



KOMISIA EURÓPSKÝCH SPOLOČENSTIEV

Brusel, 7.12.2005

KOM(2005) 627 v konečnom znení

OZNÁMENIE KOMISIE

Podpora výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov energie

{SEK(2005) 1571}

OBSAH

1.	Úvod.....	3
2.	Hodnotenie existujúcich podporných systémov.....	4
3.	Vnútrotný trh a obchodné aspekty	9
4.	Koexistencia alebo harmonizácia.....	12
5.	Administratívne prekážky	13
6.	Otázky prístupu do siete.....	15
7.	Záruky pôvodu	16
8.	Závery	17
Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources		20
Annex 2 – Inventory of current support systems		23
Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness		25
Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective		42
Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation		45
Annex 6 – Administrative barriers		47
Annex 7 – Guarantees of origin		49

OZNÁMENIE KOMISIE

Podpora výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov energie

(Text s významom pre EHP)

1. Úvod

1.1. Dôvody tejto správy

Zvýšený podiel obnoviteľných zdrojov pri výrobe elektrickej energie v EÚ predstavuje uznávaný prínos najmä vďaka:

- zvýšenej bezpečnosti zásobovania energiou,
- zostrenej hospodárskej súťaži pre technologické odvetvia v EÚ v oblasti obnoviteľných zdrojov energie,
- zmierneniu emisií skleníkových plynov v energetickom sektore EÚ,
- zmierneniu regionálnych a miestnych emisií znečisťujúcich látok,
- zlepšeniu ekonomických a sociálnych vyhliadok predovšetkým pre vidiecke a izolované regióny.

Európska únia si preto vytýčila cieľ, aby sa do roku 2010 obnoviteľnými zdrojmi energie zabezpečovalo 21 % výroby elektrickej energie (pozri prílohu 1). Tento cieľ bol formulovaný v smernici 2001/77/ES¹ o podpore elektrickej energie vyrábanej z obnoviteľných zdrojov energie na vnútornom trhu s elektrickou energiou, ktorá vytýčila aj diferencované ciele pre jednotlivé členské štáty. V tejto smernici sa ďalej uvádza, že členské štáty musia zabezpečiť lepšie možnosti pripojenia do siete pre generátory obnoviteľnej energie, skrátiť a zjednodušiť postupy pri vydávaní povolení a vytvoriť systém záruk pôvodu.

Horlivá verejná podpora uvádzaniu „zelenej elektriny“ na trh s elektrickou energiou je opodstatnená, pretože uvedený prínos nie je (alebo je len čiastočne) súčasťou čistej pridanej hodnoty zabezpečovanej prevádzkovateľmi v hodnotovom reťazci výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov.

Podľa uvedenej smernice musia členské štáty stanoviť individuálne ciele výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov (RES-E – electricity from renewable energy source). Môžu si slobodne zvoliť preferované podporné mechanizmy na dosiahnutie týchto cieľov a/alebo môžu využiť prechodné obdobie počas minimálne siedmich rokov odvtedy, ako by mal byť prijatý nový celoeurópsky regulačný rámec. V článku 4 smernice sa uvádza, že *Komisia najneskôr do 27. októbra 2005 predloží riadne zdokumentovanú správu o skúsenostiach*

¹ Smernica 2001/77/ES z 27. septembra 2001 o podpore elektrickej energie vyrábanej z obnoviteľných zdrojov energie na vnútornom trhu s elektrickou energiou. Ú. v. ES L 283/33, 27.10.2001. Dátum implementácie tejto smernice bol stanovený na október 2003 a pre nové členské štáty na 1. mája 2004.

získaných pri uplatňovaní a koexistencii rôznych mechanizmov používaných v členských štátoch. Táto správa posúdi úspech vrátane efektívnosti vynakladania nákladov, systémov podpory propagujúcich spotrebu elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov energie v súlade s vnútroštátnymi indikatívnymi cieľmi. Tento článok ďalej stanovuje, že správa môže byť v prípade potreby doplnená o návrh rámca Spoločenstva so zreteľom na podporné programy.

1.2. Rozsah pôsobnosti

Toto oznámenie slúži trom účelom:

- správe, ktorá sa požaduje od Komisie na základe článku 4 smernice 2001/77/ES a v ktorej budú uvedené výsledky a **skúsenosti získané** pri uplatňovaní a koexistencii rôznych mechanizmov používaných v členských štátoch na podporu výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov energie,
- správe, ktorá sa požaduje od Komisie na základe článku 8 a ktorá sa zaoberá **administratívnymi prekážkami a otázkami prístupu do siete** a implementáciou **záruky pôvodu** obnoviteľnej elektrickej energie,
- plánu koordinácie existujúcich systémov založených na dvoch pilieroch: na **spolupráci** medzi krajinami a na **optimalizácii** vnútroštátnych programov, čo pravdepodobne povedie ku konvergencii systémov.

2. HODNOTENIE EXISTUJÚCICH PODPORNÝCH SYSTÉMOV

2.1. Existujúce podporné systémy

V súčasnosti existuje v EÚ množstvo rozličných funkčných podporných systémov, ktoré možno vo všeobecnosti rozdeliť do štyroch skupín: vstupné sadzby, zelené osvedčenia, systémy verejných súťaží a daňová stimulácia.

- **Vstupné sadzby** existujú vo väčšine členských štátov. Pre tieto systémy sú charakteristické osobitné ceny stanovené zväčša na obdobie približne siedmich rokov, ktoré musia platiť spoločnosti distribuujuce elektrickú energiu domácim výrobcam „zelenej elektriny“. V rámci týchto programov dodávateľia hradia úmerne objemu svojho predaja dodatočné náklady, ktoré prechádzajú na odberateľov energie prostredníctvom prirážky k cene za kWh energie pre koncového užívateľa. Výhody týchto programov spočívajú v bezpečnosti investícií, v možnosti jemného upravovania a v podpore a propagácii strednodobých a dlhodobých technológií. Na druhej strane sa ťažko zladujú na úrovni EÚ, môžu byť napadnuté na základe zásad vnútorného trhu a prinášajú riziko neúmerného financovania, ak nábehová krivka pre jednotlivé technológie RES-E nemá klesajúci priebeh v závislosti od času. Program vstupných sadzieb sa v súčasnosti používa ako mechanizmus fixnej prirážky v Dánsku a čiastočne aj v Španielsku. V rámci tohto systému vláda stanoví fixnú prirážku alebo environmentálny bonus, ktorý sa platí výrobcom RES-E okrem bežnej alebo okamžitej ceny za elektrickú energiu.
- V rámci systému „**zelených osvedčení**“, ktorý v súčasnosti existuje vo Švédsku, v Spojenom kráľovstve, Taliansku, Belgicku a v Poľsku, sa RES-E predáva za bežné trhové ceny energie. Na účely financovania dodatočných nákladov na výrobu „zelenej“ elektrickej energie a na účely zabezpečenia toho, aby sa vyrobil

požadovaný objem „zelenej“ elektrickej energie, všetci spotrebitelia (alebo v niektorých krajinách výrobcovia) sú povinní kúpiť od výrobcov RES-E určitý počet „zelených“ osvedčení podľa pevne stanovenej percentuálnej hodnoty alebo kvóty z ich celkovej spotreby / produkcie elektrickej energie. Pokuty za nedodržanie tohto predpisu sa prevádzajú buď do fondu na výskum, vývoj a demonštračné činnosti (RD&D – research, development and demonstration) obnoviteľných zdrojov alebo do štátneho rozpočtu. Keďže výrobcovia / spotrebitelia chcú kupovať tieto osvedčenia podľa možnosti čo najlacnejšie, vznikol sekundárny trh s osvedčeniami, kde si výrobcovia RES-E vzájomne pri predaji „zelených“ osvedčení konkurujú. Preto sa „zelené“ osvedčenia stali trhovými nástrojmi, ktoré majú v prípade správneho fungovania teoretickú možnosť zabezpečiť investíciám najlepšiu hodnotu. Tieto systémy by mohli dobre fungovať na samostatnom európskom trhu s teoreticky nižším rizikom nadmerného financovania. „Zelené“ osvedčenia však môžu predstavovať pre investorov vyššie riziko, pričom dlhodobé technológie, s ktorými sú v súčasnosti spojené vysoké náklady, sa v rámci týchto systémov len ťažko rozvíjajú. Tieto systémy vyžadujú aj vyššie správne náklady.

- Čisto postupy **výberového konania** existovali v dvoch členských štátoch (v Írsku a Francúzsku). Francúzsko však nedávno prešlo na systém vstupných sadzieb kombinovaný v niektorých prípadoch so systémom výberového konania a Írsko práve oznámilo podobnú zmenu. V rámci postupu výberového konania štát vyhlási sériu verejných súťaží na dodávku RES-E, ktorá sa potom dodáva na základe zmlúv za výslednú cenu verejnej súťaže. Dodatočné náklady, ktoré vznikli nákupom RES-E, hradia koncoví spotrebitelia prostredníctvom osobitných odvodov. Hoci systémy výberového konania teoreticky predstavujú optimálne využitie trhových síl, majú nepravidelný charakter nezlučiteľný so stabilnými podmienkami. Okrem toho systémy tohto typu prinášajú riziko, že vďaka nízkym ponukám sa projekty nezrealizujú.
- Systémy založené len na **daňových stimuloch** sa používajú na Malte a vo Fínsku. V mnohých prípadoch (napríklad na Cypre, v Spojenom kráľovstve alebo v Českej republike) sa však tento nástroj používa ako dodatočná metóda.

Uvedené rozdelenie do štyroch skupín je skutočne zjednodušeným vyjadrením situácie. Existuje množstvo systémov, ktoré majú zmiešané prvky, predovšetkým s daňovou stimuláciou. V prílohe 2 je uvedený prehľad podporných systémov v EÚ-25.

2.2. Hodnotenie výkonnosti

Náklady na výrobu obnoviteľnej energie sa v jednotlivých prípadoch výrazne líšia. Vnútroštátne, regionálne a poľnohospodárske zdroje sú v členských štátoch dosť rozdielne. Akékoľvek hodnotenie podporných systémov preto musí zohľadňovať jednotlivé sektory.

Súčasná úroveň podpory výroby RES-E sa v členských štátoch EÚ značne líši. V prílohe 3 je uvedené podrobné hodnotenie rozdielov medzi celkovou sumou získanou za vyrobenú obnoviteľnú energiu a výrobnými nákladmi², ktoré vyjadruje efektívnosť nákladov jednotlivých systémov. Čím väčší je rozdiel medzi „výrobnými nákladmi“ a „podporou“, tým

² Použili sa hodnoty za roky 2003 a 2004. V systémoch so vstupnými sadzbami je výška podporovanej ceny rovnaká ako hodnota sadzby. Zdrojom údajov o výrobných nákladoch použitým v tomto oznámení je Green-X.

menej je systém nákladovo efektívny. Pre komplikovanosť rozličných obnoviteľných energií a rozdielov vo vnútroštátnych situáciách bola zvolená analýza podľa sektorov. Z grafov uvedených v prílohe 3 sa dá vyvodiť, nakoľko je takýto systém nákladovo efektívna.

V prípade veternej energie sa v systémoch „zelených“ osvedčení prejavuje veľký rozdiel medzi výrobnými nákladmi a „podporou“. Dôvodom vyšších nákladov môže byť väčšie investičné riziko týchto systémov a pravdepodobne aj ešte stále nezrelý trh so „zelenými“ osvedčeniami.

V deviatich členských štátoch z dvadsiatich piatich členských štátov sa využitie veternej energie podporuje len slabo. Pokiaľ budú výrobcovia dostávať menšie sumy, ako sú výrobné náklady, nič sa v tomto sektore v týchto krajinách nezmení.

Polovica členských štátov neposkytuje dostatočnú podporu na pokrytie výrobných nákladov v prípade lesnej biomasy. V prípade bioplynu v takmer troch štvrtinách členských štátov nie je podpora postačujúca na rozvoj.

Popri nákladoch je dôležitým parametrom hodnotenia aj **efektívnosť** rozličných podporných systémov.

Efektívnosť predstavuje schopnosť podporného systému dodávať „zelenú“ elektrickú energiu.

Pri hodnotení efektívnosti je ťažké posúdiť účinky najnovších systémov. Najmä skúsenosti so „zelenými“ osvedčeniami sú menšie ako skúsenosti so sadzbami za prívod energie. Navyše sa objem dodanej „zelenej“ elektrickej energie musí hodnotiť vzhľadom na reálny potenciál³ štáty.

V prípade veternej energie sa v prílohe 3 uvádza, že všetky štáty s efektívnosťou vyššou ako priemerná hodnota v EÚ používajú tarify za prívod energie. Tento typ systému je v súčasnosti z pohľadu výkonnosti najvhodnejší pre veternú energiu.

Analýzy sektorov využívajúcich biomasu nie sú také jednoznačné ako v prípade veternej energie. V nákladoch na výrobu biomasy sa prejavujú veľké rozdiely⁴. Tieto veľké rozdiely sú spôsobené: rozličnými zdrojmi (zvyšky lesného porastu, výmladkový porast, slama, živočíšny odpad atď.), rozličnými transformačnými procesmi (kombinované spaľovanie, splynovanie atď.) a rozličnými rozmermi (existujúce rozmery prevádzok spracúvajúcich biomasu sa môžu líšiť až 200-násobne). Preto sú potrebné presnejšie analýzy založené na špecifických východiskových surovinách a technológiách.

