como Dinamarca, Reino Unido y España, los productores de E-FER tienen que predecir su producción, igual que otros productores de electricidad. Cuanto más segura es esta predicción, mayor es el valor de las fuentes intermitentes de E-FER.

- La hora limite de presentación de ofertas[12]. Cuanto más se acerca el momento del cierre al periodo de funcionamiento, mejor pueden predecir las tecnologías de E-FER intermitentes cuánta electricidad podrán producir.

- El cobro de los costes de compensación de desequilibrios. El Reino Unido, Dinamarca y España[13] cuentan con sistemas para cobrar los desvíos de la producción de electricidad prevista, de cualquier origen, incluida la electricidad eólica. En el anexo 5 figura un análisis más detallado de los costes de la compensación de desequilibrios.

Un diseño inteligente del sistema de apoyo puede contribuir a paliar el problema de la intermitencia.

En los casos en que la producción energética a partir de fuentes intermitentes cubre una gran proporción del consumo nacional de energía, es importante que los productores de E-FER puedan reaccionar mejor ante los precios de la energía en el mercado al contado. Por lo tanto, la integración en el sistema de grandes porcentajes de energía E-FER intermitente puede agilizarse mediante un sistema de apoyo que incluya un vínculo con el precio de mercado libre de la energía y en consecuencia un enfoque de distribución de riesgos. Esto es lo que sucede con un sistema de primas[14], un sistema de certificados verdes y algunos sistemas de primas, como el usado en España[15].

3.4. Comercio de energía

El impacto de los diferentes sistemas de apoyo sobre el comercio es un aspecto importante de la compatibilidad de las medidas de apoyo a las FER con el mercado interior. Es necesario hacer una distinción entre el intercambio comercial real de la energía (electricidad) y el valor ecológico de la electricidad.

---

12 El plazo que el operador del mercado fija para admitir ofertas de suministro de los productores de electridad.

13 El Reino Unido cuenta con certificados como principal sistema de apoyo a las energías renovables. Dinamarca y España tienen primas.

14 Cabe recordar que los sistemas de primas se suelen clasificar como sistemas de primas, si bien existen diferencias: se aplica a los productores de E-FER una prima por encima del precio del mercado al contado. El precio final pagado a la E-FER fluctúa con el mercado libre de la electricidad normal.

15 El sistema de primas o precios fijos regulados en España incluye gastos por los desvíos de la producción de electricidad para los productores de E-FER, al igual que para el resto de los productores de electricidad.

El comercio real de la E-FER está sometido a las mismas restricciones aplicables a la electricidad convencional[16]. En general es posible y se está produciendo actualmente. El despegue de la E-FER probablemente incrementaría la necesidad de intercambios comerciales transfronterizos de energía y de interconectores más capaces.

El artículo 3, apartado 6, de la Directiva 2003/54/CE establece un sistema de obligatoriedad de información en virtud del cual los consumidores han de ser informados sobre la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles. La plena aplicación de la obligatoriedad de la información incrementará el valor ecológico de la electricidad generada a partir de fuentes renovables. La información sobre el origen de la electricidad también ofrecerá un valor añadido a la cartera de un productor que tenga una mayor cuota de E-FER.

3.5. Normas sobre ayudas estatales

Cuando se habla de competencia en el mercado de la E-FER y en las economías europeas en general, es preciso prestar atención también a los efectos distorsionadores que puede tener el apoyo en el buen funcionamiento del mercado. Como se recuerda en el considerando 12 de la Directiva 2001/77/CE, a este apoyo público se le aplican las disposiciones del Tratado y, en particular, sus artículos 87 y 88. Dicho apoyo suele estar recogido en las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente y puede estar justificado económicamente por una serie de razones, como que los efectos beneficiosos de dichas medidas en el medio ambiente compensen los efectos distorsionadores en la competencia. Habida cuenta de que el uso de las fuentes de energía renovables es una prioridad en la política de la Comunidad, las citadas directrices son bastante generosas con este tipo de sistemas de apoyo. Sobre esta base, durante el periodo 2001 a 2004, la Comisión aprobó unos 60 regímenes de ayudas estatales en apoyo de las fuentes de energía renovables.

3.6. Conclusión principal

La compatibilidad de todos los diversos sistemas de apoyo a la energía obtenida de fuentes renovables con el desarrollo del mercado interior de la electricidad es fundamental a medio y largo plazo. La construcción de un mercado interior europeo debería realizarse a través de una normativa adecuada que tenga en cuenta las etapas necesarias para el desarrollo de la E-FER. La propia concepción del mercado es fundamental para el desarrollo y la aceptación de la E-FER. En su caso, las normas sobre ayudas estatales deben ser tenidas en cuenta al concebir los sistemas de apoyo.

4. COEXISTENCIA O ARMONIZACIÓN

Debido a las enormes diferencias observadas tanto en cuanto a potencial como a evolución en los distintos Estados miembros en lo que respecta a las energías renovables, la armonización parece muy difícil de lograr a corto plazo. Además, introducir cambios a corto plazo en el sistema podría tal vez interrumpir el progreso de determinados mercados y dificultar el logro de los objetivos de los Estados miembros. Sin embargo, las ventajas y desventajas de la armonización frente a los diferentes sistemas actuales tienen que ser analizadas y seguidas de cerca, también y especialmente en lo relativo a la evolución a medio y largo plazo.

---

[16] Actualmente, los intercambios comerciales reales transfronterizos en Europa afectan a casi el 11 % del total de la electricidad.

4.1. Ventajas potenciales

- Varios estudios apuntan a que el coste global para lograr alcanzar el objetivo de la cuota de E-FER en 2010 podría ser notablemente más bajo con la armonización de los certificados verdes o de los sistemas de primas que con la continuación de las actuales políticas nacionales diferentes. No obstante, para poder lograr esta relación coste-eficiencia, son necesarios un mercado interno de la electricidad que funcione mejor y una mayor capacidad de interconexión y de comercio y deberían eliminarse las distorsiones del mercado en forma de apoyo a las fuentes de energía convencionales.

- La integración de fuentes de energía renovables en el mercado interior, con un sólo código de normas básicas, podría crear las economías de escala necesarias para que la industria de la electricidad obtenida de fuentes renovables fuera floreciente y más competitiva.

- Un sistema de certificados verdes a escala europea probablemente daría lugar a un mercado de certificados mayor y por tanto más líquido, con unos precios más estables para los certificados verdes frente a los mercados (nacionales) más reducidos. Sin embargo, es preciso evaluar los costes administrativos de este tipo de sistema comparándolos con los costes administrativos de la situación actual.

- Un sistema de tarifas reguladas a escala europea que tuviera en cuenta la disponibilidad de los recursos locales podría hacer descender los costes de todas las tecnologías FER en los diferentes Estados miembros, puesto que las instalaciones no se limitan a determinados Estados miembros. Este tipo de sistema de primas podría consistir bien en tarifas fijas o bien en tarifas con «primas» por encima del precio de base ligado al precio medio de la electricidad.

4.2. Posibles desventajas

- Un sistema de certificados verdes armonizado sólo puede funcionar si da lugar a precios y multas correctos para los certificados en toda la UE y de este modo al incremento gradual más eficiente de instalaciones de FER en los diferentes países. Unas fluctuaciones importantes en el precio de los certificados verdes pueden producir una mayor incertidumbre en el inversor y una reducción del incremento de FER.

- Es necesario disponer de considerable información sobre las tecnologías y costes para optimizar las tarifas y mantener unos costes bajos para un sistema armonizado de primas. Así pues, si estas cuestiones no se gestionan adecuadamente, el sistema correría el riesgo de volverse caro y excesivamente rígido.

- La armonización a través de un sistema de certificados verdes en que no hubiera diferenciación por tecnologías influiría negativamente en la eficiencia dinámica. Puesto que un sistema de este tipo fomentaría en primer lugar la relación coste-eficiencia, sólo se expandirían las tecnologías más competitivas en este momento. Aunque este tipo de resultado fuese beneficioso a corto plazo, la inversión en otras tecnologías prometedoras podría no recibir suficiente estímulo a través del sistema de certificados verdes. Así pues, sería necesario complementar este tipo de sistema con otras políticas.

- Los Estados miembros que se convierten en importadores de E-FER en un sistema armonizado pueden no tener intención de correr con los gastos si no se benefician de los efectos benéficos locales (empleo y desarrollo rural, diversidad y por tanto seguridad de

suministros energéticos autóctonos y menor contaminación local) que podrían obtener si las energías renovables se produjesen en su territorio.

- Por otra parte, incluso los países exportadores pueden no estar dispuestos a contar con más capacidad de FER de la que necesitan para sus propios objetivos, ya que esto podría crear una oposición de la población frente a futuras instalaciones de FER (el llamado fenómeno del NIMBY-ismo[17]).

5. OBSTÁCULOS ADMINISTRATIVOS

Es imposible separar los debates sobre los sistemas de apoyo de la cuestión de las trabas administrativas. Para lograr los objetivos de penetración de la E-FER de forma rentable, es necesario crear un proceso que agilice la producción de más E-FER en el momento adecuado y de forma sencilla.

Este capítulo – de conformidad con el artículo 6 de la Directiva 2001/77/CE – analizará los diferentes problemas y propondrá soluciones para reducir la carga administrativa (para más información, véase el anexo 6).

5.1. Obstáculos encontrados

Los obstáculos con que se enfrentan los responsables de proyectos y los inversores a la hora de instalar nuevas capacidades pueden ser de carácter administrativo, de la red, de tipo social y financieros. Recientemente, la Comisión inició un proceso de consulta pública sobre el modo en que se percibían los obstáculos[18].

Las trabas administrativas señaladas pueden clasificarse en las categorías siguientes:

1. Gran número de autoridades implicadas y falta de coordinación entre ellas.

Una cuestión importante que podría obstaculizar la mayor presencia de las fuentes de energía renovables es la existencia de varios niveles de competencia para la autorización de unidades generadoras. Las exigencias impuestas por las numerosas autoridades implicadas (nacionales, regionales y locales) a menudo provocan retrasos, incertidumbre sobre la inversión, multiplicación de esfuerzos y pueden provocar una mayor demanda de incentivos por parte de los promotores para compensar los riesgos de la inversión o la intensidad de capital inicial del proyecto.

Cuando están implicados diferentes niveles de administración, los Estados miembros deberían nombrar **servicios únicos de autorización,** responsables de la *coordinación* de varios procedimientos administrativos, como el «*Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie*» para la energía eólica marina en Alemania. Las diferentes autoridades deberían utilizar también formularios y requisitos normalizados.

---

17 NIMBY es el acrónimo de la expresión inglesa «Not In My Back Yard», que podría traducirse como «Sí, pero no aquí».

18 La consulta a las partes interesadas consistía en un cuestionario en Internet y entrevistas de seguimiento. Este proceso figura en la evaluación del impacto que acompaña a la presente Comunicación.

2. Largos periodos de espera necesarios para obtener los permisos pertinentes

En el caso de los proyectos eólicos en tierra, los procedimientos de autorización pueden llevar entre dos y siete años[19], lo que ha llevado a algunos a insinuar que se pretendía la «congelación» total del desarrollo del mercado. El historial de los procedimientos de autorización de los proyectos eólicos marinos muestra una ineficacia mayor aún, ya que hasta hace poco no se habían establecido procedimientos claros para el reparto de responsabilidades entre las diferentes autoridades gubernamentales afectadas.

Se recomienda encarecidamente la elaboración de directrices claras para los procedimientos de autorización, en los que es necesario incorporar plazos obligatorios de respuesta para las autoridades competentes. La fijación de índices de aprobación[20] es una herramienta excelente para comprobar la racionalización de las autorizaciones.

3. Fuentes de energía renovables insuficientemente tenidas en cuenta en la ordenación del territorio

En muchos países y regiones, la evolución futura de los proyectos de FER no se tiene en cuenta a la hora de elaborar planes de ordenación territorial. Esto significa que es preciso adoptar nuevos planes de ordenación del territorio para permitir la puesta en marcha de un proyecto E-FER en una zona específica. Este proceso puede llevar mucho tiempo. A menudo, la obtención de los permisos relativos a la ordenación del territorio lleva la mayor parte del tiempo total necesario para el desarrollo de un proyecto. Esto es lo que ocurre, por ejemplo, con los proyectos en el ámbito de la energía eólica y la biomasa. Deberá incitarse a las autoridades a que **actúen previendo el desarrollo de futuros proyectos de FER (preordenación)** en su región y asignen zonas adecuadas.

Cuando la competencia recae en autoridades de distinto nivel, una posible solución puede ser la **preordenación** llevada a cabo en Dinamarca y Alemania, donde los municipios tienen que asignar emplazamientos que estén disponibles a proyectos para un nivel determinado de capacidad de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En estas zonas preplanificadas, los requisitos del permiso son menores y se aplican con mayor rapidez. En Suecia, dichas zonas se conocen como «zonas de interés nacional para la energía eólica».

El proceso de planificación y concesión de permisos también está relacionado con el cumplimiento de la legislación europea en materia de medio ambiente, como la Directiva marco del agua, la Directiva de hábitats y la de aves silvestres. La Comisión proseguirá su trabajo – como por ejemplo en la actual iniciativa de la Comisión relativa al vínculo entre la Directiva marco del agua y la Directiva sobre electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, como la energía hidráulica – con el fin de incrementar la transparencia y claridad en la aplicación de estas Directivas respecto al desarrollo de las energías renovables.

---

19 Este periodo se refiere a los Países Bajos y Escocia.

20 La *British Wind Energy Association* publica todos los años índices de aprobación: el año pasado – 2004 – el índice de aprobación fue del 80 %.

5.2. Recomendaciones relativas a los obstáculos administrativos

Como la situación relativa a los procedimientos de autorización difiere notablemente de un Estado miembro a otro, sólo pueden formularse recomendaciones para su mejora de carácter general. La Directiva sobre la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (2001/77/CE) insta a que se abrevie el proceso de autorización en general. Esto sólo puede lograrse mediante el firme compromiso y la participación de los gobiernos centrales conjuntamente con las autoridades regionales y locales – pero con competencias muy claras para cada nivel. La Comisión recomienda las siguientes actuaciones:

- Deberán crearse **servicios únicos de autorización** que se ocupen de tramitar las solicitudes de autorización y faciliten asistencia a los solicitantes.

- Los Estados miembros deberán establecer **directrices claras,** con una precisa atribución de responsabilidades, para los procedimientos de autorización. Tal como establece la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, los procedimientos de autorización deben basarse en criterios objetivos, no discriminatorios y conocidos de antemano por las empresas interesadas, de forma que queden establecidos los límites del ejercicio de la facultad de apreciación de las autoridades nacionales, con el fin de que ésta no pueda utilizarse de manera arbitraria[21].

- Los Estados miembros deberán establecer **mecanismos de preordenación** en los que los municipios y regiones tengan que asignar emplazamientos para las diferentes fuentes de energía renovables.

- Para los proyectos pequeños deberán crearse **procedimientos simplificados.**

- Orientación sobre la relación con la legislación europea en materia de medio ambiente.

6. CUESTIONES RELATIVAS AL ACCESO A LA RED ELÉCTRICA

El acceso a la red eléctrica, a un precio razonable y transparente, es el principal objetivo del artículo 7 de la Directiva 2001/77/CE y es fundamental para el desarrollo de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En él se exige a los Estados miembros que creen medidas para agilizar el acceso a la red para la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables.

La infraestructura de la red se construyó principalmente cuando el sector de la electricidad era de propiedad pública y ha sido diseñada para permitir la instalación de grandes centrales energéticas cerca de minas y ríos, o cerca de los principales centros de consumo. La generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables no suele estar situada en los mismos lugares que la producción de electricidad convencional y, en general, su escala de generación es diferente. Aunque algunas centrales eléctricas de biomasa pueden tener una capacidad de cerca de 200 MW y los parques eólicos están creciendo hasta llegar a dimensiones parecidas, la escala normal de las centrales generadoras de electricidad a partir de fuentes de energía renovables es más reducida. La producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables suele estar conectada con la red eléctrica de distribución y es

[21] Véase la sentencia del Tribunal de Justicia de 20 de febrero de 2001 en el caso C-205/99, «Analir».

propensa a inversiones en extensiones y refuerzos de la red además de las inversiones en conexión. Los Estados miembros, salvo pocas excepciones, han creado **disposiciones legislativas** que aseguran que los gestores de la red garantizan el transporte y distribución de electricidad renovable. El acceso prioritario en la ordenación del funcionamiento a nivel del transporte, sin embargo, no está contemplado en muchos casos.

Es preciso disponer de **normas transparentes** para asumir y compartir los costes de inversión en la red necesarios, ya que muchos obstáculos de conexión a la red proceden de la falta de normas de este tipo. Las normas que se han establecido y su nivel de transparencia varían considerablemente entre Estados miembros. Queda mucho todavía por hacer en lo relativo a la transparencia de la participación en los gastos.

En varios países pueden encontrarse **prácticas correctas**, como en Dinamarca, Finlandia, Alemania y los Países Bajos. En estos países se han creado normas transparentes para la asunción y distribución de los costes de diversas inversiones en la red eléctrica. Estos países han elegido un enfoque de costes parciales («shallow cost»), en virtud del cual dichos costes de conexión a la red eléctrica corren a cargo de los responsables de proyectos que solicitan la conexión o son compartidos con los gestores de la red, mientras que los costes relativos a las necesarias ampliaciones y refuerzos de la red, tanto en la distribución como en el transporte, son asumidos por los gestores de la red, y repercutidos a través de la estructura tarifaria de la red. En Dinamarca, algunos costes de conexión para la energía eólica también son asumidos por el gestor de la red, con lo que se reduce la carga económica de los productores de energía eólica en cuanto a costes de inversión en la red. Aunque los Países Bajos no conceden acceso prioritario, todos los costes de conexión, en general, corren a cargo de los gestores de la red.

La E-FER puede encontrarse con falta de capacidad suficiente en la red. Este obstáculo es aún mayor por la falta de normas claramente aplicadas para asumir y compartir diversos costes de inversión en la red, así como por la existencia de integración vertical y servicios públicos dominantes.

Para garantizar que la E-FER llegue a suponer una cuota considerable de la mezcla de electricidad, es necesaria una mejor planificación y una gestión global de las redes. El Programa de redes transeuropeas de energía y los Programas Marco de investigación y desarrollo tecnológico de la Unión Europea han comenzado a financiar estudios sobre la adaptación y optimización de la red eléctrica para la integración de proyectos de E-FER.

La Comisión recomienda, en primer lugar, que los principios para la asunción y el reparto de los costes sean totalmente transparentes y no discriminatorios. En segundo lugar, el necesario desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica ha de ser acometido para ajustarse a la nueva evolución de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En tercer lugar, los costes asociados al desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica deben ser asumidos por los gestores de la red. Por último, los precios fijados para la electricidad en toda la red eléctrica deben ser equitativos y transparentes, teniendo en cuenta las ventajas de la producción integrada.

7. GARANTÍAS DE ORIGEN

Los Estados miembros tienen que aplicar un sistema que garantice el origen de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables con el fin de facilitar el comercio e incrementar la transparencia para el consumidor[22]. Asimismo, tienen que velar por que se expidan, previa solicitud, garantías de origen. Actualmente, la aplicación de las garantías de origen varía según los Estados miembros, como puede observarse en el anexo 7.

La nueva Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad[23] fue adoptada después de la Directiva 2001/77/CE. De conformidad con el artículo 3, apartado 6, de la Directiva 2003/54/CE, los Estados miembros tienen que aplicar un plan para la información relativa a la mezcla de combustibles. La Comisión contempla esta disposición como una medida importante para lograr el objetivo de la transparencia para el consumidor, ya que abarca a todo el sector eléctrico y no sólo a la electricidad obtenida de fuentes de energía renovables. La garantía de origen podría utilizarse como una base para esta información.

Los intercambios comerciales de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables continúan, pero todavía no se han producido transferencias de esta electricidad generada en un país hacia otro país para cumplir los objetivos de este último. Para evitar el doble recuento, no es absolutamente necesario contar con una garantía de origen uniforme. Sin embargo, es necesario acordar un sistema estanco para el reembolso de los certificados verdes «utilizados». Este tipo de sistema existe en varios Estados miembros y podría coordinarse más o incluso armonizarse si fuera necesario para volúmenes más importantes de comercio transfronterizo.

8. CONCLUSIONES

La hora de la coordinación

Al tiempo que adquieren una experiencia importante en la UE con los sistemas de apoyo para la energía renovable, los sistemas nacionales que compiten pueden considerarse sanos al menos durante un periodo transitorio. La competencia entre sistemas nacionales deberá dar lugar a una mayor variedad de soluciones y también producirá ventajas: por ejemplo, un sistema de certificados verdes se beneficia de la existencia de un sistema de primas, ya que los costes de las tecnologías menos eficientes bajan debido al proceso de aprendizaje tecnológico, lo que a su vez revierte en costes de transferencia más bajos para los consumidores. Por otra parte, es demasiado pronto para comparar las ventajas e inconvenientes de mecanismos de apoyo bien establecidos con sistemas con una historia relativamente corta. Por lo tanto, y considerando todos los análisis de la presente Comunicación, la Comisión no considera adecuado presentar un sistema europeo armonizado en esta etapa.

La Comisión considera que sería adecuado un enfoque **coordinado** para los sistemas de apoyo para las fuentes de energía renovables, basado en dos pilares: **cooperación** entre países y optimización del impacto de los sistemas nacionales.

---

22 Artículo 5 de la Directiva 2001/77/CE.

23 Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

8.1. Cooperación

Una coordinación más intensa entre países en forma de «**cooperación**» podría resultar útil para el desarrollo de los diferentes sistemas de apoyo dentro de Europa. La reciente cooperación entre los sistemas de primas en Alemania, España y Francia o sobre el Mercado Ibérico de la Electricidad y el nuevo plan para un sistema de certificados verdes comunes para Suecia y Noruega pueden servir de ejemplo para otros. Los Estados miembros cuyos sistemas tengan un nivel de semejanza suficiente podrán armonizarse entre ellos más adelante.

8.2. Optimización

La Comisión propone un proceso para la **optimización de los sistemas nacionales** y recuerda que la inestabilidad o ineficacia de los sistemas se suele traducir en costes más elevados para los consumidores. La optimización se refiere a los mecanismos económicos y a la relación coste-eficacia, pero también requiere la supresión de las trabas administrativas y de acceso a la red eléctrica.

Los Estados miembros optimizarán y ajustarán sus sistemas de apoyo y para ello habrán de:

- **Incrementar la estabilidad legislativa y reducir el riesgo de inversión**. Uno de los principales problemas que plantean los sistemas de apoyo nacionales es el carácter de restricción-expansión del sistema. Cualquier inestabilidad en el sistema crea grandes riesgos para la inversión, que suelen adoptar la forma de mayores costes para los consumidores. Así pues, el sistema necesita ser considerado estable y fiable por los participantes en el mercado a largo plazo para reducir los riesgos percibidos. La reducción del riesgo de la inversión y el incremento de la liquidez son cuestiones importantes, en particular en el mercado de los certificados verdes. La elaboración de un mecanismo de apoyo tiene que minimizar los riesgos de mercado innecesarios. La opción de contratos a largo plazo podrá mejorar con una mayor liquidez, que ofrecerá un precio de mercado más claro.

- **Reducir los obstáculos administrativos** y racionalizar los procedimientos. Los requisitos administrativos para los sistemas de apoyo para el acceso deberían reducirse con el fin de minimizar la carga que revierte en los consumidores. Además de la plena aplicación de la Directiva de la E-FER, las propuestas concretas a los Estados miembros son unas directrices claras, unos servicios únicos de autorización, la creación de mecanismos de preordenación y unos procedimientos simplificados.