Napriek tomu analýza ukazuje, že v prípade bioplynu sa v systémoch so sadzbami za prívod energie a so „zelenými“ osvedčeniami dosahujú dobré výsledky (štyri štáty so systémom vstupných sadzieb a dve štáty so „zelenými“ osvedčeniami dosiahli vyššiu efektívnosť ako európsky priemer). V prípade sektora lesnej biomasy sa nedá povedať, že jeden systém je lepší ako druhý. Komplikovanosť tohto sektora a regionálne rozdiely spôsobujú, že tu

³ Potenciál sa má chápať ako „realizovateľný dodatočný dosiahnuteľný potenciál za predpokladu, že všetky prekážky sa dajú prekonať a všetky hnacie sily sú aktívne.“ Podrobnejšie vysvetlenie pozri v prílohe 3.

⁴ Hodnoty v prípade veternej energie na pevnine sa pohybujú v rozmedzí 40 – 100 EUR/MWh, kým v prípade biomasy sa pohybujú od 25 EUR do 220 EUR/MWh.

významnú úlohu zohrávajú rozličné činitele⁵. Vo všeobecnosti by malo stimulovanie ťažby dreva pomôcť pri získavaní väčšieho objemu nevyužitej lesnej biomasy pre všetkých užívateľov.

Dôležité je porovnať **zisky aj z pohľadu investorov** a efektívnosti. Toto porovnanie je uvedené pre obmedzený počet členských štátov v prílohe 4 za predpokladu zotrvania súčasných cien v priebehu dlhšieho obdobia. Vyjadruje, či sa úspešnosť konkrétnej metódy zakladá najmä na vysokej finančnej stimulácii, alebo či na rozširovaní na trhu v príslušných krajinách mali významný vplyv aj iné aspekty.

2.3. Hlavné závery o výkonnosti (pozri prílohy 3 a 4)

Veterná energia

- Systémy „zelených“ osvedčení sa v súčasnosti vyznačujú výrazne vyššou úrovňou podpory ako systémy so sadzbami za prívod energie. Dá sa to vysvetliť vyššou rizikovou prirážkou požadovanou investormi, správnymi nákladmi, ako aj ešte stále nezrelým trhom so „zelenými“ osvedčeniami. Otázkou je, ako sa bude výška cien vyvíjať zo strednodobého a dlhodobého pohľadu.
- Najefektívnejšími systémami využívajúcimi veternú energiu sú v súčasnosti systémy vstupných sadzieb v Nemecku, Španielsku a v Dánsku.
- Návratnosť kapitálu v systémoch „zelených“ osvedčení je vyššia ako v systémoch vstupných sadzieb. Táto vysoká návratnosť (anuita) sa vypočítala extrapoláciou súčasných cien osvedčení.⁶ Návratnosť kapitálu bude závisieť od budúceho vývoja cien.
- Analýzy ukazujú, že v štvrtine členských štátov je podpora príliš slabá na akékoľvek odštartovanie. Ďalšia štvrtina má dostatočnú podporu, ale stále dosahuje len priemerné výsledky. Vysvetliť sa to dá existenciou prekážok v elektrickej sieti a administratívnych prekážok.
- Čo sa týka ziskov, preskúmané systémy so sadzbami za prívod energie sú efektívne s relatívne nízkymi ziskami výrobcov. Na druhej strane systémy „zelených“ osvedčení majú v súčasnosti v ziskoch veľké rezervy. Treba zdôrazniť, že tieto systémy „zelených“ osvedčení predstavujú relatívne nové nástroje. Preto sú pre terajšiu situáciu ešte stále charakteristické výrazné prechodné javy.

Lesná biomasa

- Dánsky systém so sadzbami za prívod energie a s centralizovanými kombinovanými prevádzkami na výrobu energie pomocou spaľovania slamy⁷ a fínsky hybridný podporný systém (daňové úľavy a investície) jednoznačne vykazujú najlepšiu výkonnosť, tak

⁵ Úroveň podpory súvisí skôr s inými činiteľmi než so zvoleným systémom (sadzby za prívod energie alebo „zelené“ osvedčenia), napríklad s voľbou metódy (veľké alebo malé prevádzky, s vedľajším spaľovaním alebo bez neho...).

⁶ Významnou otázkou je, ako sa budú ceny „zelených“ osvedčení vyvíjať v nasledujúcich rokoch. Analýzy uvedené v tomto dokumente vychádzajú z konštantnej ceny osvedčení.

⁷ Využitie biomasy zo slamy je zahrnuté do analýz lesnej biomasy, hoci svojím pôvodom to nie je lesný produkt. Dánsko je hlavnou krajinou využívajúcou tento typ biomasy.

vzhľadom na efektívnosť, ako aj na ekonomickú účinnosť podpory. Dlhoročná tradícia technológií využívania biomasy na energetické účely, stabilné podmienky plánovania a kombinácia s výrobou tepla sa dajú považovať za kľúčové dôvody tohto vývoja.

- Hoci systémy so sadzbami za prívod energie dosahujú vo všeobecnosti lepšie výsledky, analýza v sektore lesnej biomasy je komplikovanejšia, keďže investičné riziká v prípade „zelených“ osvedčení pravdepodobne brzdia skutočné zapojenie sektora využívajúceho biomasu. Efektívnosť systémov výrazne ovplyvňujú iné činitele, ako voľba finančných nástrojov (prekážky v infraštruktúre, rozmery zariadení, optimálna správa lesov a existencia sekundárnych nástrojov atď.)

Takmer v polovici európskych krajín nie je podpora využívania lesnej biomasy dostatočná na to, aby sa ďalej rozvíjal tento sektor s vysokým potenciálom. V mnohých regiónoch je potrebná stimulácia zameraná na ťažbu dreva, aby sa zvýšil prísun dreva z lesov EÚ ku všetkým užívateľom, čím sa zabráni novej deformácii trhu s drevným odpadom.

Sektor bioplynu⁸

Šesť krajín dosahuje vyššiu efektívnosť ako priemer EÚ, štyri z nich so systémom vstupných sadzieb (Dánsko, Nemecko, Grécko, Luxembursko) a dve so systémom „zelených“ osvedčení (Spojené kráľovstvo a Taliansko). Tak ako aj v sektore lesnej biomasy tieto výsledky ovplyvňujú rozličné činitele:

- Agroekonomické možnosti a voľba veľkosti prevádzok. Veľké prevádzky dosahujú vyššiu efektívnosť. Pri malých prevádzkach sa predpokladá, že sú dôležitejšie pre vidiecku ekonomiku, ale náklady sú vyššie.
- Existencia doplnkového podporného systému. Sektor bioplynu je úzko prepojený s environmentálnou politikou spracovania odpadu. Štáty ako Spojené kráľovstvo podporujú využívanie bioplynu pomocou sekundárnych nástrojov, napríklad daňovými úľavami. Dobrým katalyzátorom pre túto technológiu je aj doplnková investičná pomoc.
- Výrobné náklady na poľnohospodársky bioplyn⁹ sú vyššie, ale vyšší je aj jeho environmentálny prínos. V prípade skládkového plynu sú náklady nižšie, ale nižší je aj environmentálny prínos.

Takmer 70 % krajín EÚ nemá dostatočnú podporu na rozvoj týchto technológií.

Ďalšie obnoviteľné zdroje energie

V sektore malých vodných elektrární sa prejavujú veľké rozdiely tak v podpore, ako aj vo výrobných nákladoch. Vývoj týchto obnoviteľných technológií je výrazne ovplyvňovaný existenciou prekážok.

⁸ Bioplyn zahŕňa všetky fermentačné procesy biomasy: bioplyn s vedľajšou fermentáciou, kalový plyn a plyn získavaný zo skládok odpadu.

⁹ Poľnohospodársky bioplyn je výsledkom špecifického spracovania odpadu zo živočíšnej alebo rastlinnej výroby alebo zo špecifických energetických plodín. Kalový bioplyn sa získava extrakciou metánu z odpadu na skládkach.

Solárna fotovoltaická energia je v súčasnosti aktívne podporovaná v Nemecku (svetový líder), v Holandsku, Španielsku, Luxembursku a v Rakúsku.

Kompletné analýzy výroby energie v malých vodných elektrárňach a výroby solárnej fotovoltaickej energie sú uvedené v prílohe 3.

Existujú ešte ďalšie zdroje obnoviteľnej energie používané na výrobu elektriny, ktoré nie sú zahrnuté do tohto dokumentu. Jedným z nich sú veľké vodné elektrárne, ktoré predstavujú dobre rozvinutý zdroj obnoviteľnej energie a vo všeobecnosti nepotrebujú žiadnu podporu. Medzi ďalšie obnoviteľné energie, ktoré nie sú uvedené v tejto správe, patrí geotermálna energia, energia vln a prílivu a solárna tepelná energia, keďže sú podporované len v niektorých členských štátoch a zatiaľ sa neuplatňujú na priemyselnej úrovni.

3. VNÚTORNÝ TRH A OBCHODNÉ ASPEKTY

3.1. Úvod

Vnútorňý trh s elektrickou energiou a podpora RES-E sú vzájomne úzko prepojené. Obnoviteľné energie so sebou prinášajú nové zariadenia prispievajúce k bezpečnosti zásobovania elektrickou energiou a k rozširovaniu energetických kombinácií generátorov elektrickej energie. Na druhej strane také aspekty vnútorného trhu, ako je voľné obchodovanie, transparentnosť, oddelenie činností, poskytovanie informácií a vzájomné prepojenia, môžu prispieť k vstupu RES-E na vnútorný trh s elektrickou energiou. V mnohých prípadoch podpora obnoviteľných zdrojov energie podlieha usmerneniu Spoločenstva o štátnej pomoci na ochranu životného prostredia.¹⁰ Pravidlá štátnej pomoci môžu ovplyvniť koncepciu systému podpory.

3.2. Oddelenie činností, transparentnosť a dominantní hráči

Na trhu s oddelenými činnosťami¹¹ sú nezávislí prevádzkovatelia prenosových sústav (TSO - Transmission System Operator) a nezávislí prevádzkovatelia distribučných sústav (DSO - Distribution System Operator) povinní zabezpečiť spravodlivý prístup do siete všetkým výrobcom a musia vytvoriť sieťovú infraštruktúru v súlade s dlhodobou stratégiou, zohľadňujúc integráciu obnoviteľných zdrojov energie.

Pre niektoré štáty je ešte stále charakteristická dominancia jednej energetickej spoločnosti alebo malého počtu energetických spoločností, ktoré sú neraz vertikálne integrované. Môže tak vzniknúť situácia podobná monopolu, čo by mohlo prekážať rozvoju RES-E.

Z hľadiska dobrého fungovania **všetkých** podporných systémov RES-E sú podstatným činiteľom skutočne nezávislí TSO a DSO.

Vlády musia zlepšiť informovanosť odberateľov o tom, ako sa náklady na podporu obnoviteľnej energie prenášajú na užívateľov. Podľa odhadov Európskej komisie v Španielsku, Spojenom kráľovstve a v Nemecku predstavuje podpora obnoviteľnej energie

¹⁰ Ú. v. ES C 37, 3.2.2001, s. 3.

¹¹ Oddelenie činností je v smernici 2003/54/ES opísané takto: s cieľom zabezpečiť účinný a nediskriminačný prístup do siete je primerané, aby distribučné a prenosové sústavy boli riadené prostredníctvom právne oddelených samostatných subjektov tam, kde existujú vertikálne integrované podniky.

približne 4 až 5 % sadzieb elektrickej energie a v Dánsku až 15 %. Podiel nie vodnej RES-E v týchto krajinách je v súčasnosti 3,5 % v Spojenom kráľovstve, 9 % v Nemecku, 7 % v Španielsku a 20 % v Dánsku (pozri prílohu 5).

3.3. Nespojitosť vo výrobe a vyvážení energie: potreba primeranej kombinácie vnútorného trhu a regulovania obnoviteľných zdrojov energie

Veterná energia je – podobne ako ostatné obnoviteľné zdroje – nespojitým zdrojom energie. Mimoriadne dôležité sú tieto otázky:

- Predpovede vetra. V krajinách ako Dánsko, Spojené kráľovstvo a Španielsko musia výrobcovia RES-E predpovedať svoju produkciu, podobne ako ostatní výrobcovia elektrickej energie. Čím presnejšia je predpoveď, tým majú nespojité zdroje RES-E vyššiu hodnotu.
- „Zatvárací čas brány“.¹² Čím viac sa „zatváranie brány“ zhoduje s prevádzkovým časom, tým lepšie môžu nespojité technológie RES-E predpovedať, koľko elektrickej energie budú schopné dodať.
- Účtovanie vyrovnávacích nákladov. Spojené kráľovstvo, Dánsko a Španielsko¹³ majú systémy na účtovanie odchýlok od predpovedanej výroby elektrickej energie, nezávisle od jej pôvodu, vrátane veternej energie. Podrobnejšia analýza vyrovnávacích nákladov je uvedená v prílohe 5.

Inteligentná koncepcia podporného systému môže prispieť k zmierneniu problému nespojitosti.