- **Afrontar las cuestiones de la red** y la transparencia de las condiciones para la conexión. Es necesario planificar y desarrollar con antelación y con financiación adecuada el refuerzo del transporte. La Comisión recomienda, en primer lugar, que los principios para la asunción y el reparto de los costes sean totalmente transparentes y no discriminatorios. En segundo lugar, debe acometerse el necesario desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica para ajustarse a la nueva evolución de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En tercer lugar, los costes asociados al desarrollo de la infraestructura de la red eléctrica normalmente deben correr a cargo de los gestores de la red. Por último, los precios fijados para la electricidad en toda la red eléctrica deben ser equitativos y transparentes, teniendo en cuenta las ventajas de la producción integrada.

- **Fomentar la diversidad tecnológica**. Algunos sistemas de apoyo tienden a financiar únicamente la tecnología renovable más sólida en cuanto a competitividad de costes. Por ejemplo, la energía eólica marina probablemente no se habría desarrollado si hubiera figurado en el mismo marco financiero que la energía eólica terrestre. Este tipo de sistemas podrían complementarse, por lo tanto, con otros instrumentos de apoyo, al objeto de diversificar el desarrollo tecnológico. Una buena política global de apoyo para la electricidad obtenida de fuentes de energía renovables debería incluir preferiblemente diferentes tecnologías renovables.

- Los Estados miembros deberán usar mejor las posibilidades de **exenciones fiscales y reducciones** ofrecidas en virtud de la Directiva sobre la imposición de los productos energéticos[24].

- **Garantizar la compatibilidad con el mercado interior de la electricidad.** Los Estados miembros de la UE están en vías de liberalizar sus mercados de la energía. Este criterio evalúa la facilidad con la que un sistema de apoyo puede ser integrado en un mercado de energía liberalizado, y su eficacia en el funcionamiento conjunto con los mecanismos políticos nuevos y existentes.

- **Fomentar el empleo y los beneficios a escala local y regional.** Una parte considerable de los beneficios públicos que buscan las políticas de apoyo a las energías renovables se refieren a las políticas de empleo y sociales y al desarrollo rural, mientras que otros objetivos políticos nacionales deben ser respetados y debidamente tenidos en cuenta.

- **Proceder al emparejamiento con acciones relativas a la eficacia energética y la gestión de la demanda**. El progreso de la generación de electricidad obtenida de fuentes renovables está siendo contrarrestado por un crecimiento excesivo del consumo de electricidad, que debe ser evitado. Sólo una combinación de medidas de apoyo a la E-FER con medidas de eficiencia del uso final de la electricidad hará que Europa siga progresando hacia sus objetivos de política energética.

8.3. Próximas etapas

Habida cuenta de los objetivos de 2010, no se recomienda un cambio reglamentario de importancia a escala comunitaria a corto plazo. Sin embargo, considerando el esfuerzo común en pro de la realización del mercado interior de la electricidad y las posibilidades para una mejor relación coste-eficacia, la Comisión seguirá analizando las opciones y los impactos de una mayor optimización, coordinación y posible armonización, las condiciones en cuanto al progreso en la liberalización y capacidad de transporte, y aprenderá de las nuevas experiencias adquiridas con los distintos sistemas de apoyo de los Estados miembros.

La Comisión seguirá muy de cerca la evolución de la situación en la política sobre las fuentes de energía renovables en la UE y, a más tardar en diciembre de 2007, elaborará un informe sobre el nivel de los sistemas de los Estados miembros para fomentar la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables dentro de la evaluación en curso relativa a los objetivos de 2020 y a un marco político para la energía renovable a partir de 2010. Basándose en los resultados de esta evaluación, la Comisión puede proponer un enfoque y un

---

[24] Directiva 2003/96/CE por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad (DO 283 de 31.10.2003, p. 51).

marco diferentes para los planes para apoyar la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en la Unión Europea, teniendo en cuenta la necesidad de un periodo transitorio y de disposiciones adecuadas. En particular, se analizarán las ventajas y desventajas de una mayor armonización.

El Parlamento Europeo acaba de adoptar una Resolución sobre la cuota de las energías renovables en la UE[25] en que se aclaran los criterios para un posible futuro sistema armonizado de incentivos europeo.

De conformidad con el artículo 4 de la Directiva 2001/77/CE, la Comisión continuará evaluando los resultados, incluida la relación coste-eficacia, de los sistemas de apoyo. El informe irá acompañado, en su caso, de una propuesta de marco comunitario para los sistemas de apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Cualquier propuesta que se presente en este sentido debería:

a) *contribuir al logro de los objetivos indicativos nacionales;*

b) *ser compatible con los principios del mercado interior de la electricidad;*

c) *tener en cuenta las características de las distintas fuentes de energía renovables, junto con las distintas tecnologías y los diversos aspectos geográficos;*

d) *promover la utilización de las fuentes de energía renovables de una manera eficaz, y ser sencilla y, al mismo tiempo, lo más eficiente posible, especialmente en términos de costes;*

e) *prever unos períodos transitorios suficientes para los sistemas nacionales de apoyo de al menos siete años y mantener la confianza de los inversores.*

---

[25] Resolución del PE, 28 de septiembre de 2005 (Informe Turmes sobre la cuota de las energías renovables en la UE y las propuestas de medidas concretas).

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%[26]. 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.

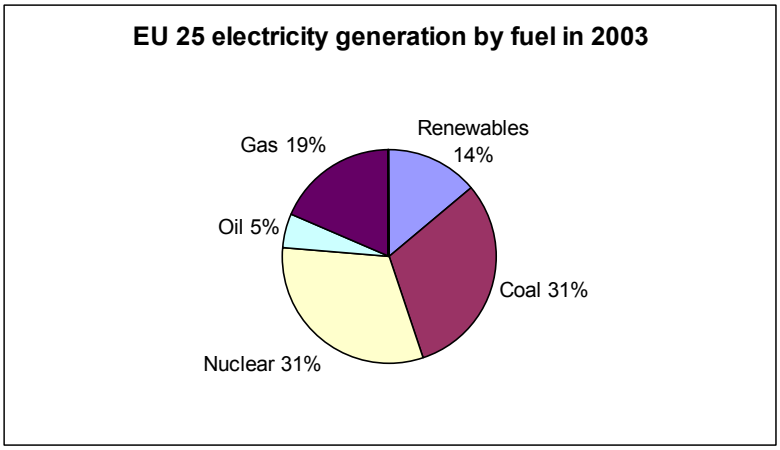


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

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.

[26] Romania has set up a target for passing from 28% to 33% by 2010 and Bulgaria from 6% to 11% by 2010.

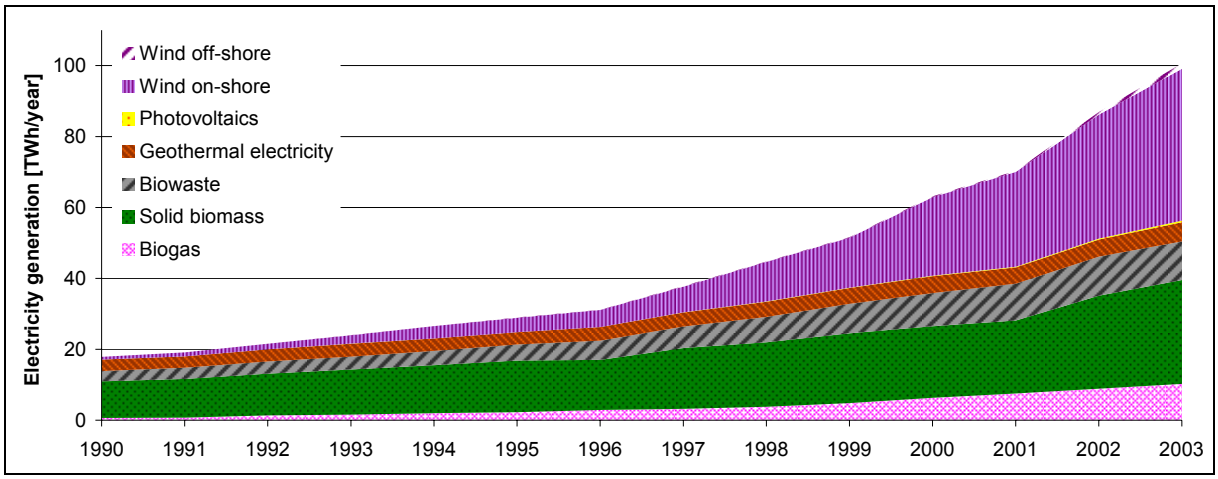


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

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.

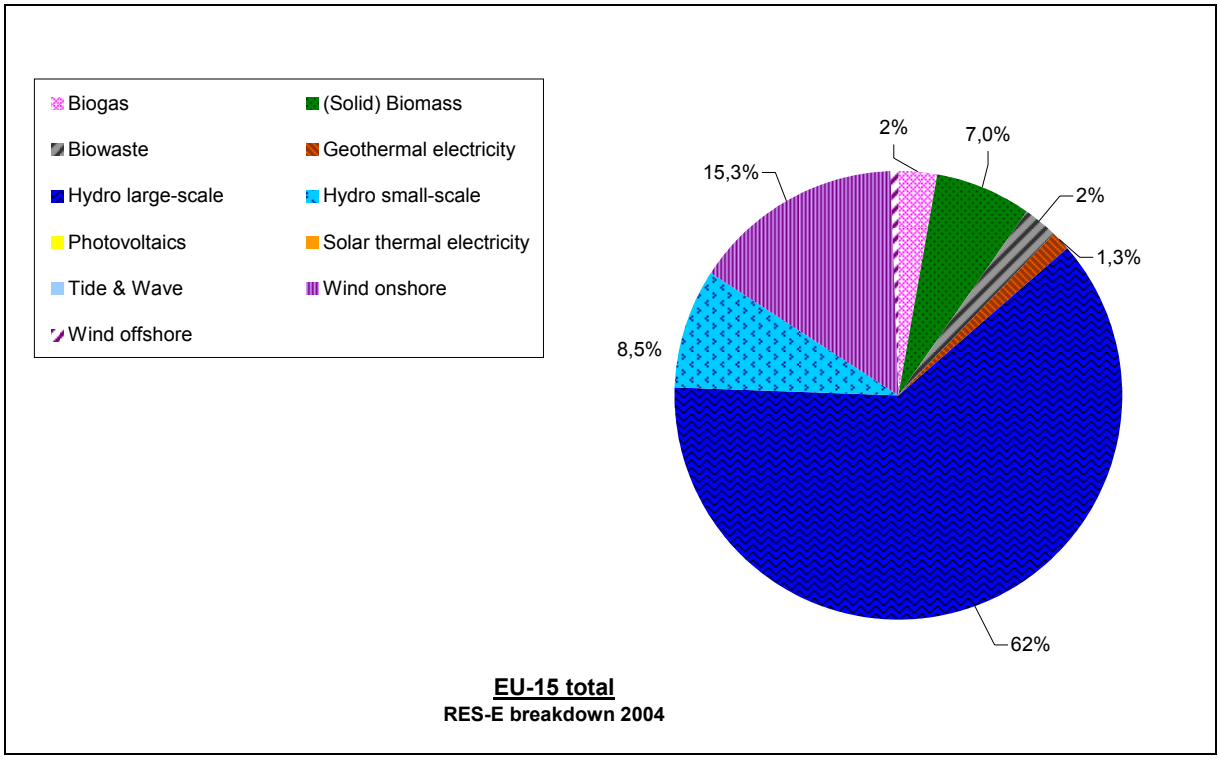


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.

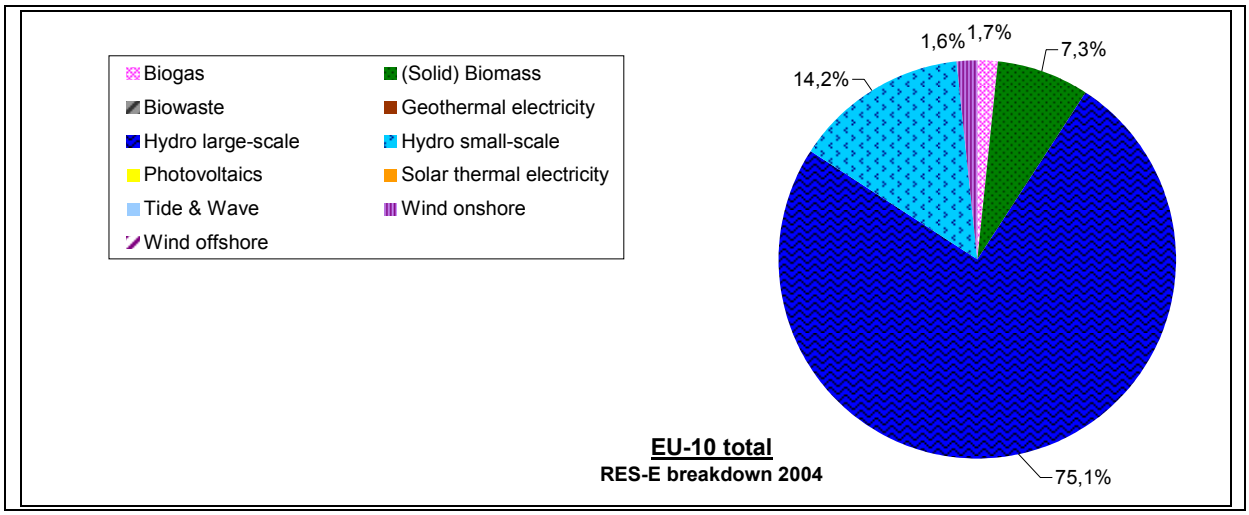


Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.

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
Austria	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.
Belgium	Quota obligation system / TGC[27] 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.
Denmark	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.
Finland	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.
France	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.
Germany	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs are guaranteed for 20 years (Renewable Energy Act). Furthermore soft loans and tax incentives are available.
Greece	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Feed-in tariffs are guaranteed for 10 years. Investment incentives up to 40%.
Ireland	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.
Italy	Quota obligation system / TGC. Anew feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5th 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.
Luxembourg	Feed-in tariffs.	Feed-in tariffs guaranteed for 10 years (for PV for 20 years). Investment incentives also available.
Netherlands	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.
Portugal	Feed-in tariffs combined with investment incentives.	Investment incentives up to 40%.
Spain	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.
Sweden	Quota obligation system / TGC.	Obligation (based on TGCs) on electricity consumers. For wind energy, investment incentives and a small environmental bonus are available.
UK	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).

[27] TGC = tradable green certificates.

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

Country	Main electricity support schemes	Comments
Cyprus	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.
Czech Republic	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..
Estonia	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.
Hungary	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.
Latvia	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.
Lithuania	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.
Malta	Low VAT rate for solar.	Very little attention to RES-E so far.
Poland	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.
Slovak Republic	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.
Slovenia	Feed-in system combined with long-term guaranteed contracts, CO_2 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.

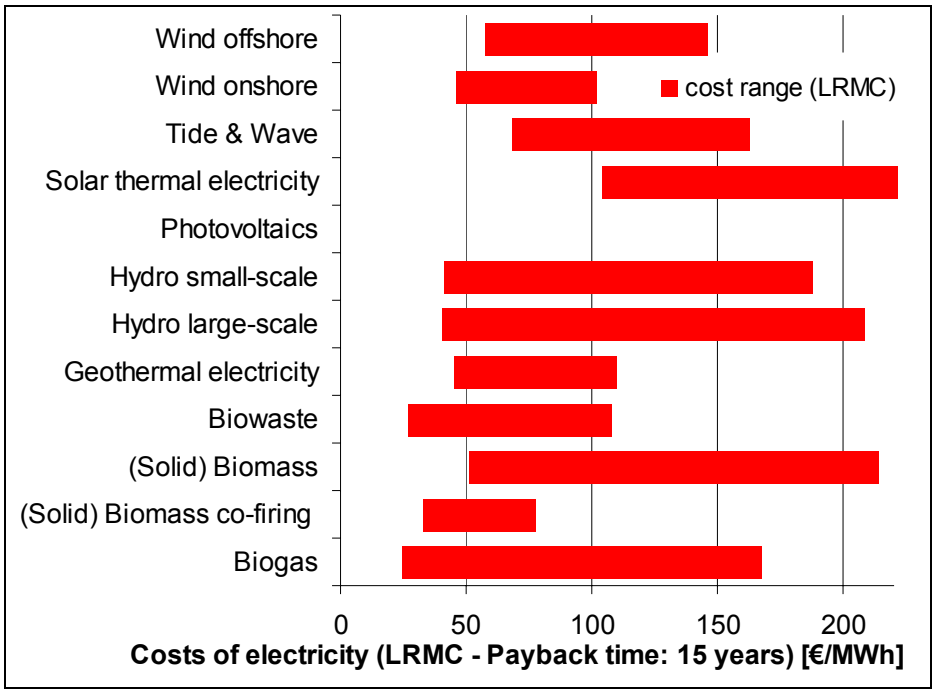


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

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[28] 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%

[28] 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:

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

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:

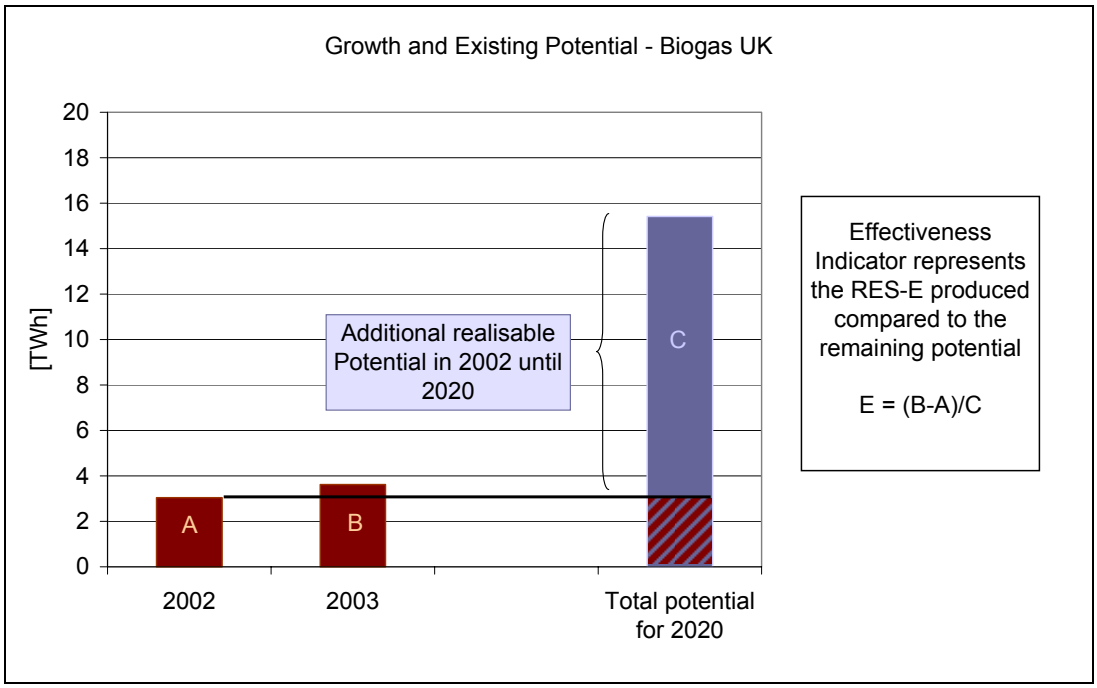


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven years[29]. 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[30] in a linear manner.

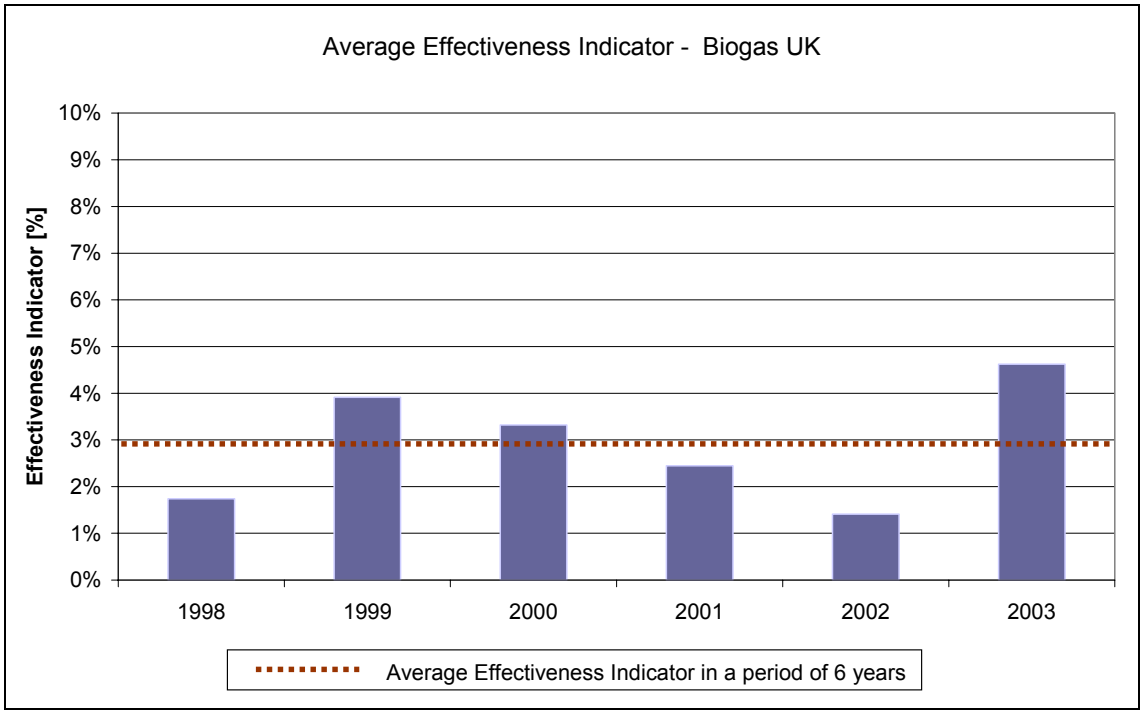


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

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.

29 The period of seven years applies to the case of wind energy and PV.

30 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).

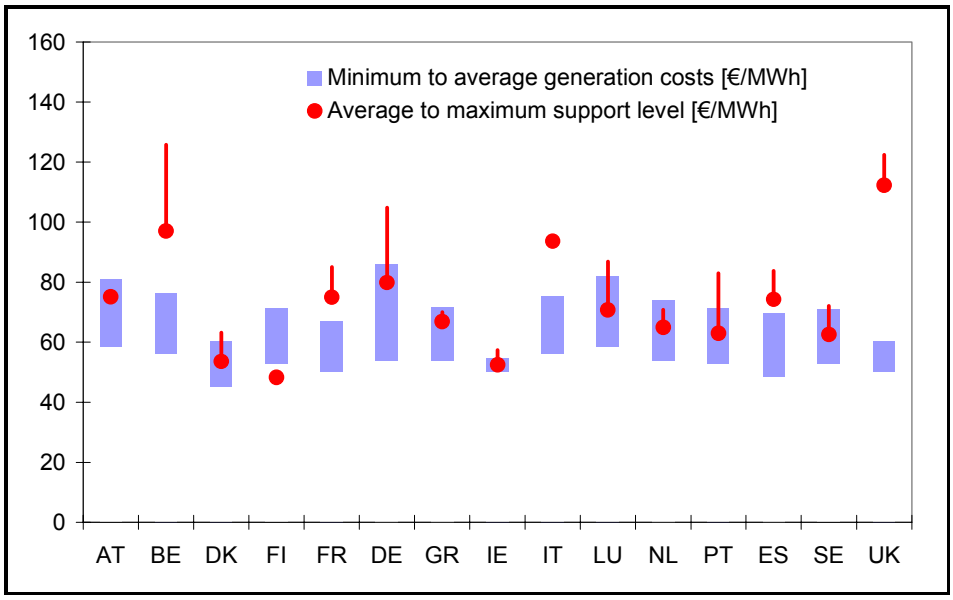


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

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.