V prípadoch, keď výroba energie z nespojitých zdrojov pokrýva veľkú časť domácej spotreby energie, je dôležité, aby výrobcovia RES-E boli schopní lepšie reagovať na ceny energie na promptnom trhu. Integrácia veľkých podielov elektrickej energie z nespojitých RES-E do systému sa môže uľahčiť pomocou podporného systému, ktorý zahŕňa prepojenie s promptnou cenou energie, a tým aj zdieľanie rizík. Je to prípad poisťného systému¹⁴, systému „zelených“ osvedčení a niektorých systémov so sadzbami za prívod energie, ako napríklad v Španielsku.¹⁵

3.4. Obchodovanie s energiou

Vplyv rozličných podporných systémov na obchod predstavuje dôležitý aspekt podporných opatrení určených na dosiahnutie kompatibility RES s vnútorným trhom. Musí sa rozlišovať medzi fyzickým obchodovaním s elektrickou energiou a „zelenou“ hodnotou elektrickej energie.

¹² Zatvárací čas trhov s energiami pre príjem ponúk od výrobcov elektrickej energie.

¹³ Spojené kráľovstvo má ako hlavný podporný systém pre obnoviteľné zdroje energie systém „zelených“ osvedčení. Dánsko a Španielsko majú systémy so sadzbami za prívod energie.

¹⁴ Pripomínáme, že poisťný systém je bežne klasifikovaný ako systém so vstupnými sadzbami, hoci sú medzi nimi určité rozdiely: poisťný systém sa uplatňuje na výrobcov RES na vrchole promptnej trhovej ceny.

¹⁵ Systém vstupných sadzieb v Španielsku obsahuje poplatky za výkyvy vo výrobe elektrickej energie pre výrobcov RES – ako aj pre ostatných výrobcov elektrickej energie.

Fyzické obchodovanie s RES-E podlieha rovnakým obmedzeniam, aké sa uplatňujú na konvenčnú elektrickú energiu¹⁶. Väčšinou je to možné a v súčasnosti využívané. Využívaním RES-E sa pravdepodobne zvýši potreba cezhraničného obchodovania s energiou a pevnejšieho prepožovacieho vedenia.

Článkom 3 ods. 6 smernice 2003/54/ES sa stanovuje povinný systém poskytovania informácií, na základe ktorého musia byť spotrebitelia informovaní o podiele jednotlivých zdrojov energie na celkovej skladbe paliva. Úplná implementácia tohto systému by zvýšila „zelenú“ hodnotu obnoviteľnej elektrickej energie. Informovanie o pôvode elektrickej energie by zvýšilo aj hodnotu portfólia výrobcov s väčším podielom RES.

3.5. Pravidlá štátnej pomoci

Keď hovoríme o hospodárskej súťaži na trhu s RES a v európskych hospodárstvach vo všeobecnosti, treba venovať pozornosť potenciálnym deformačným účinkom podpory na hladké fungovanie trhu. Ako je uvedené v dvanástej zarážke preambuly smernice 2001/77/ES, na podporu z verejných prostriedkov sa uplatňujú ustanovenia zmluvy, najmä jej články 87 a 88. Takáto podpora zväčša podlieha usmerneniu Spoločenstva o štátnej pomoci na ochranu životného prostredia a môže byť ekonomicky opodstatnená mnohými odôvodneniami, pretože priaznivé účinky týchto opatrení na životné prostredie prevážia nad deformačnými účinkami na hospodársku súťaž. Keďže je využívanie obnoviteľných zdrojov energie v politike Spoločenstva prioritné, uvedené pravidlá sú voči takýmto podporným systémom dosť veľkorysé. Na tomto základe Komisia v období rokov 2001 až 2004 schválila približne 60 programov štátnej pomoci na podporu obnoviteľných zdrojov energie.“

3.6. Hlavný záver

Kompatibilita všetkých rozličných podporných systémov obnoviteľnej energie s rozvojom vnútorného trhu s elektrickou energiou je dôležitá zo strednodobého aj dlhodobého pohľadu. Budovanie vnútorného európskeho trhu sa musí uskutočňovať prostredníctvom primeranej regulácie zohľadňujúcej opatrenia potrebné pre rozvoj RES-E. Koncepcia trhu má význam pre rozvoj a využívanie RES-E. Ak je to možné, musia sa pri navrhovaní podporných systémov zohľadňovať pravidlá štátnej pomoci.

4. KOEXISTENCIA ALEBO HARMONIZÁCIA

Zdá sa, že vďaka výrazne sa líšiacim možnostiam a vývoju v jednotlivých členských štátoch v oblasti obnoviteľných energií je veľmi ťažké v krátkom čase dosiahnuť harmonizáciu. Okrem toho krátkodobé zmeny v systémoch môžu potenciálne deformovať určité trhy a komplikovať členským štátom dosahovanie ich cieľov. Napriek tomu sa uskutočnila analýza a monitoring výhod a nevýhod harmonizácie vzhľadom na súčasné rozdielne systémy, predovšetkým vzhľadom na strednodobý až dlhodobý vývoj.

4.1. Potenciálne výhody

- Mnohé štúdie naznačujú, že celkové náklady na dosiahnutie cieľového podielu RES-E v roku 2010 by mohli byť po zosúladení systémov „zelených“ osvedčení a systémov so

¹⁶ V súčasnosti je približne 11 % z celkovej elektrickej energie predmetom fyzického cezhraničného obchodovania v Európe.

sadzbami za prívod energie výrazne nižšie, než keby sa pokračovalo v súčasných rozdielnych vnútroštátnych politikách. V snahe dosiahnuť túto efektívnosť nákladov je však potrebné lepšie fungovanie vnútorného trhu s elektrickou energiou a vyššia miera vzájomného prepojenia a objemu obchodovania, pričom sa musia odstrániť deformácie trhu vo forme podpory konvenčných zdrojov energie.

- Výsledkom uvedenia obnoviteľných energií na vnútorný trh s jedným základným súborom pravidiel by mohli byť značné úspory z rozsahu potrebné pre prosperujúci a konkurencieschopnejší priemysel výroby obnoviteľnej elektrickej energie.
- Celoeurópsky systém „zelených“ osvedčení pravdepodobne povedie k vzniku väčšieho, a tým aj nestálejšieho trhu s osvedčeniami, v dôsledku čoho by sa mohli vytvoriť stabilnejšie ceny „zelených“ osvedčení v porovnaní s menšími (vnútroštátnymi) trhmi. Správne náklady takéhoto systému by sa mali posudzovať vzhľadom na správne náklady v súčasnej situácii.
- Celoeurópsky spoločný systém vstupných sadzieb, ktorý zohľadňuje dostupnosť miestnych zdrojov, by mohol v rozličných členských štátoch znížiť náklady všetkých technológií RES, keďže inštalácie nie sú obmedzené na určité členské štáty. Takýto systém vstupných sadzieb by mohol pozostávať buď z pevne stanovených sadieb, alebo z „prirážkových“ sadzieb pripočítaných k základnej cene viazanej na priemernú cenu elektrickej energie.

4.2. Potenciálne nevýhody

- Harmonizovaný systém „zelených“ osvedčení môže fungovať len vtedy, ak v jeho dôsledku vzniknú správne ceny osvedčení a pokuty v celej EÚ, a tým aj k efektívnemu nárastu inštalácií RES v rozličných krajinách. Výrazné výkyvy v cene „zelených“ osvedčení môžu viesť k zvýšeniu neistoty investorov a k redukcii nárastu RES.
- Na to, aby sa v systéme so sadzbami za prívod energie optimalizovali sadzby a aby sa udržali nízke náklady, je potrebný značný objem informácií o technológiách a nákladoch. Ak sa tieto otázky nálezite nevyriešia, systém by sa mohol stať finančne náročným a nepružným.
- Harmonizácia prostredníctvom systému „zelených“ osvedčení bez diferenciácie podľa technológie by negatívne ovplyvnila dynamickú efektívnosť. Keďže takýto systém by v prvom rade podporoval efektívnosť nákladov, rozvíjali by sa len tie technológie, ktoré sú v súčasnosti najkonkurencieschopnejšie. Z krátkodobého pohľadu by bol takýto výsledok priaznivý, ale investície do ďalších sľubných technológií by v takomto systéme „zelených“ osvedčení neboli dostatočne stimulované. Preto by mali tento systém dopĺňať aj iné metódy.
- Členské štáty, ktoré sa stanú dovozcami RES-S v harmonizovanom systéme, nemusia byť ochotné platiť, ak nebudú pociťovať miestne priaznivé účinky (rozvoj zamestnanosti a vidieka, rozmanitosť a tým aj zabezpečenie pôvodných zdrojov energie a menšie lokálne znečistenie), ktoré by sa prejavili, keby sa obnoviteľné energie vyrábali na ich území.

- Na druhej strane ani vyvážajúce štáty nemusia byť ochotné zabezpečovať väčší objem RES, než potrebujú pre svoje vlastné ciele, keďže by mohol vzniknúť odpor obyvateľstva voči budúcim inštaláciám RES (NIMBY-izmus¹⁷).

5. ADMINISTRATÍVNE PREKÁŽKY

Nie je možné oddeliť diskusiu o podporných systémoch od otázky administratívnych prekážok. V snahe dosiahnuť ciele zavádzania RES-E efektívne z hľadiska nákladov je potrebné vytvoriť postup, ktorý včas a jednoducho uľahčí zabezpečenie zvýšenej výroby RES-E.

Táto kapitola – v súlade s článkom 6 smernice 2001/77/ES – analyzuje rozličné problémy a navrhuje niekoľko riešení na zmiernenie administratívneho zaťaženia (viac informácií v prílohe 6).

5.1. Zistené prekážky

Prekážky, ktorým čelia vývojoví pracovníci a investori pri zavádzaní nových technológií, môžu mať administratívny, sieťový, sociálny a finančný charakter. Nedávno Komisia začala proces verejných konzultácií o tom, ako sa tieto prekážky vnímajú¹⁸

Zistené administratívne prekážky sa dajú rozdeliť do týchto kategórií:

1. *Veľký počet podieľajúcich sa orgánov a nedostatočná koordinácia medzi nimi*

Významným problémom, ktorý by mohol brániť väčšiemu využívaniu obnoviteľných zdrojov energie, je existencia viacerých vrstiev kompetencií pri schvaľovaní výrobných jednotiek. Požiadavky množstva zúčastnených orgánov (vnútroštátnych, regionálnych a komunálnych) často vedú k oneskoreniam, investičnej neistote, znásobovaniu úsilia a k potenciálne väčším požiadavkám na motiváciu zo strany vývojových pracovníkov, aby sa tak vykompenzovali investičné riziká alebo počiatočná výška kapitálu investovaného do projektu.

Tam, kde sú zúčastnené rozličné úrovne správy, musia členské štáty určiť **komplexné autorizačné orgány**, ktoré budú zodpovedné za *koordináciu* viacerých správnych postupov, akým je napríklad Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zaoberajúci sa pobrežným vetrom v Nemecku. Rozličné orgány musia tiež používať štandardné formuláre a požiadavky.

2. *Dlhé čakacie lehoty potrebné na získanie potrebných povolení*

Povoľovacie konania pre projekty využívajúce vietor na pevnine môžu trvať dva až sedem rokov,¹⁹ čo v niektorých prípadoch vedie k obavám z úplného „zmrazenia“ vývoja tohto trhu. Povoľovacie konania pre projekty využívajúce pobrežný vietor sú ešte neefektívnejšie, keďže až doteraz neboli stanovené jasné postupy pre rozdelenie zodpovedností medzi rozličnými príslušnými štátnymi orgánmi.

¹⁷ NIMBY-izmus je skratka pre „Not In My Back Yard – Nie na mojom dvore“.

¹⁸ Konzultácie so zainteresovanými osobami pozostávajú z internetového dotazníka a z následných pohovorov. Tento proces je opísaný v hodnotení účinkov priložených k tomuto oznámeniu.

¹⁹ Takéto lehoty sú v Holandsku a v Škótsku.

Dôrazne sa odporúča stanoviť jasné pravidlá pre povoľovacie konania a do týchto postupov sa musia pre príslušné orgány začleniť záväzné lehoty na odpoveď. Výborným nástrojom kontroly efektívnosti schvaľovania je stanovenie miery schválených žiadostí²⁰.

3. RES nedostatočne zohľadňované v územnom plánovaní

V mnohých krajinách a regiónoch sa budúci rozvoj projektov RES neberie pri zostavovaní územných plánov do úvahy. Znamená to, že sa musia prijať nové územné plány, aby bolo možné implementovať projekt RES-E v konkrétnej oblasti. Tento proces môže trvať veľmi dlho. Neraz sa stáva, že z celkového obdobia potrebného na vývoj projektu najväčšia časť pripadá na získanie povolení súvisiacich s územným plánovaním. Predovšetkým ide o projekty v oblasti využitia vetra a biomasy. Príslušné orgány treba podporovať v tom, aby **predpokladali vývoj budúcich projektov RES (predbežné plánovanie)** vo svojom regióne vyčlenením vhodných oblastí.

Ak sa na povoľovacom konaní podieľajú orgány na rozličných úrovniach, možným riešením by mohlo byť **predbežné plánovanie** uskutočňované v Dánsku a Nemecku, kde sa od samospráv vyžaduje, aby prideliť lokality, ktoré budú k dispozícii vývojovým projektovým pracovníkom za účelom dosiahnutia cieľovej úrovne objemu výroby obnoviteľnej energie. V týchto predbežne naplánovaných oblastiach sú požiadavky na povolenia menšie a realizujú sa rýchlejšie. Vo Švédsku sa tieto oblasti označujú ako „oblasti národného záujmu pre veternú energiu“.

Plánovanie a povoľovacie konanie súvisia aj s európskou environmentálnou legislatívou, akou je rámcová smernica o vode alebo smernica o biotopoch a vtákoch. Komisia bude pokračovať vo svojej práci – napríklad v prebiehajúcej iniciatíve Komisie súvisiacej so vzájomným prepojením rámcovej smernice o vode a smernice o elektrickej energii z obnoviteľných energií, akou je vodná energia – aby sa zvýšila transparentnosť a jednoznačnosť uplatňovania týchto smerníc v súvislosti s rozvojom obnoviteľnej energie.

5.2. Odporúčania týkajúce sa administratívnych prekážok

Keďže situácia v súvislosti s povoľovacími konaniami sa v jednotlivých členských štátoch výrazne líši, nie je možné sformulovať všeobecné odporúčania. Smernica o obnoviteľných zdrojoch energie (2001/77/ES) požaduje skrátenie celkového povoľovacieho konania. To sa dá dosiahnuť len výraznou zainteresovanosťou a zaangažovanosťou ústrednej vlády spolu s regionálnymi a komunálnymi orgánmi – ale s veľmi jasným vymedzením kompetencií na jednotlivých úrovniach. Komisia odporúča tieto opatrenia:

- Musia sa vytvoriť **centrálne autorizačné orgány** zodpovedné za vybavovanie žiadostí o povolenia a poskytujúce poradenstvo žiadateľom.
- Členské štáty musia stanoviť **jasné pravidlá** povoľovacích konaní s jednoznačným pridelením zodpovedností. Ako sa uvádza v judikatúre Súdneho dvora, povoľovacie konania musia byť založené na objektívnych, nediskriminačných kritériách, ktoré sú

²⁰ Britské združenie pre veternú energiu každý rok zverejňuje mieru schválených žiadostí: vlani, v roku 2004, dosiahla hodnotu 80 %.

dopredu známe zainteresovaným podnikom, a to takým spôsobom, aby sa vymedzilo uplatňovanie rozhodnutí vnútroštátnych orgánov, aby sa nevyužívalo svojvoľne.²¹

- Členské štáty musia zaviesť **mechanizmy predbežného plánovania**, ktoré budú požadovať, aby sa v príslušných regiónoch a obciach prideľovali lokality pre rozličné obnoviteľné energie.
- Pre malé projekty sa majú zaviesť **jednoduchšie postupy**.
- Usmernenie o vzťahoch s európskou environmentálnou legislatívou.

6. OTÁZKY PRÍSTUPU DO SIETE

Prístup do siete za primeranú a transparentnú cenu je hlavným cieľom článku 7 smernice 2001/77/ES a je dôležitý pre rozvoj výroby obnoviteľnej elektrickej energie. Od členských štátov požaduje, aby prijali opatrenia na uľahčenie prístupu do siete s obnoviteľnou elektrickou energiou.

Infraštruktúra siete sa budovala zväčša v časoch, keď sektor elektrickej energie bol v štátnom vlastníctve a bol určený na to, aby umožnil rozmiestňovanie veľkých elektrární v blízkosti baní a riek alebo v blízkosti hlavných centier spotreby. Výroba obnoviteľnej elektrickej energie nie je väčšinou situovaná na rovnakých miestach ako konvenčná výroba elektrickej energie a vo všeobecnosti má rozdielny objem výroby. Hoci niektoré prevádzky vyrábajúce elektrickú energiu z biomasy majú kapacitu približne 200 MW a veterné elektrárne dosahujú podobné hodnoty, bežný objem výroby prevádzok produkujúcich obnoviteľnú elektrickú energiu je menší. Výroba obnoviteľnej elektrickej energie je často spojená s distribučnou sieťou a okrem investícií do pripojenia do siete potrebuje aj rozšírenie a posilnenie siete. Členské štáty, okrem niekoľkých výnimiek, zaviedli **legislatívne opatrenia** zabezpečujúce, aby prevádzkovatelia sietí zaručovali prenos a distribúciu obnoviteľnej elektrickej energie. Prioritný prístup na prenosovej úrovni však v mnohých prípadoch nie je zabezpečený.

Potrebné sú **transparentné pravidlá** týkajúce sa hradenia a zdieľania investičných nákladov do sietí, keďže mnohé prekážky súvisiace so sieťami vyplývajú z neexistencie takýchto pravidiel. Pravidlá, ktoré boli stanovené, a stupeň transparentnosti týchto pravidiel sa v jednotlivých členských štátoch výrazne líšia. Treba ešte veľa urobiť aj v oblasti transparentnosti zdieľania nákladov.

Osvedčené postupy sa dajú nájsť v mnohých krajinách, napríklad v Dánsku, Fínsku, Nemecku a v Holandsku. V týchto krajinách boli zavedené pravidlá týkajúce sa hradenia a zdieľania rozličných investičných nákladov do sietí. Tieto štáty si zvolili metódu „plytkých“ nákladov, v rámci ktorej náklady na pripojenie do siete hradia subjekty vyvíjajúce projekty a požadujúce pripojenie alebo ich zdieľajú s prevádzkovateľmi sietí, zatiaľ čo náklady súvisiace s nevyhnutným rozširovaním a posilňovaním sietí na distribučnej a prenosovej úrovni hradia prevádzkovatelia sietí a náklady sa ďalej prenášajú do štruktúry sieťových sadzieb. V Dánsku hradia niektoré náklady na pripojenie v prípade veternej energie prevádzkovatelia sietí, čím sa znižuje ekonomické zaťaženie výrobcov veternej energie vzhľadom na investičné náklady do sietí. Hoci Holandsko nezabezpečilo prioritný prístup, všetky náklady na pripojenie vo všeobecnosti hradia prevádzkovatelia sietí.

²¹ Pozri Súdny dvor, rozsudok 20. 2. 2001 C-205/99, „Analir“.

RES-E môže čeliť problému nedostatočnej kapacity siete. Táto prekážka sa zhoršuje vďaka neexistencii jasných zavedených pravidiel týkajúcich sa hradenia a zdieľania rozličných investičných nákladov do sietí, ako aj existenciou vertikálnej integrácie a dominantných služieb.

Na zabezpečenie toho, aby RES-E mohla mať výrazný podiel na skladbe elektrickej energie, je potrebné lepšie plánovanie a lepšia celková správa sietí. Program transeurópskych energetických sietí, ako aj rámcové programy Európskej únie pre výskum a rozvoj technológií začali uskutočňovať pomocné štúdie úprav a optimalizácie sietí pre integráciu projektov RES-E.

Komisia v prvom rade odporúča, aby boli zásady hradenia a zdieľania nákladov plne transparentné a nediskriminačné. Po druhé, nevyhnutne sa musí zabezpečiť rozvoj sieťovej infraštruktúry, aby sa prispôbila ďalšiemu vývoju výroby obnoviteľnej energie. Po tretie, náklady súvisiace s rozvojom sieťovej infraštruktúry musia hradiť prevádzkovatelia sietí. Po štvrté, tvorba cien elektrickej energie v celej elektrickej sieti musí byť spravodlivá a transparentná a musí zohľadňovať prínosy príslušného spôsobu výroby elektrickej energie.

7. ZÁRUKY PÔVODU

Členské štáty zavedú systém zaručujúci pôvod elektrickej energie vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie, aby sa uľahčilo obchodovanie a zvýšila transparentnosť voči odberateľom.²² Musia zabezpečiť, aby na základe žiadosti bola vydaná záruka o pôvode. V súčasnosti sa implementácia záruk pôvodu v jednotlivých členských štátoch líši, čo je vidieť aj v prílohe 7.

Po smernici 2001/77/ES bola prijatá nová smernica o vnútornom trhu s elektrickou energiou²³. V súlade s článkom 3 ods. 6 smernice 2003/54/ES sa od členských štátov požaduje, aby zaviedli systém informovania o skladbe palív. Komisia považuje toto ustanovenie za dôležité opatrenie na dosiahnutie cieľa transparentnosti voči odberateľom, keďže sa týka celého sektora elektrickej energie a nielen elektrickej energie vyrábanej z obnoviteľných zdrojov. Základom týchto informácií by mohla byť záruka pôvodu.

Obchodovanie so „zelenou“ elektrickou energiou sa rozbehlo, ale doteraz nenastal prípad prenosu „zelenej“ elektrickej energie vyrobenej v jednej krajine do druhej štáty, aby sa tam dosiahli príslušné ciele. Nie je absolútne nevyhnutné mať jednotné záruky pôvodu, aby sa predišlo duplicite. Musí sa však schváliť „nepriepustný“ systém odkupovania použitých „zelených“ osvedčení. Takýto systém existuje v mnohých členských štátoch a mohol by sa ďalej koordinovať alebo dokonca aj harmonizovať, ak by to bolo potrebné pre väčšie objemy cezhraničného obchodu.

8. ZÁVERY

Čas na koordináciu

²² Článok 5 smernice 2001/77/ES.

²³ Smernica 2003/54/ES o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrickou energiou a o zrušení smernice 96/92/ES.

Konkurenčné vnútroštátne systémy získavajúce v EÚ značné skúsenosti s podpornými systémami obnoviteľných zdrojov energie by sa mali dať považovať za prínos už v prechodnom období. Konkurencia medzi systémami má viesť k väčšej rozmanitosti riešení a k prínosom: napríklad pre systém „zelených“ osvedčení je prínosom existencia systému vstupných sadzieb, keďže sa náklady na menej efektívne technológie hradia v rámci technologického učebného procesu, čo na druhej strane vedie k nižším prenosovým nákladom pre zákazníkov. Navyše je ešte príliš skoro porovnávať výhody a nevýhody zavedených podporných mechanizmov so systémami s relatívne krátkou minulosťou. Preto, a na základe analýz uvedených v tomto oznámení, Komisia nepovažuje za vhodné v tejto etape prezentovať harmonizovaný európsky systém.

Komisia považuje **koordinovaný** prístup k podporným systémom obnoviteľných zdrojov energie za primeraný, a to na základe dvoch pilierov, ktorými sú: **spolupráca** medzi krajinami a optimalizácia účinkov na vnútroštátne systémy.

8.1. Spolupráca

Intenzívnejšia spolupráca medzi krajinami vo forme „**spolupráce**“ by bola užitočná pre rozvoj rozličných podporných systémov v Európe. Vznikajúca spolupráca medzi systémami vstupných sadzieb v Nemecku, Španielsku a Francúzsku alebo na iberskom trhu alebo nový plánovaný spoločný švédsko-nórsky systém „zelených“ osvedčení môžu byť príkladmi pre ostatných. Členské štáty, ktoré majú dostatočne podobné systémy, by sa mohli neskôr pripojiť.

8.2. Optimalizácia

Komisia navrhuje proces **optimalizácie vnútroštátnych systémov** a pripomína, že nestabilita a neefektívnosť systémov sa zväčša prenáša do vyšších nákladov pre odberateľov. Optimalizácia sa týka ekonomických mechanizmov a efektívnosti nákladov, ale vyžaduje aj odstránenie administratívnych a sieťových prekážok.

Členské štáty majú optimalizovať a upravovať svoje podporné systémy:

- **Zvyšovaním legislatívnej stability a znižovaním investičného rizika.** Jedným z hlavných problémov vnútroštátnych podporných systémov je ich nestabilita. Každá nestabilita v systéme spôsobuje vznik vysokých investičných rizík, ktoré zväčša nadobúdajú formu vysokých nákladov pre odberateľov. V snahe zredukovať vnímané riziká musia účastníci na trhu považovať systém z dlhodobého hľadiska za stabilný a spoľahlivý. Redukcia investičných rizík a zvýšenie likvidity predstavuje dôležitú úlohu predovšetkým na trhu so „zelenými“ osvedčeniami. Koncepcia podporných mechanizmov musí minimalizovať zbytočné trhové riziko. Zvýšená likvidita by mohla zlepšiť možnosti dlhodobých zmlúv a zabezpečiť jednoznačnejšie trhové ceny.
- **Odstraňovaním administratívnych prekážok** vrátane zjednodušovania správnych postupov. Musia sa obmedziť administratívne požiadavky pre zavádzanie podporných systémov, aby sa minimalizovalo zaťaženie odberateľov. Okrem úplnej implementácie smernice o RES-E medzi konkrétne návrhy pre členské štáty patria jednoznačné pravidlá, komplexné autorizačné orgány, zavedenie mechanizmov predbežného plánovania a jednoduchšie postupy.