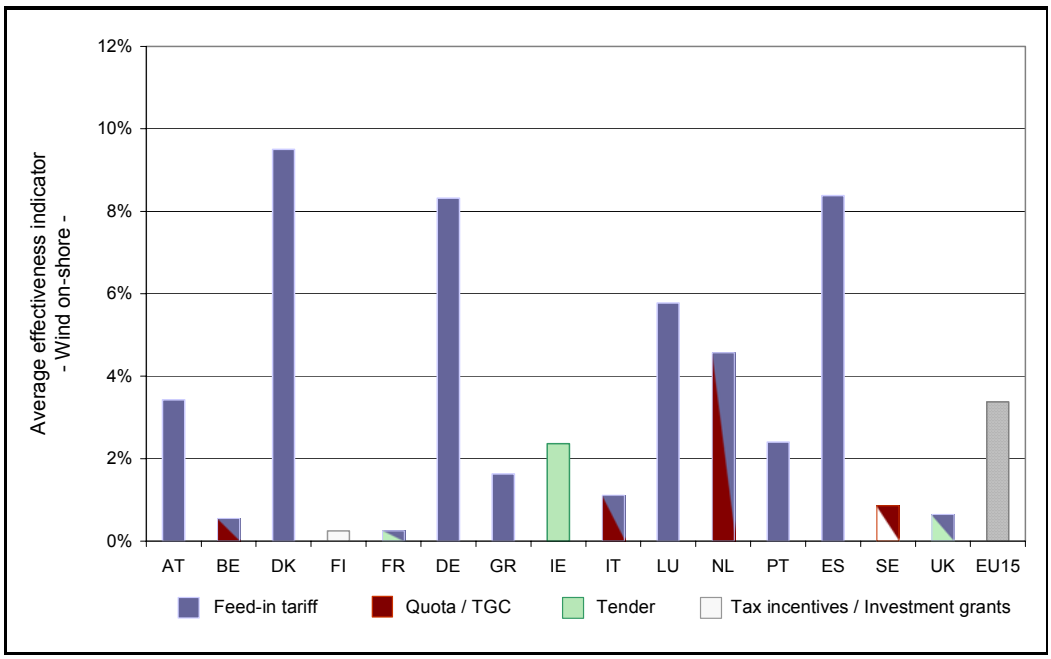


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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[31].

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[32], 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[33].

---

31 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).

32 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.

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

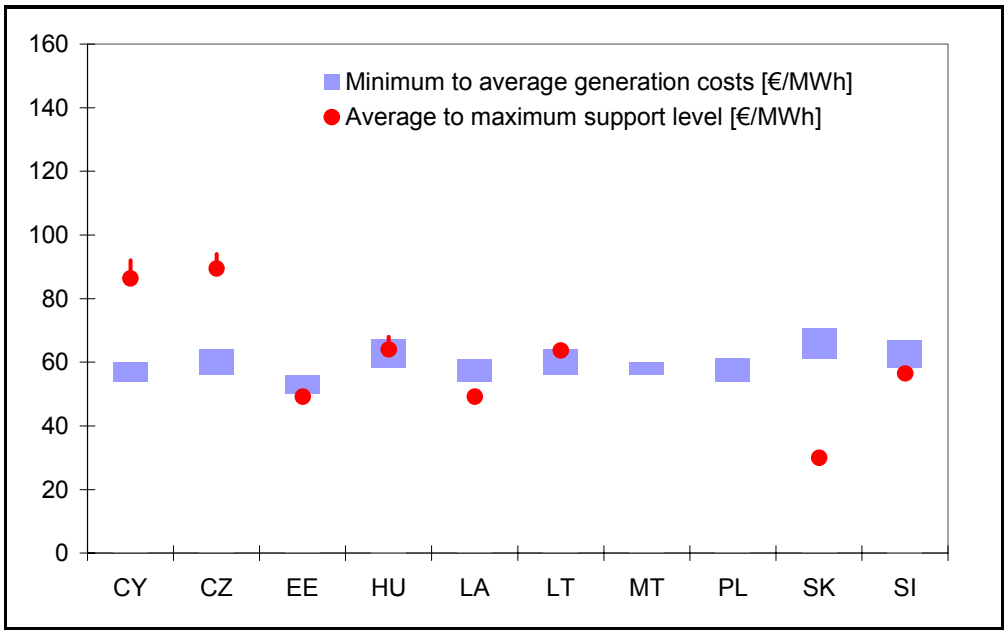


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind <u>onshore in EU-10</u> Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

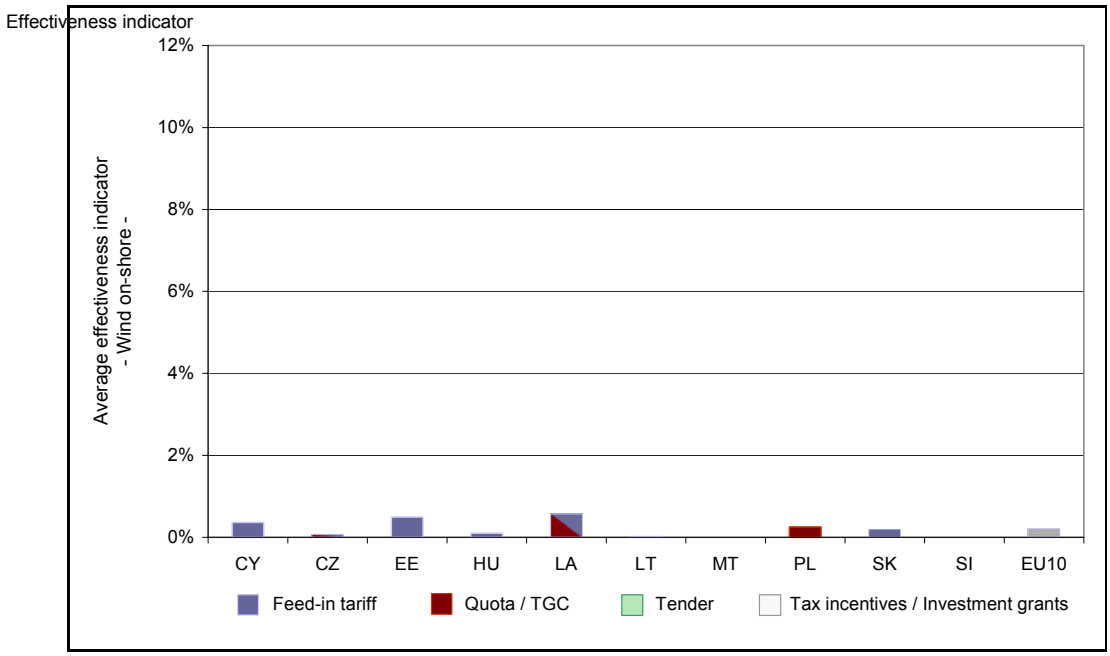


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Biogas[34]

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[35] 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)[36], 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.

---

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

35 Paid for new installations until December 2004. The system has now stopped.

36 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.

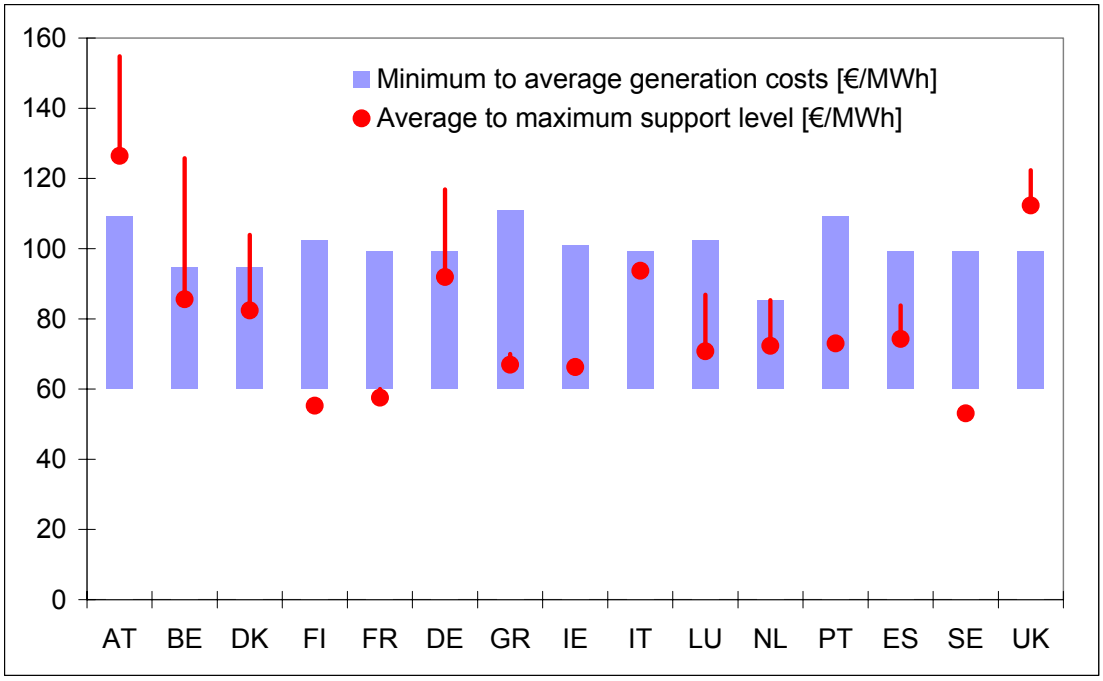


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

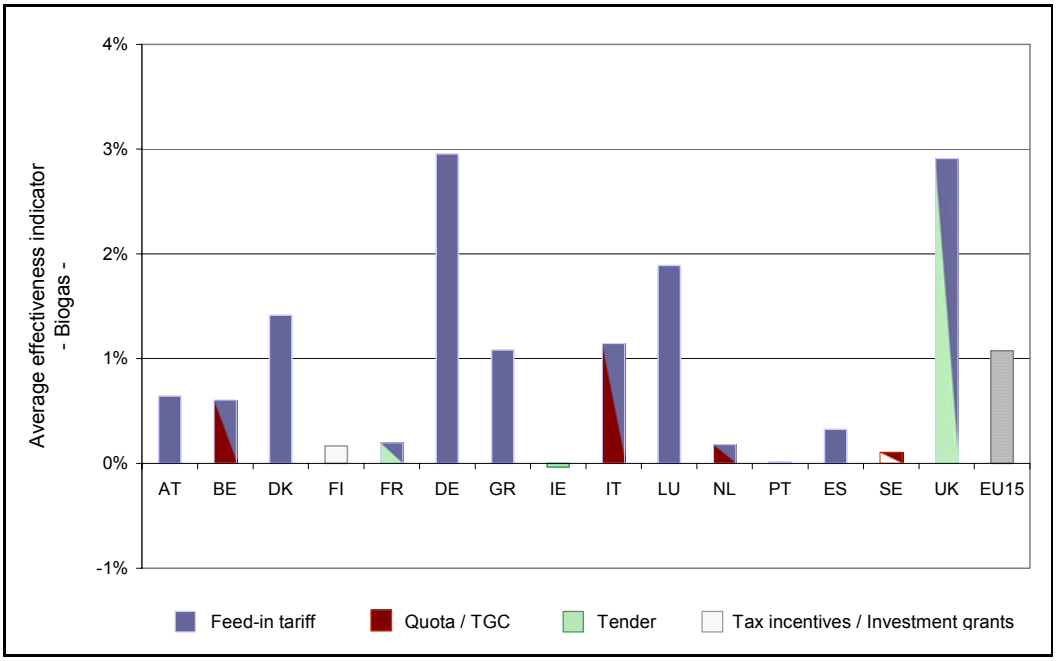


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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)[37]. 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.