- **Riešením sieťových otázok** a transparentnosťou podmienok pripojenia. Posilňovanie prenosu sa musí plánovať a vyvíjať v predstihu s primeraným financovaním. Komisia v prvom rade odporúča, aby boli zásady hradenia a zdieľania nákladov plne transparentné a nediskriminačné. Po druhé, nevyhnutne sa musí zabezpečiť rozvoj sieťovej infraštruktúry, aby sa prispôsobila ďalšiemu vývoju výroby obnoviteľnej energie. Po tretie, náklady súvisiace s rozvojom sieťovej infraštruktúry musia hradiť prevádzkovatelia sietí. Po štvrté, tvorba cien elektrickej energie v celej elektrickej sieti musí byť spravodlivá a transparentná a musí zohľadňovať prínosy príslušného spôsobu výroby elektrickej energie.
- **Podporovaním rozmanitosti technológií.** Niektoré podporné systémy majú tendenciu podporovať len najsilnejšie obnoviteľné technológie vo vzťahu k nákladovej konkurencieschopnosti. Napríklad využívanie energie príbrežného vetra by sa nikdy nerozvinulo, keby podliehalo rovnakému finančnému systému ako energia vetra z pevniny. Takéto systémy by mali byť doplnené o ďalšie podporné nástroje, aby sa technologický rozvoj diverzifikoval. Správna politika celkovej podpory obnoviteľnej elektrickej energie by mala pokrývať rozličné obnoviteľné technológie.
- Členské štáty musia lepšie využívať možnosti **oslobodenia od daní a znižovania daní** poskytované pre zdroje obnoviteľnej energie na základe smernice o zdaňovaní energetických výrobkov²⁴.
- **Zabezpečením compatibility s vnútorným trhom s elektrickou energiou.** V členských štátoch EÚ prebieha proces liberalizácie energetických trhov. Toto kritérium hodnotí, nakoľko ľahko môže podporný systém vstúpiť na liberalizovaný energetický trh a nakoľko efektívne funguje spolu s nástrojmi existujúcej a novej politiky.
- **Podporovaním zamestnanosti a miestnych a regionálnych prínosov.** Podstatná časť prínosov pre verejnosť vyplývajúcich z politiky podpory obnoviteľných zdrojov energie súvisí so zamestnanosťou, sociálnou politikou a rozvojom vidieka, pričom sa musia rešpektovať a náležite zohľadňovať aj ostatné ciele vnútroštátnej politiky.
- **Doplnením opatrení na dosiahnutie energetickej efektívnosti a riadením dopytu.** Pokrok dosiahnutý výrobou elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov sa kompenzuje nadmerným nárastom spotreby elektrickej energie, ktorému treba zabrániť. Len kombinácia podporných opatrení RES-E s opatreniami na dosiahnutie efektívneho využívania elektrickej energie koncovými užívateľmi umožní Európe dosiahnuť ciele jej energetickej politiky.

8.3. Ďalšie kroky

Veľká regulačná zmena na úrovni Spoločenstva sa v krátkom čase z dôvodu snahy o dosiahnutie cieľov v roku 2010 neodporúča. Komisia však bude vzhľadom na úsilie o dobudovanie vnútorného trhu s elektrickou energiou a vzhľadom na potenciálne zvýšenie efektívnosti nákladov ďalej analyzovať možnosti a účinky lepšej optimalizácie, koordinácie a možnej harmonizácie, podmienky pokroku v oblasti liberalizácie a prenosovej kapacity

²⁴ Smernica 2003/96/ES o zdaňovaní energetických výrobkov a elektriny (Ú. v. EÚ 283/51, 31.10.2003).

a bude sa učiť z ďalších skúseností získaných z rozličných podporných systémov v členských štátoch.

Komisia bude dôsledne monitorovať stav politiky obnoviteľných zdrojov energie v EÚ, najneskôr do decembra 2007 predloží správu o úrovni systémov členských štátov určených na podporu obnoviteľných zdrojov elektrickej energie aj vzhľadom na priebežné hodnotenie presadzovania cieľov na rok 2020 a na politický rámec pre obnoviteľné energie po roku 2010. Na základe výsledkov tohto hodnotenia môže Komisia navrhnúť odlišný prístup a rámec systémov na podporu výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov v Európskej únii, zohľadňujúc potrebu primeraného prechodného obdobia a zabezpečenia. Analyzovať sa budú najmä výhody a nevýhody ďalšej harmonizácie.

Európsky parlament nedávno prijal rezolúciu o obnoviteľných energiách²⁵ objasňujúcej kritériá možnej budúcej harmonizácie európskeho motivačného systému.

Komisia bude podľa článku 4 smernice 2001/77/ES ďalej hodnotiť úspešnosť podporných systémov vrátane efektívnosti nákladov. V prípade potreby doplní svoju správu o návrh rámca Spoločenstva týkajúceho sa podporných systémov výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov. Každý návrh tohto rámca by mal:

- (a) *prispievať k dosahovaniu vnútroštátnych indikatívnych cieľov;*
- (b) *byť kompatibilný so zásadami vnútorného trhu s elektrickou energiou;*
- (c) *zohľadňovať charakteristické znaky rozličných obnoviteľných zdrojov energie spolu s rozličnými technológiami a zemepisnými rozdielmi;*
- (d) *podporovať efektívne využívanie obnoviteľných zdrojov energie a byť jednoduchým a zároveň čo najefektívnejším, predovšetkým vo vzťahu k nákladom;*
- (e) *zabezpečovať dostatočné prechodné obdobia pre vnútroštátne podporné systémy minimálne sedem rokov a zachovávať dôveru investorov.*

²⁵ Rezolúcia EP, 28. september 2005 (Turmesova správa o podiele zdrojov obnoviteľnej energie).

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.

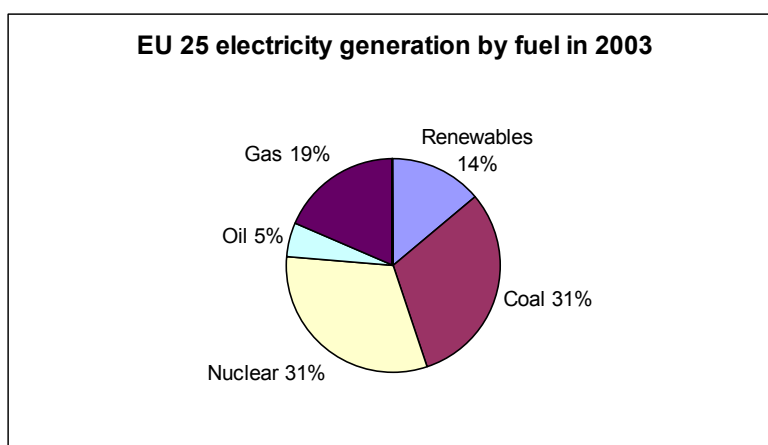


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

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.

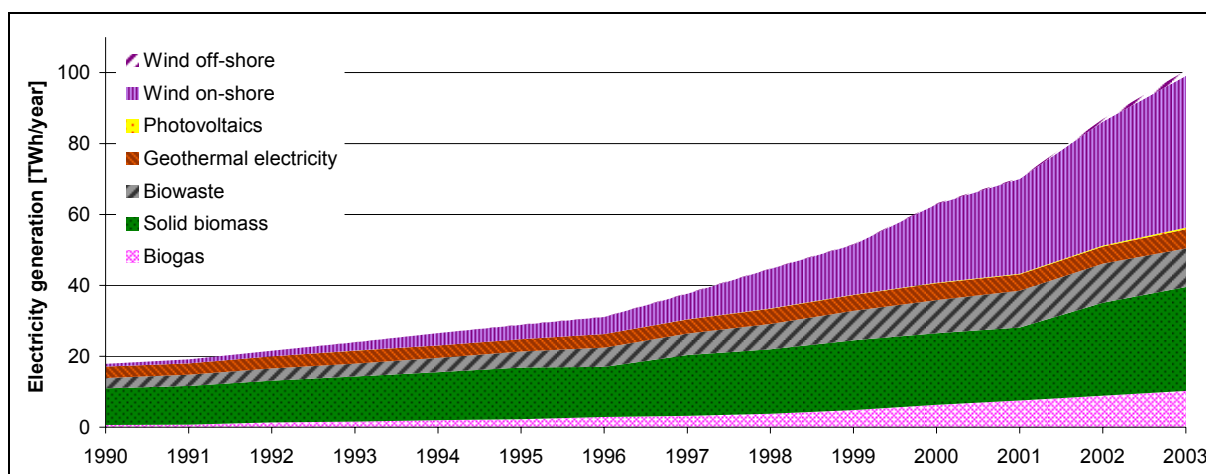


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

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.

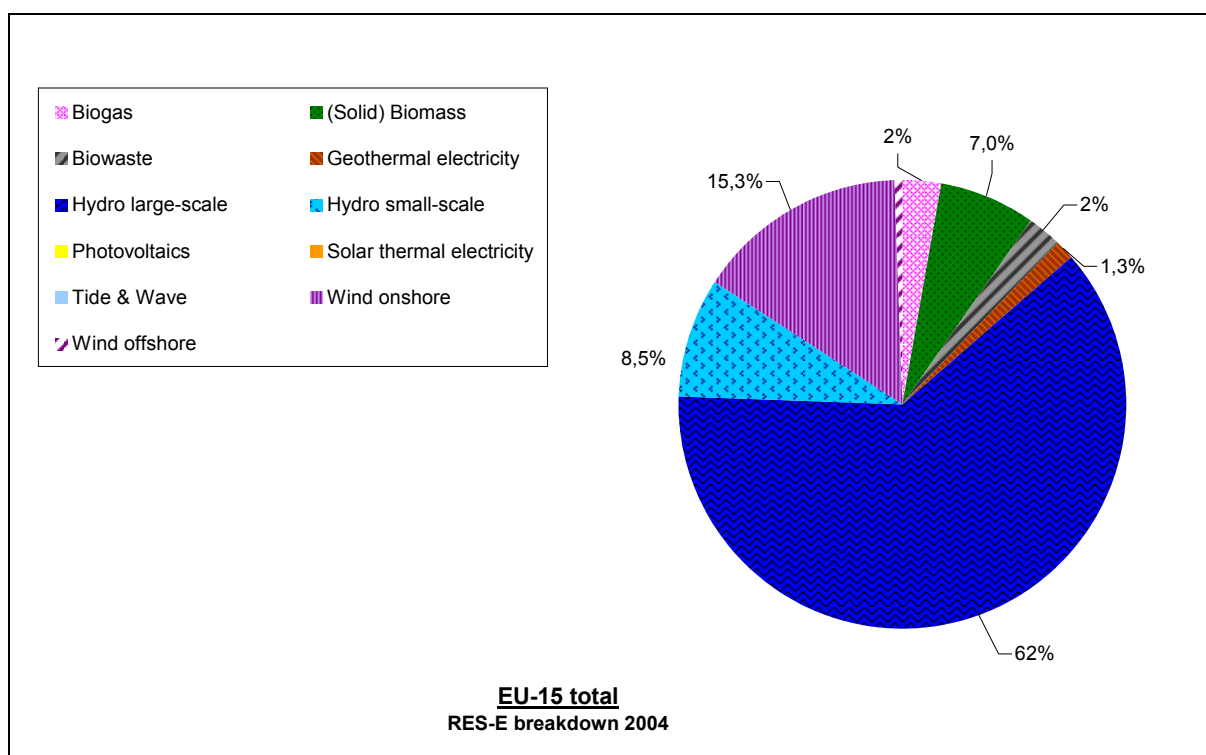


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.

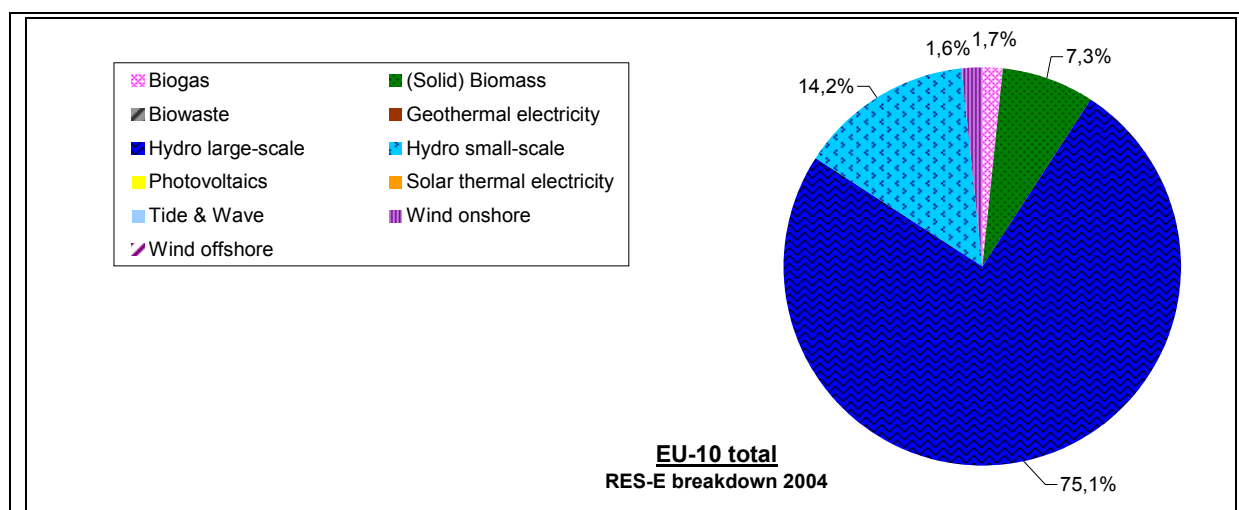


Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.

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. A new feed-in tariff system for photovoltaic valid since 5 th 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.

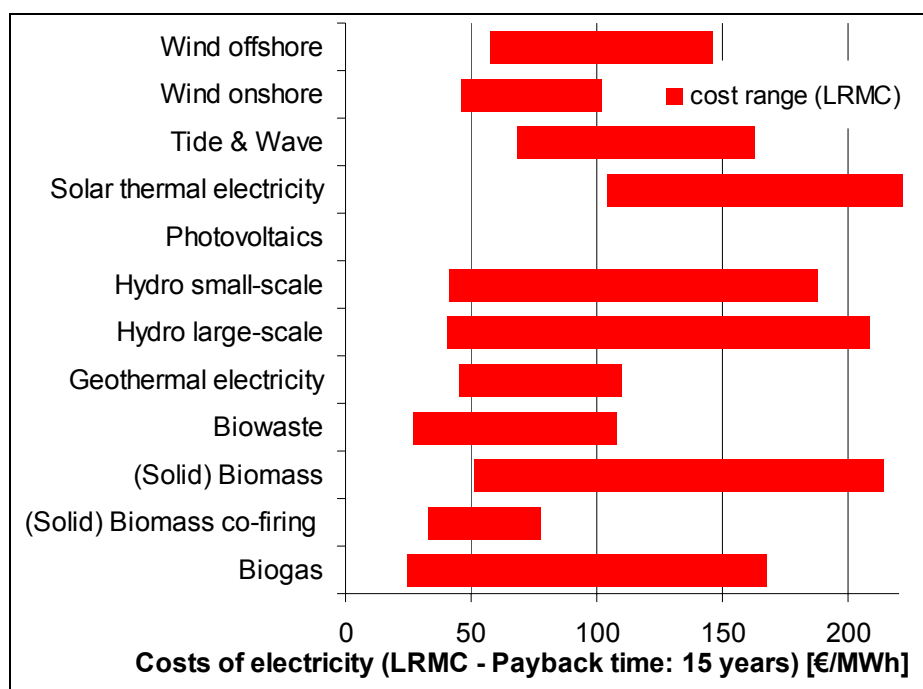


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

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.

Effectiveness²⁸ 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:

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

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:

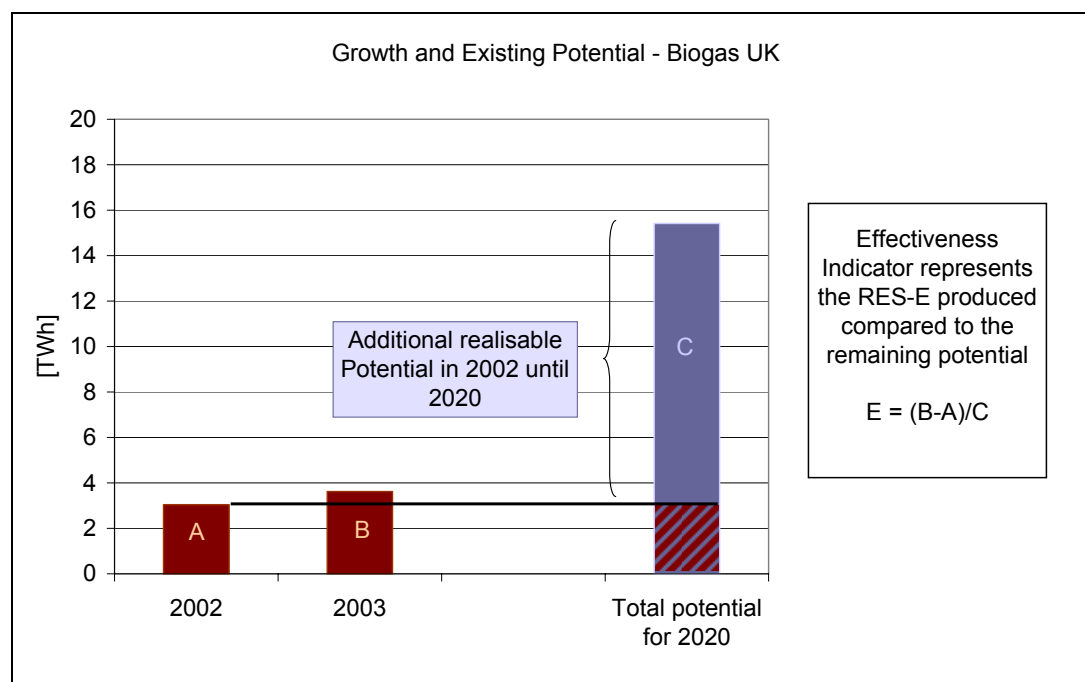


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven years²⁹. 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 2020³⁰ in a linear manner.

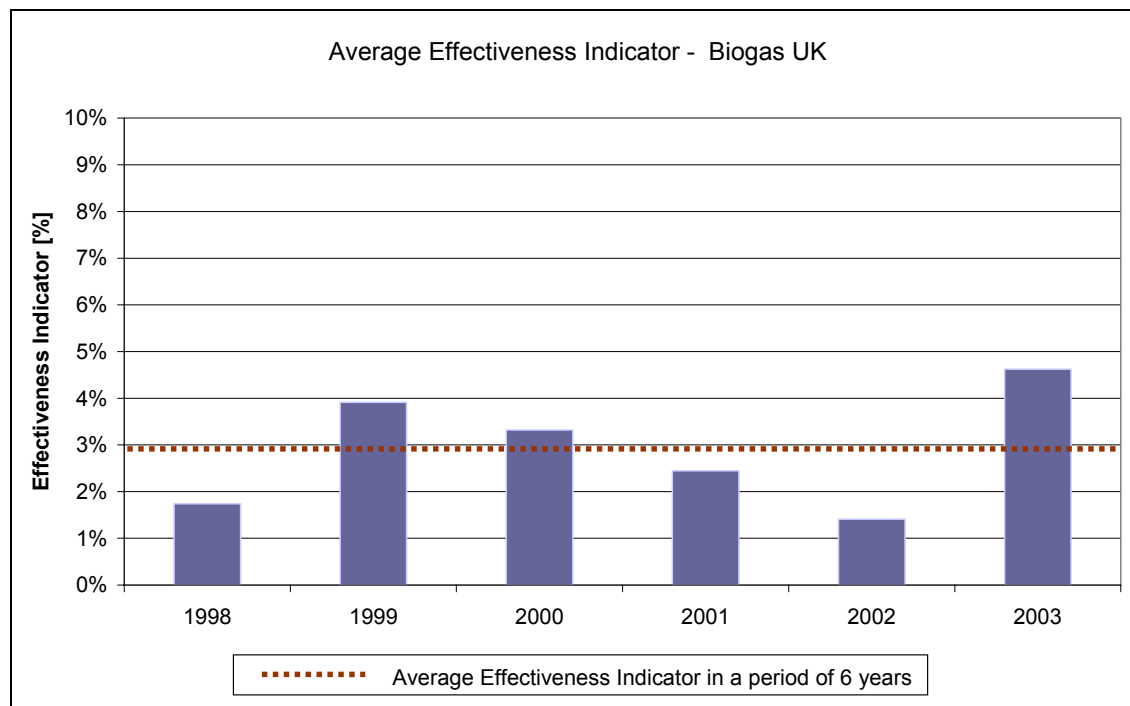


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

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).

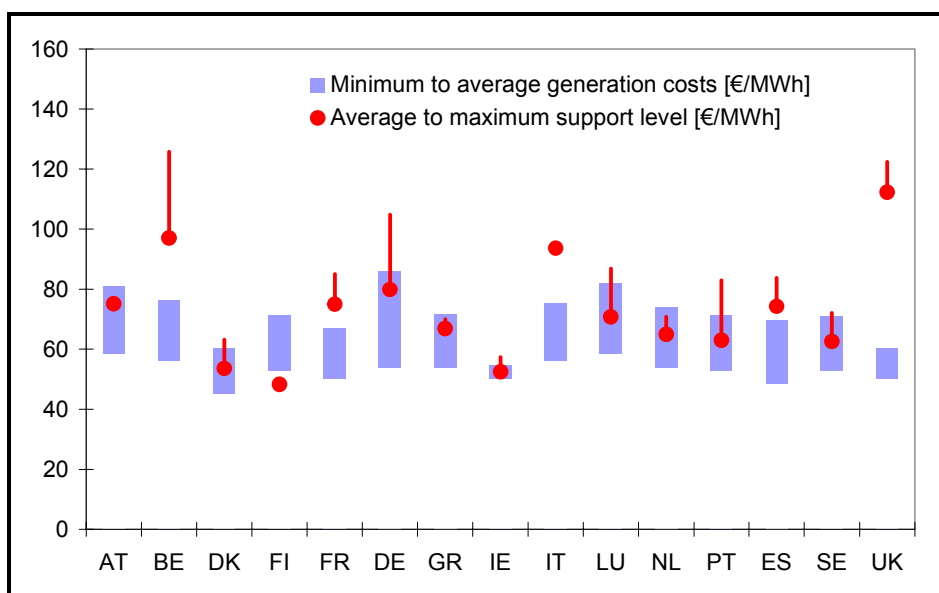


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

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.

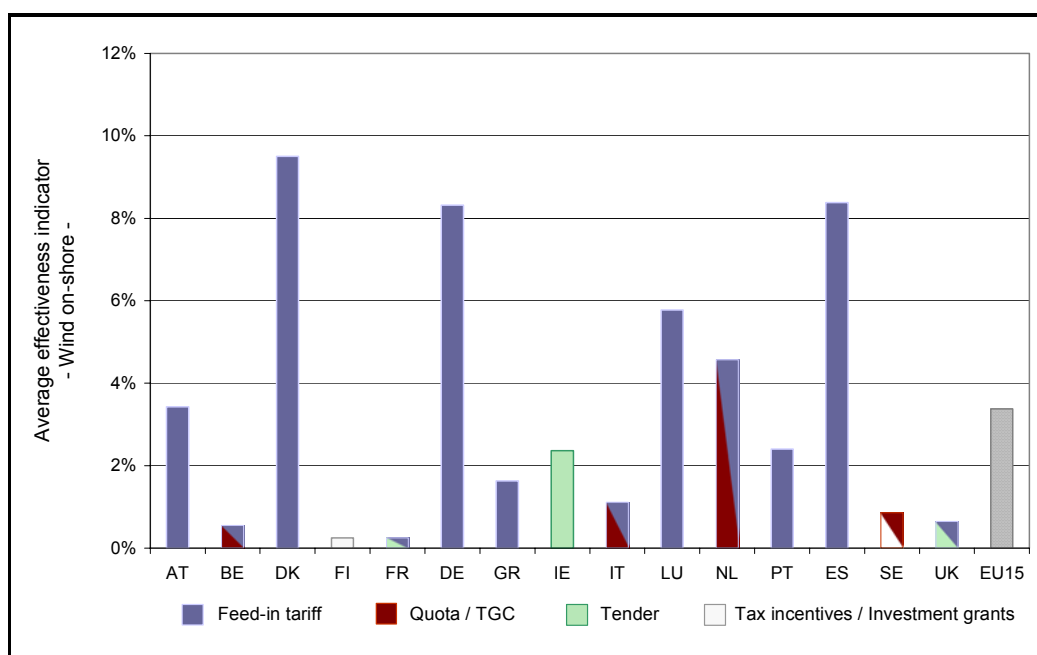


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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 Germany³¹.

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-powering³², 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 investment³³.

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.