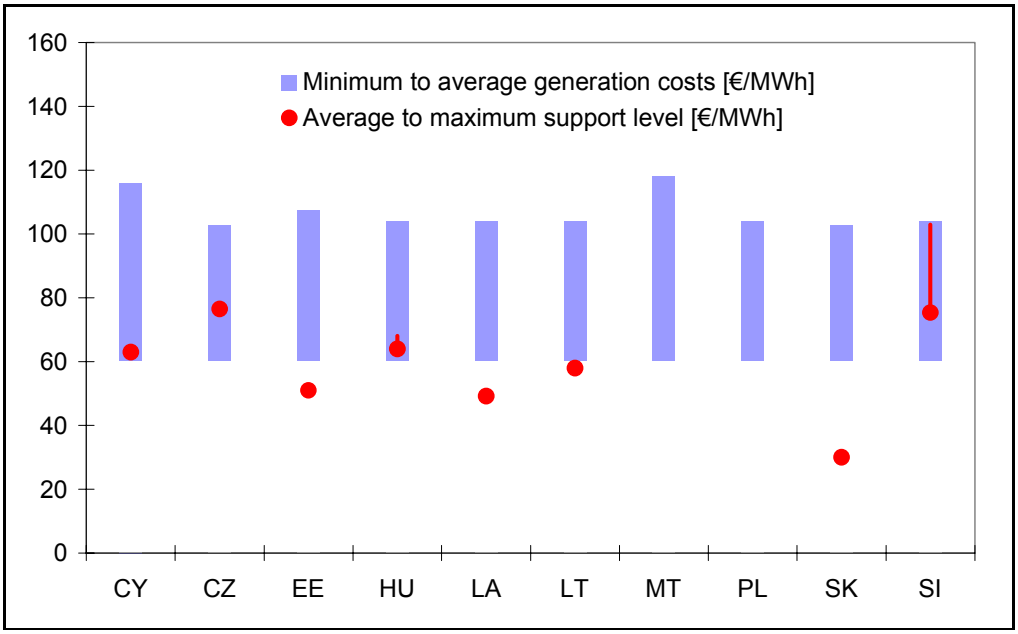


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

[37] 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).

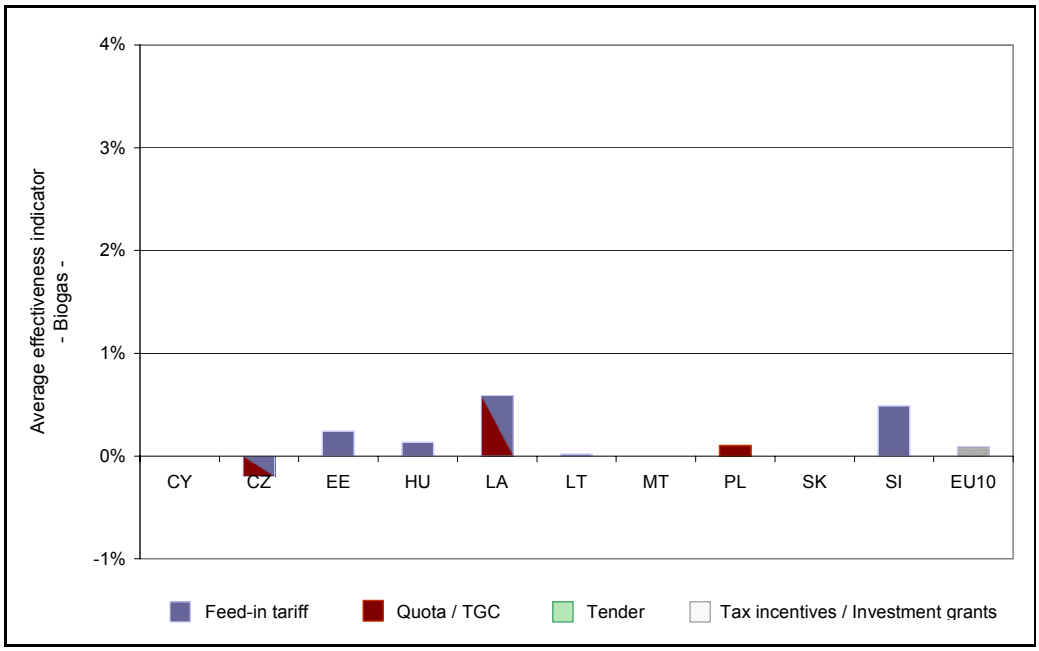


Figure 11:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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[38]. The level of Member States support in the EU-10 is generally relatively lower than in the EU-15.

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

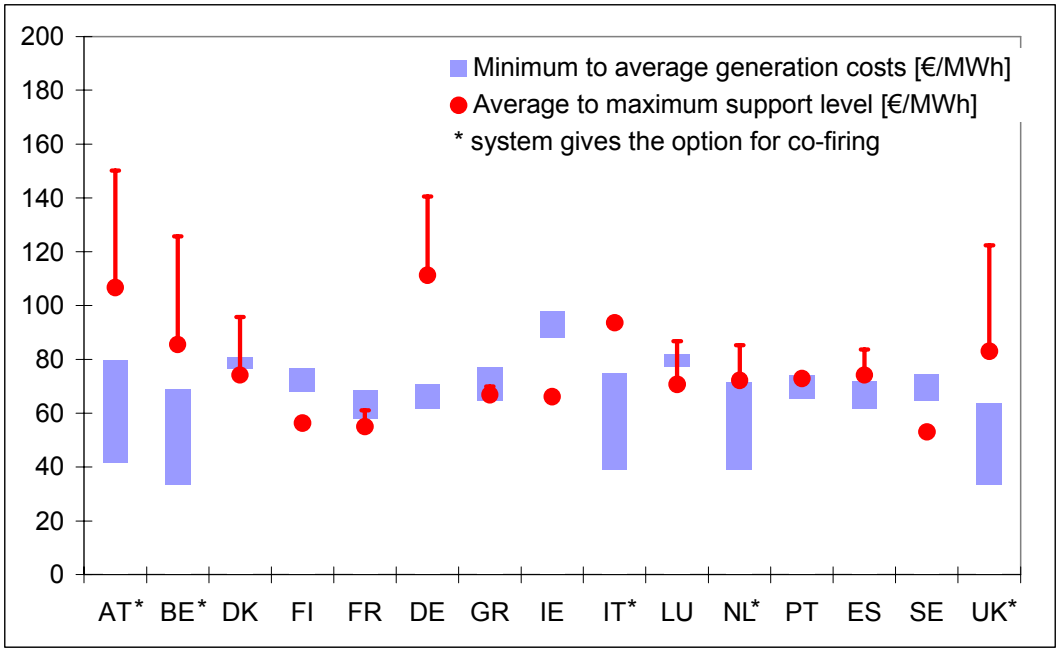


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

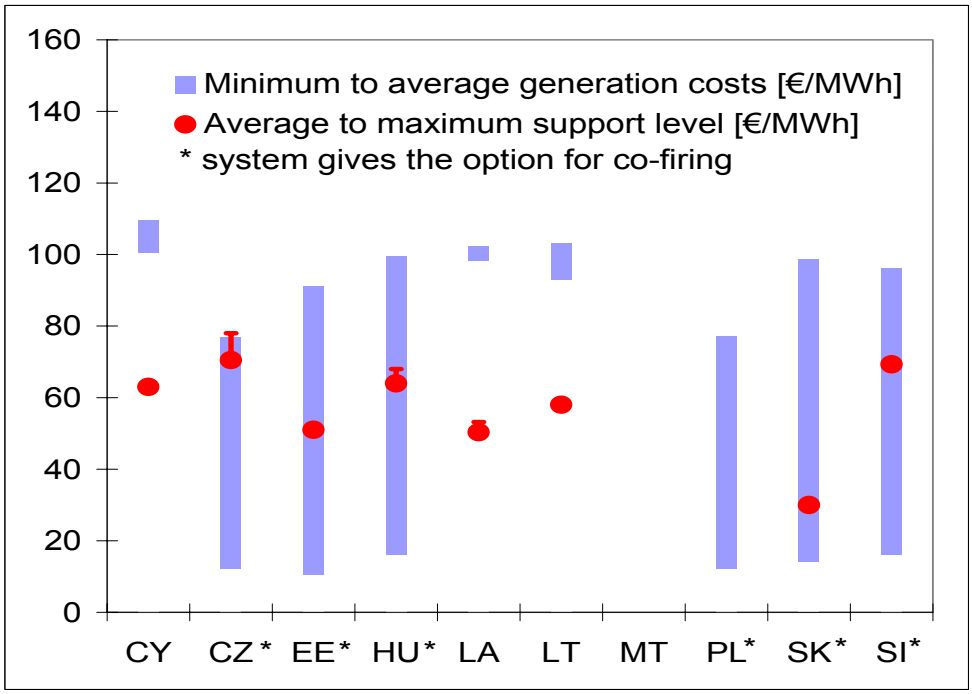


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = *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[39]. This confirms the conclusion of the Communication of May 2004[40] that the development of biomass electricity is lagging behind expectations at EU level.

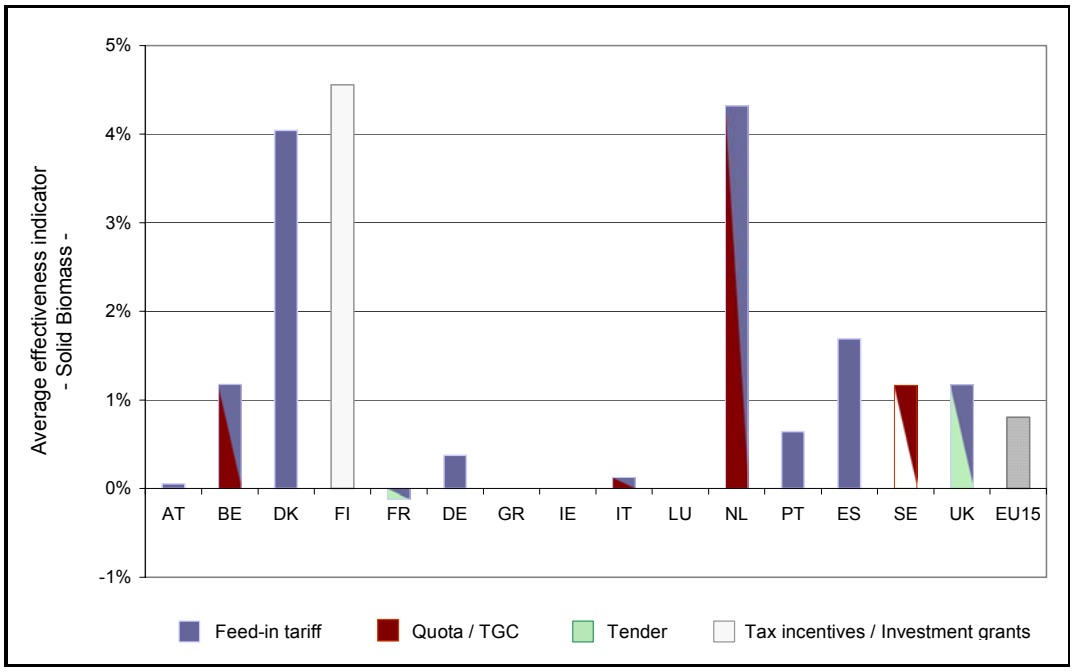
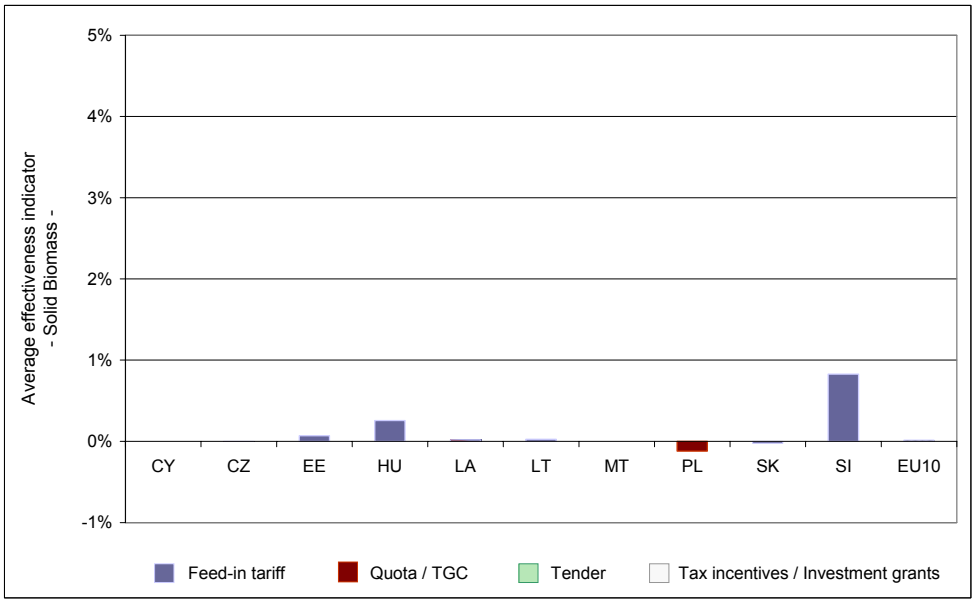


Figure 14:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



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

40 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.