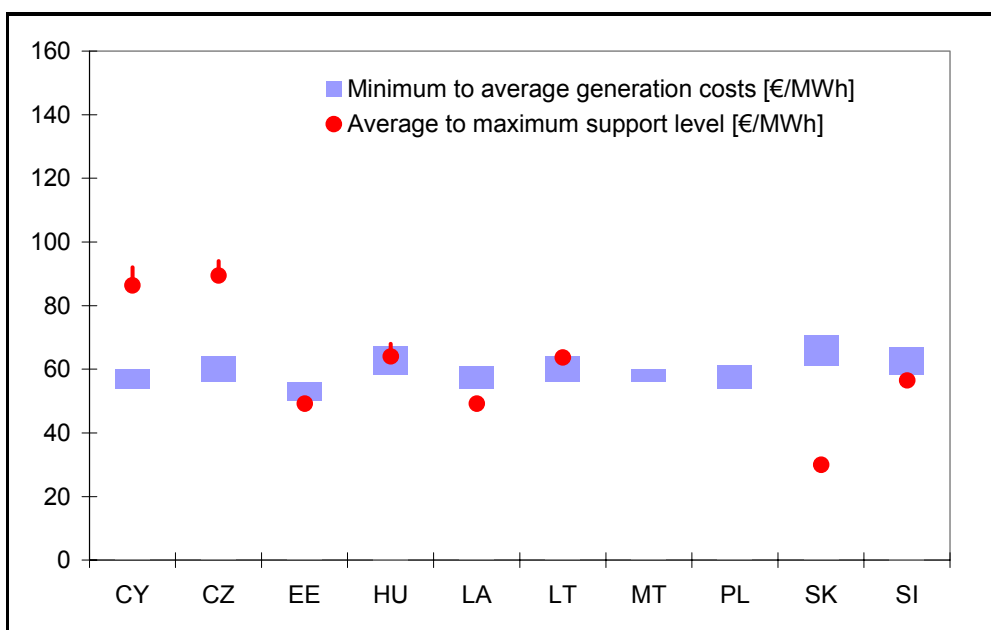


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

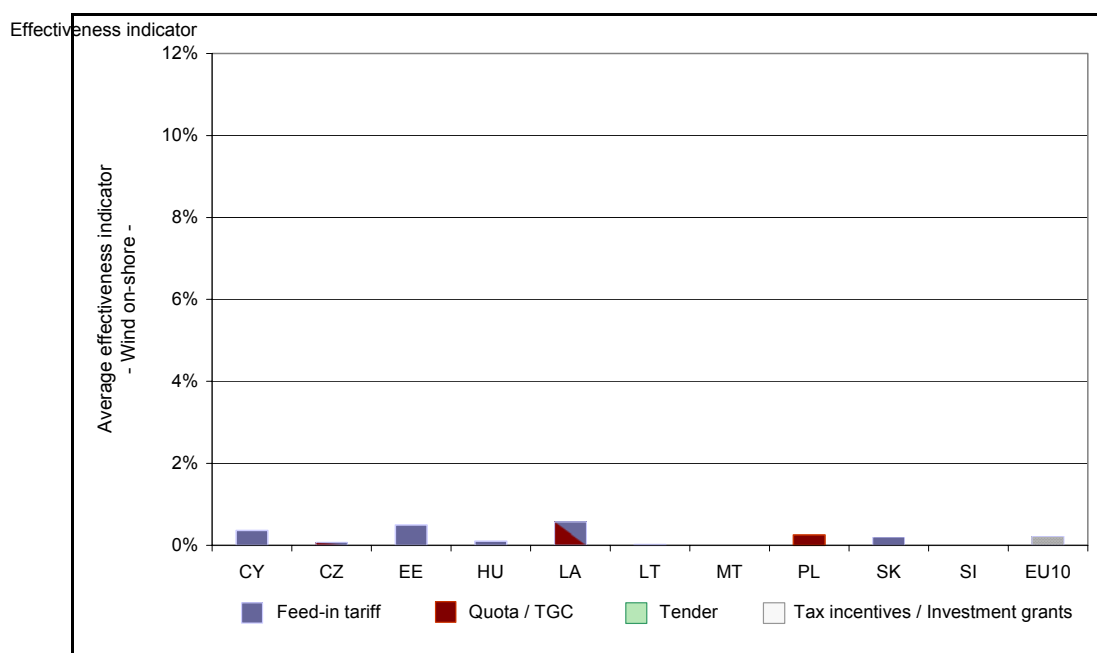


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Biogas³⁴

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 tariffs³⁵ 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.

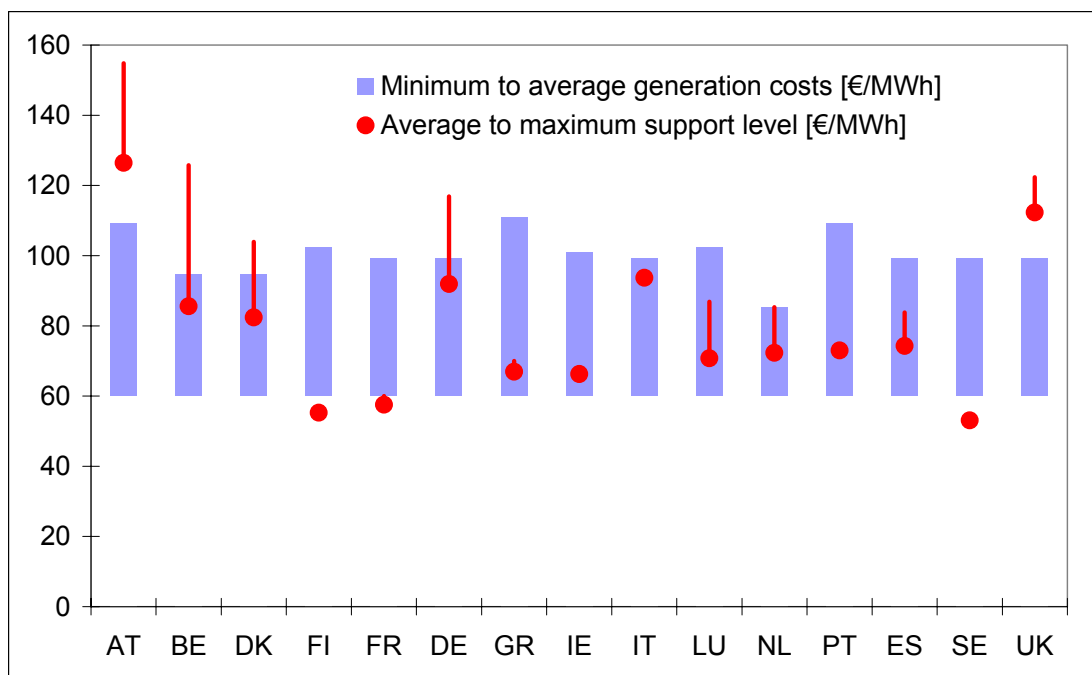


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

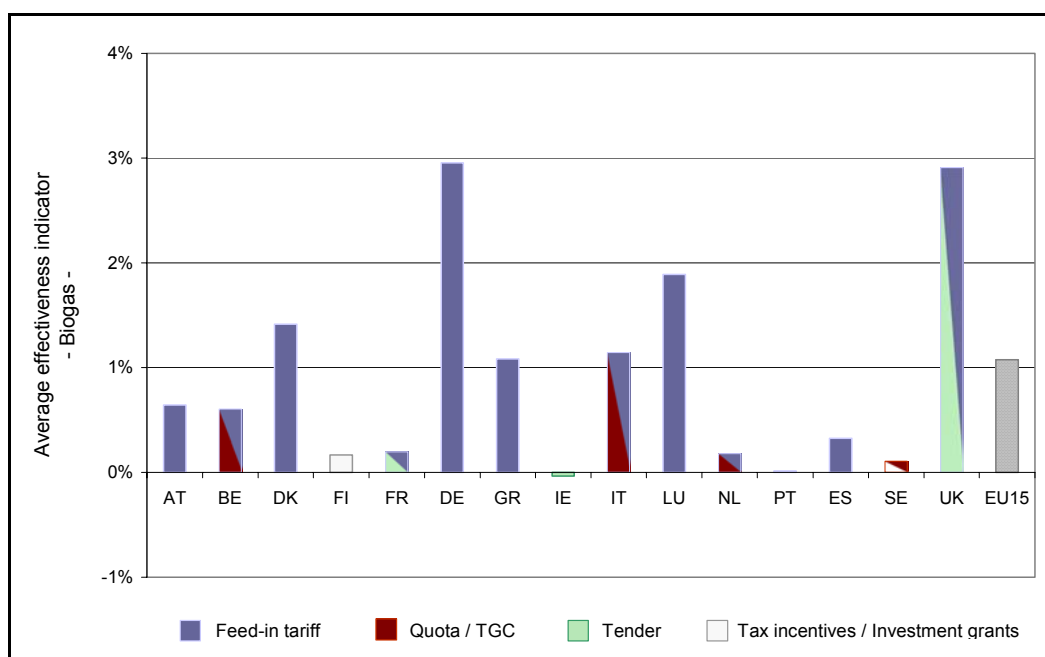


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

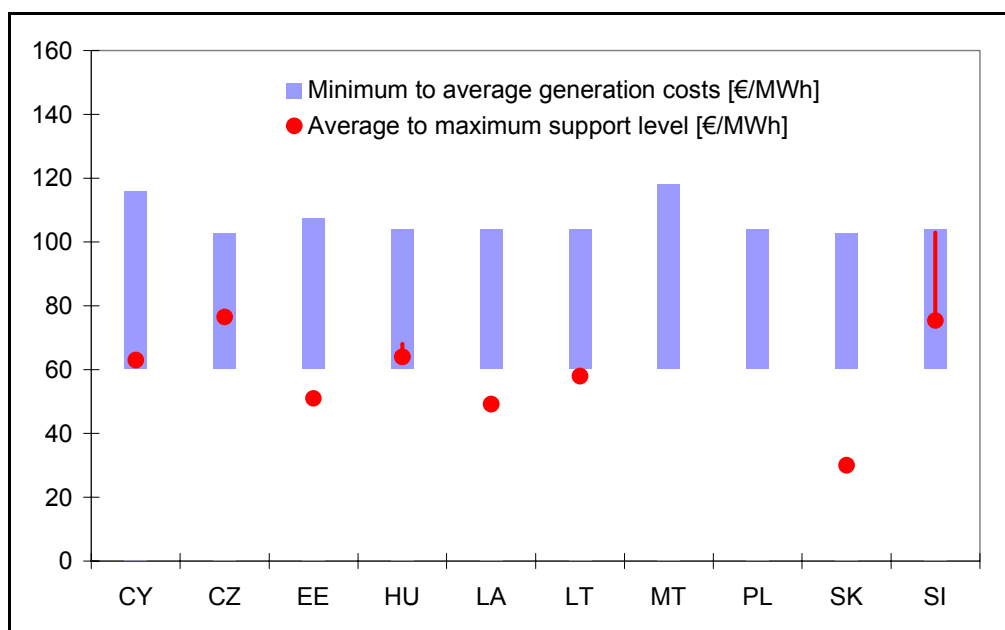


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

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).

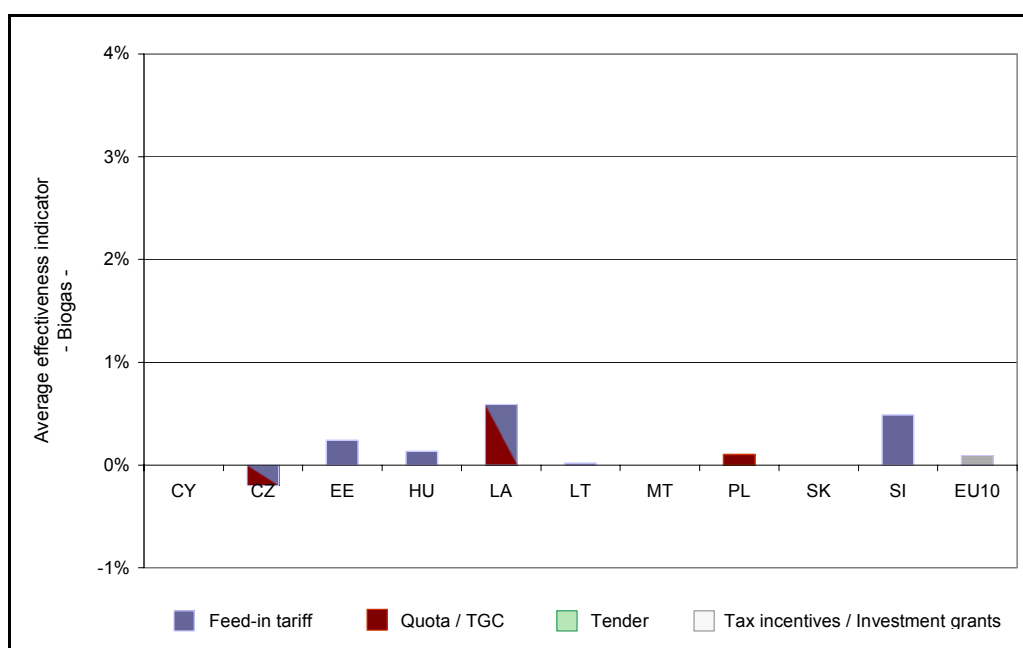


Figure 11:

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 costs³⁸. 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.