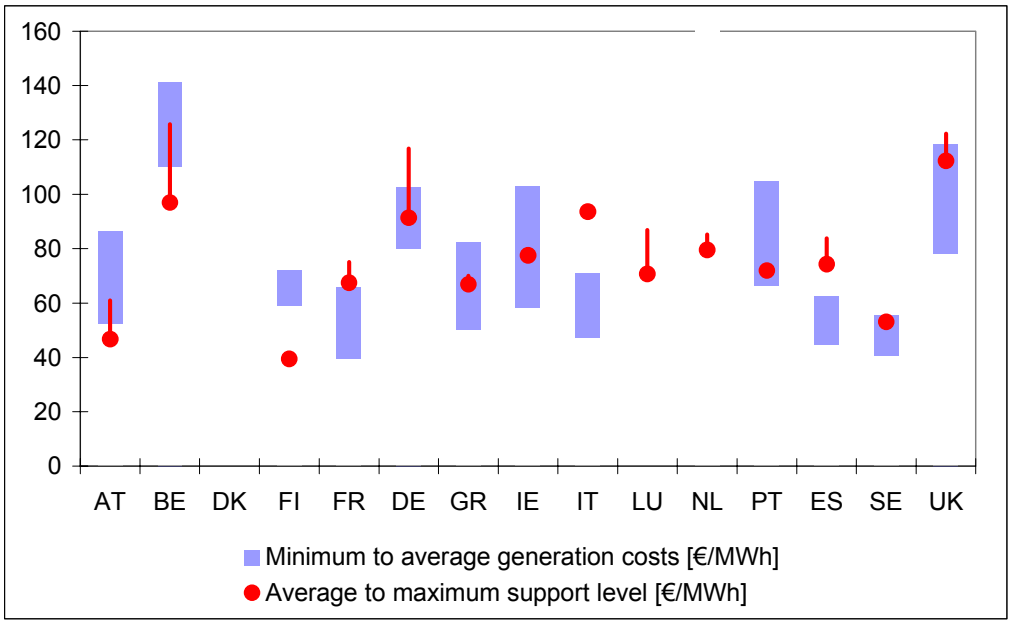


Figure 16:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

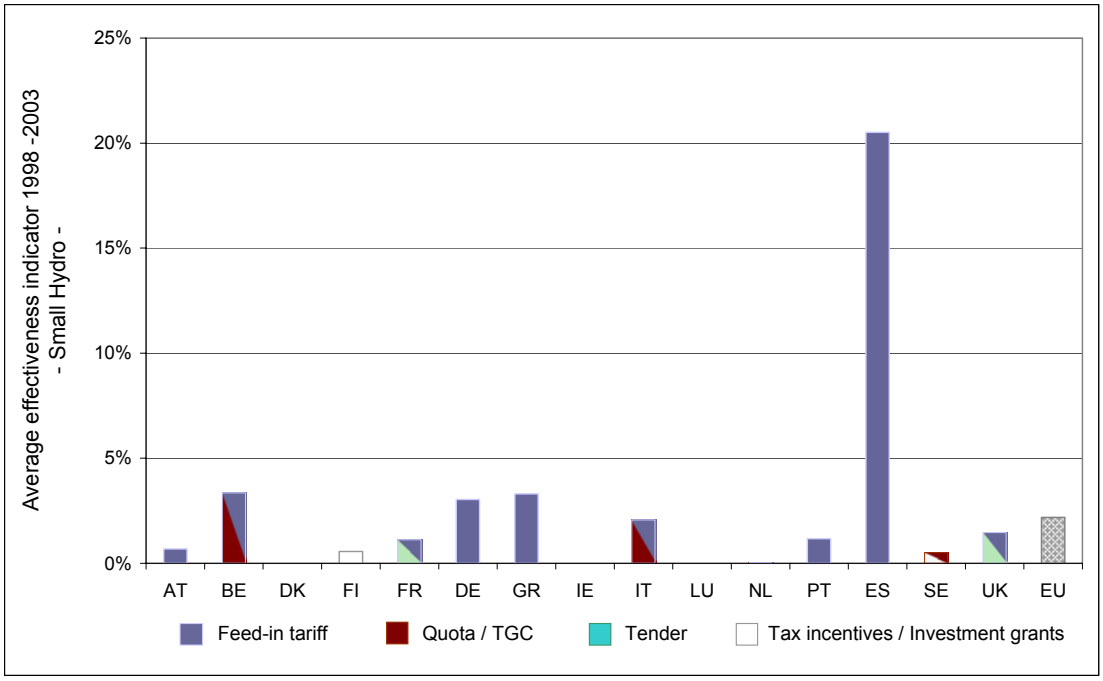


Figure 17:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

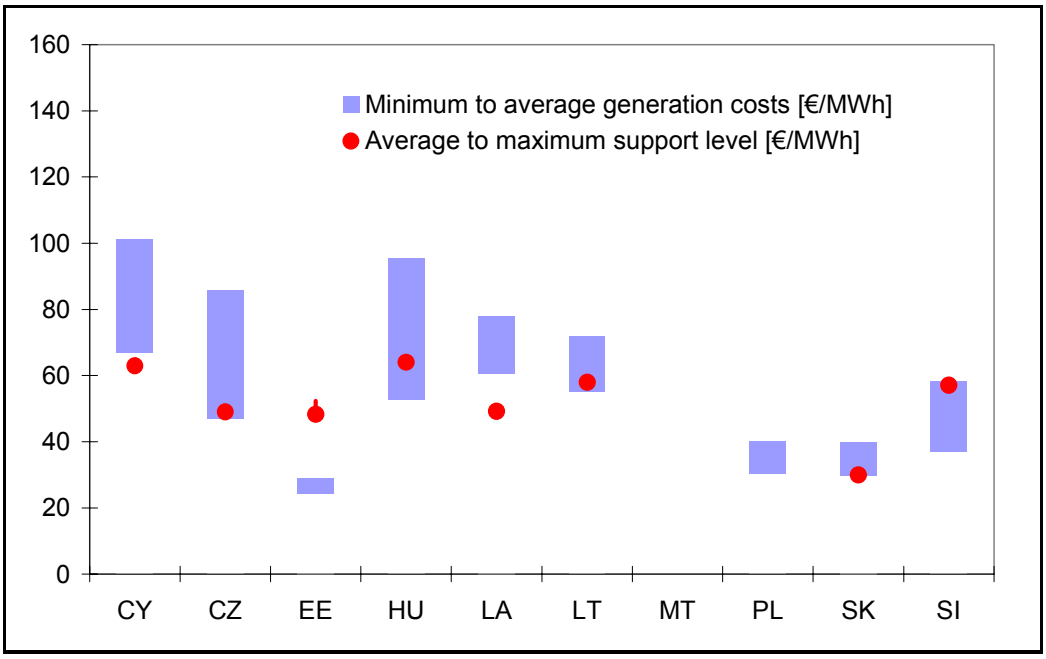


Figure 18:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

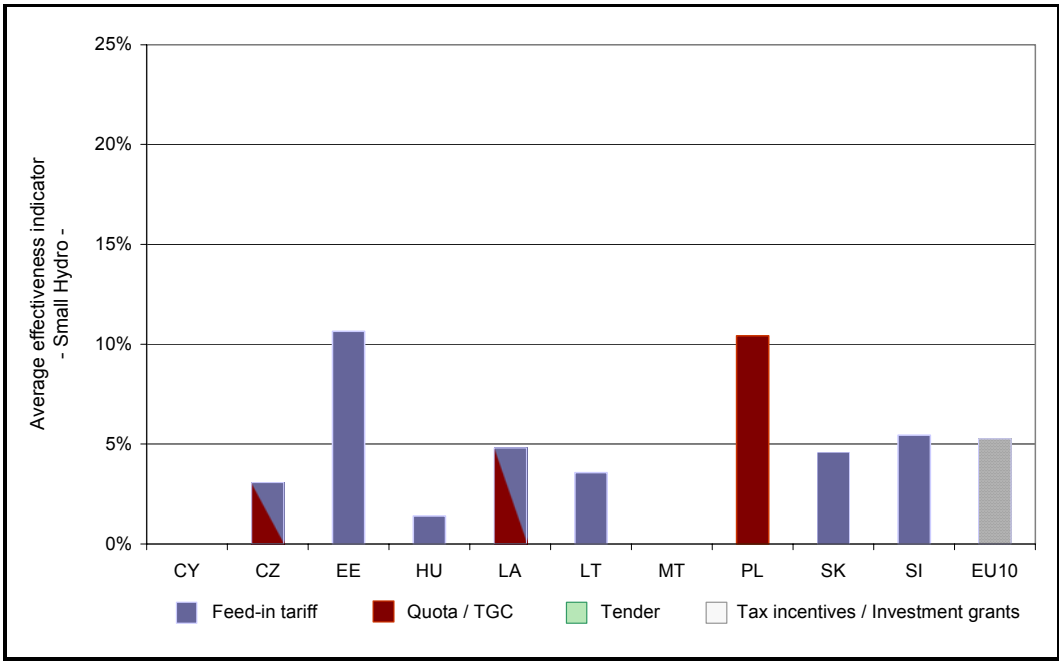


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Photovoltaic solar energy

As can be seen from Figure 21, photovoltaic electricity generation showed the strongest growth in Germany[41] 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.

[41] DE has just become the world leader, overtaking Japan.

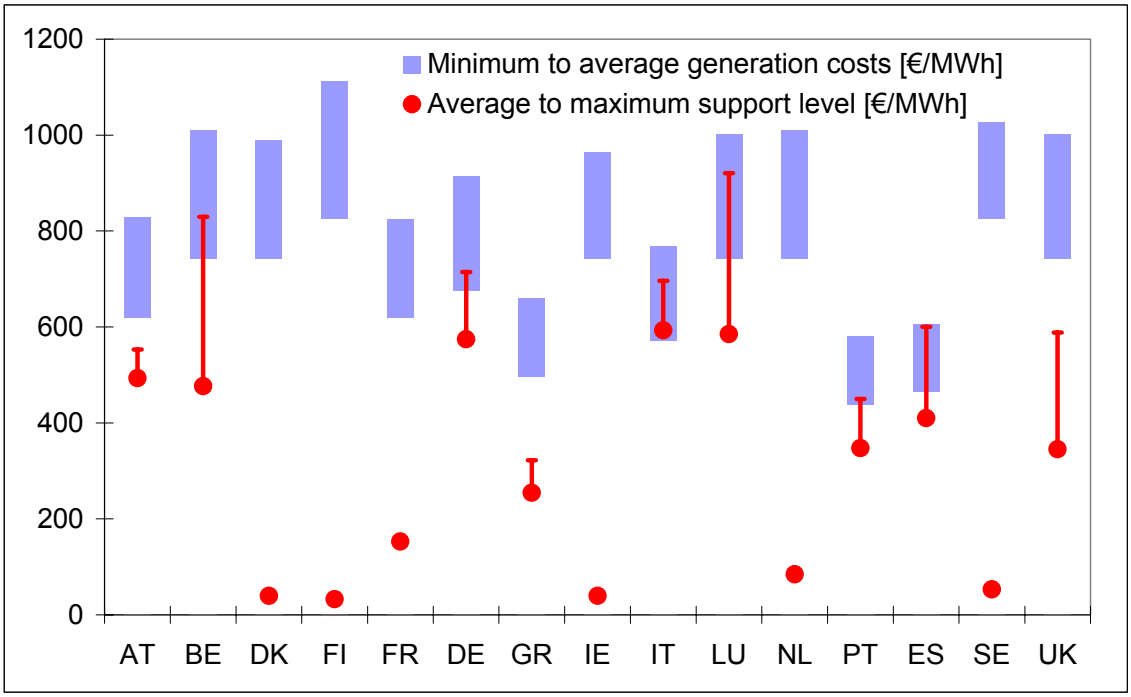


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

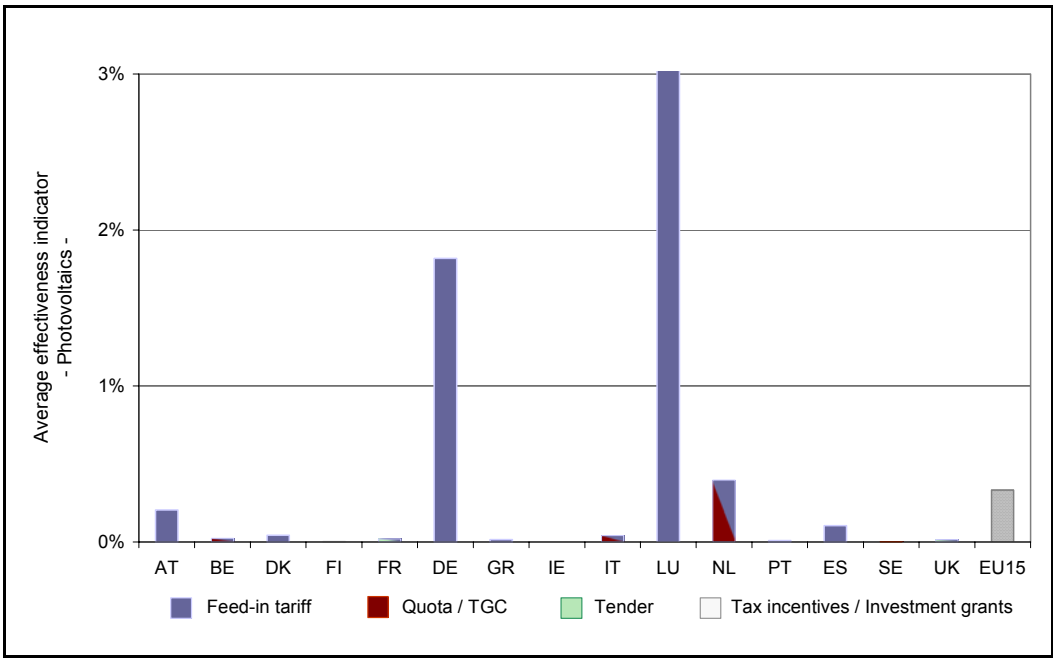


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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:

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

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.[42] Furthermore, an interest rate of 6.6% is assumed[43] 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.

[42] 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.

[43] 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 assumping 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.

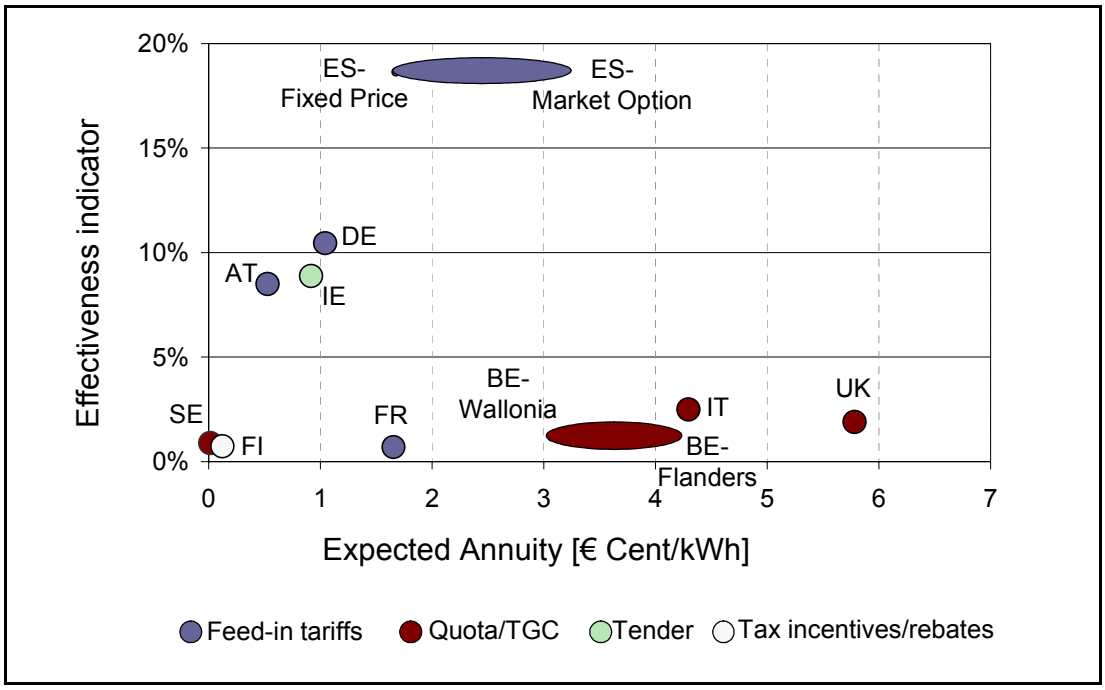


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

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[44], the combination of heat and electricity generation or an optimal forest management.

The final result of this exercise, carried out for the year 2003[45], is shown in Figure 2.

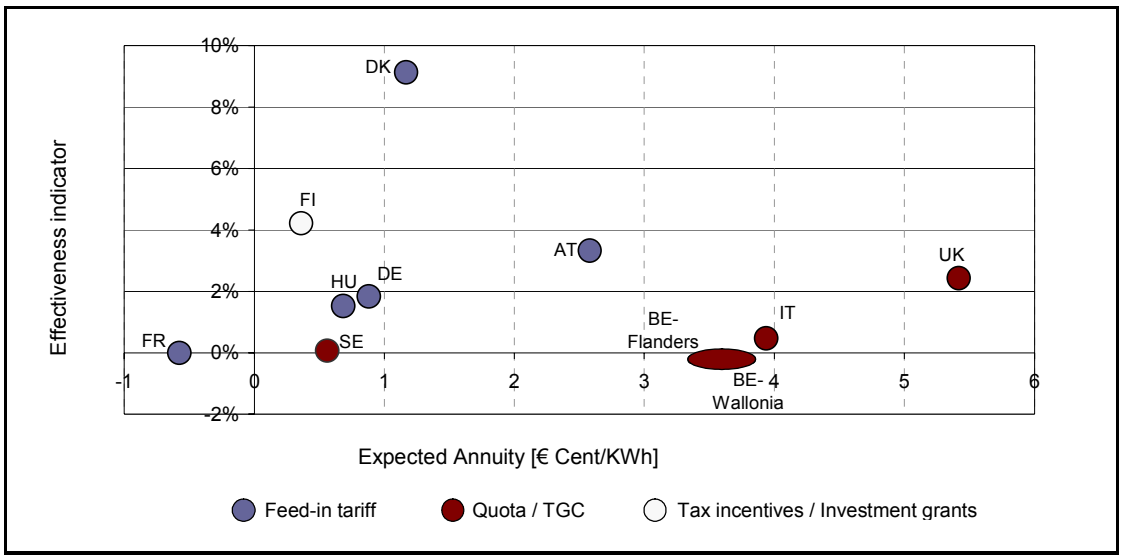


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS
The economic data regarding investment costs and operation and maintenance costs are based on biomass electricity generation using CHP[46] technologies. The sale of heat as a by-product is therefore also taken into account for the economic assessment.

44 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.

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

46 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.

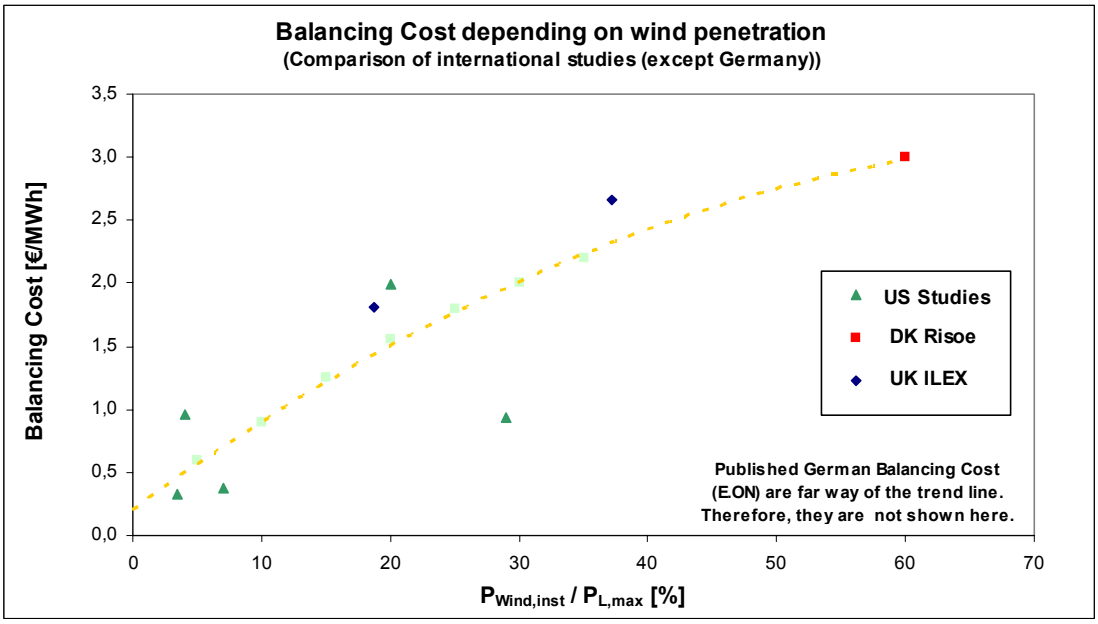


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

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%.

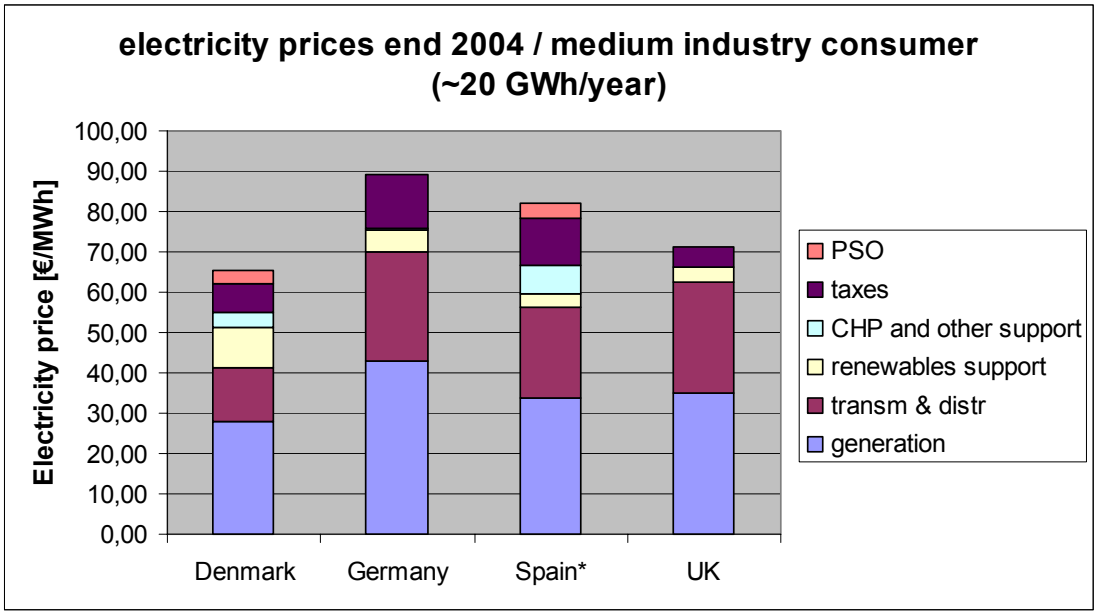


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation[47]. * No tax is considered for Spain.

[47] 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

AT	BE	CY	CZ	DK	EE	FI	FR	DE	GR	HU	IE	IT	LV	LT	LU	MT	NL	PL	PT	SK	SI	ES	SE	UK
😐	😐	-	☹	☺	-	☺	☹	☺	☹	☹	☺	☹	☹	☹	-	-	😐	😐	☹	-	☹	😐	☺	☺

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:

	Legislation	**Issuing body**	**Ready to GO**
EU-15			
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

EU-10			
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[48] 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.

---

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