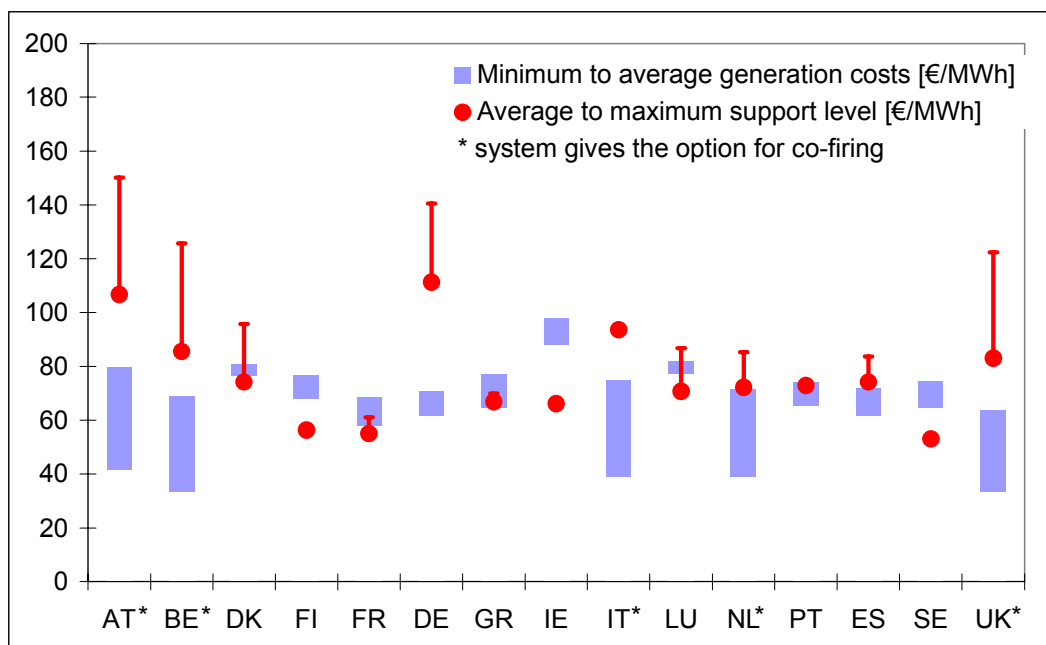


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

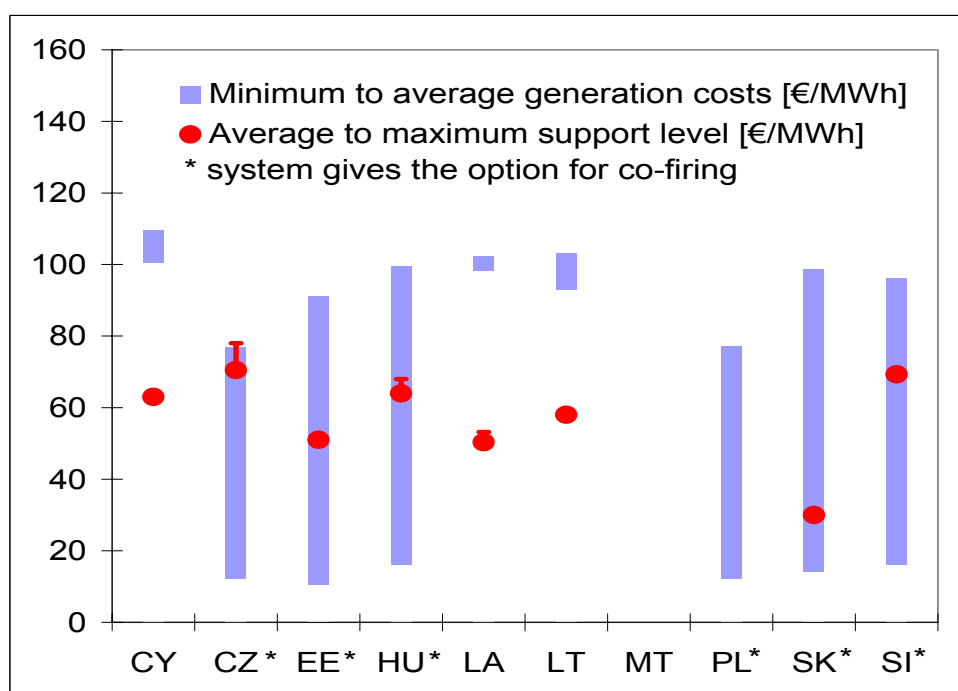


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = 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 exploitation³⁹. This confirms the conclusion of the Communication of May 2004⁴⁰ that the development of biomass electricity is lagging behind expectations at EU level.

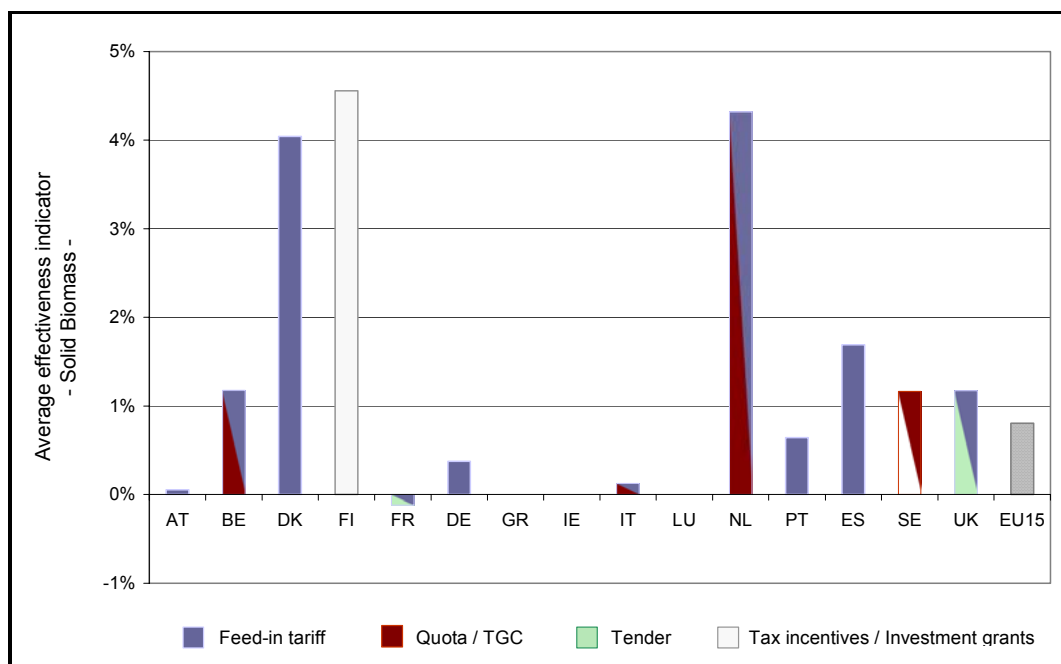
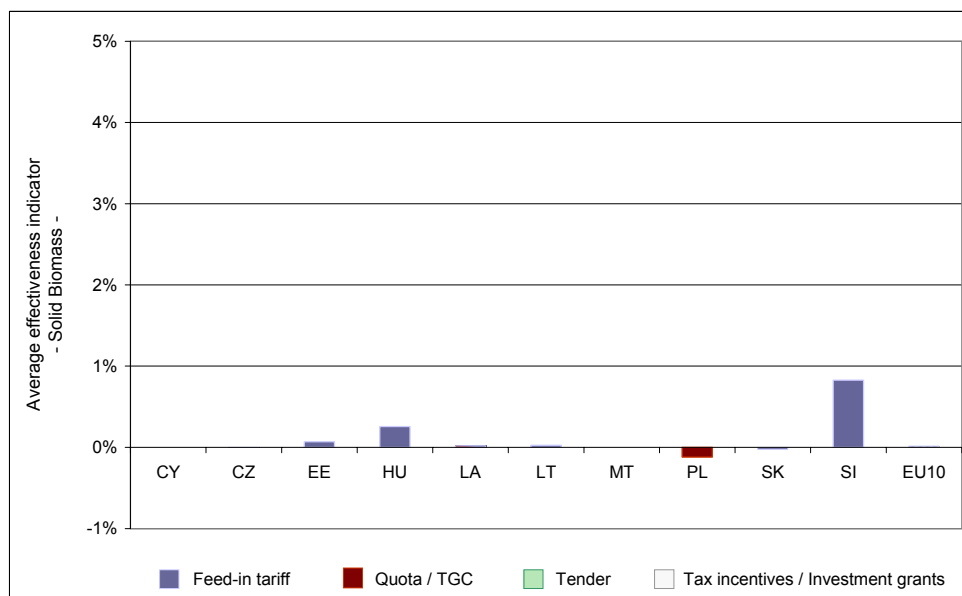


Figure 14:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



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.

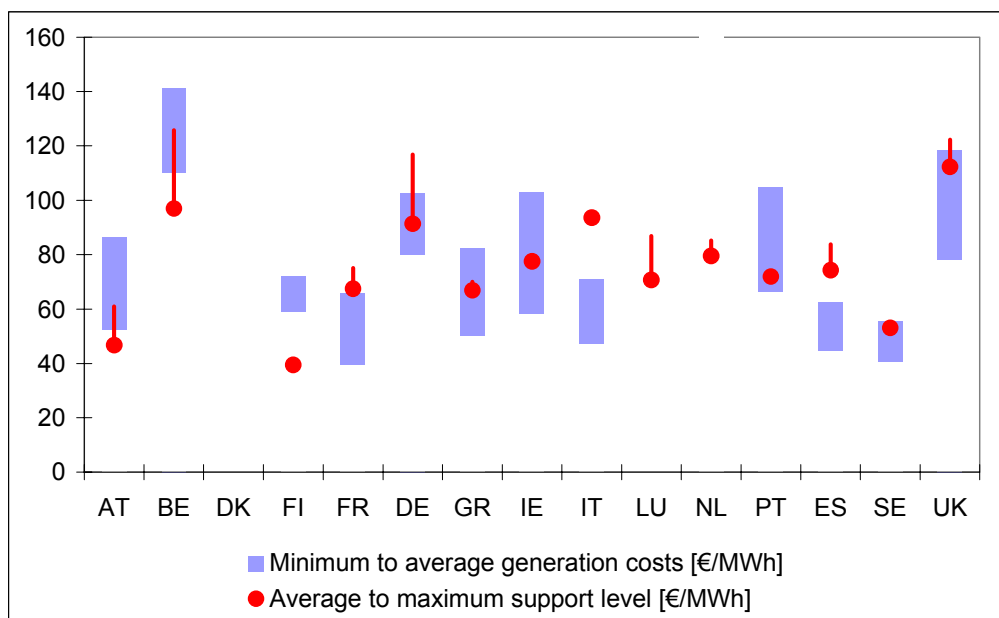


Figure 16:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

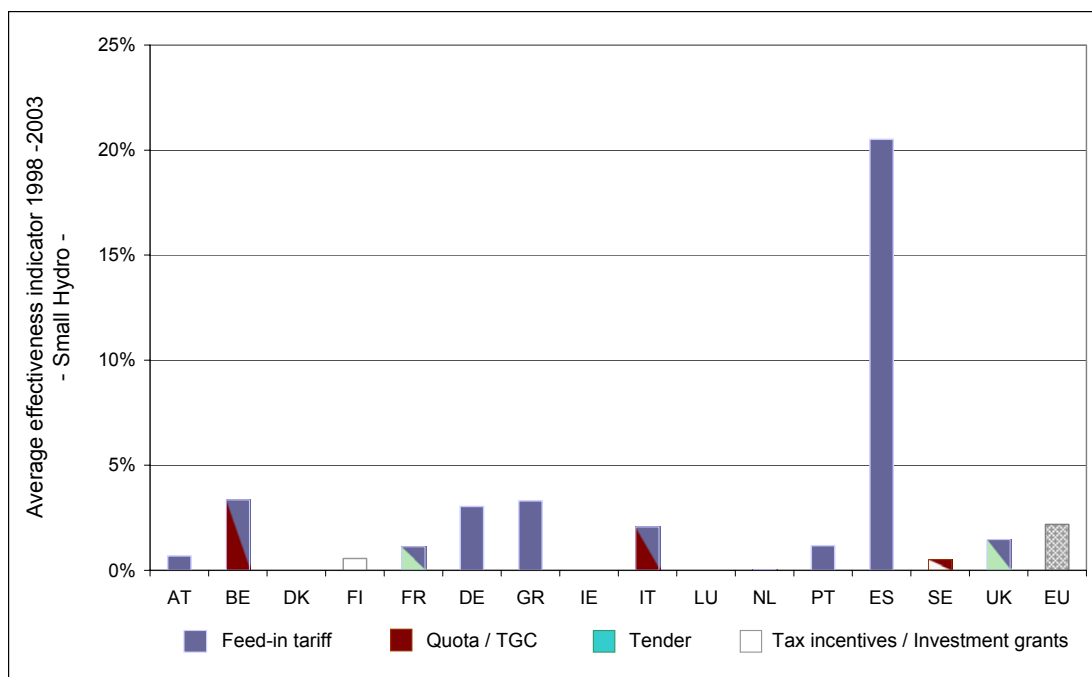


Figure 17:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

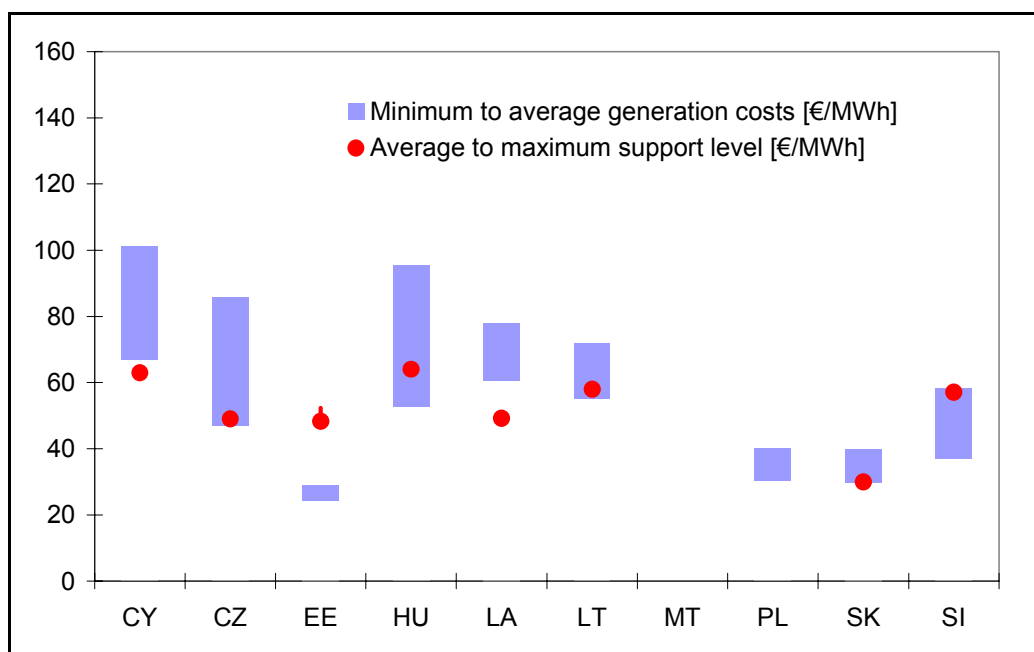


Figure 18:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

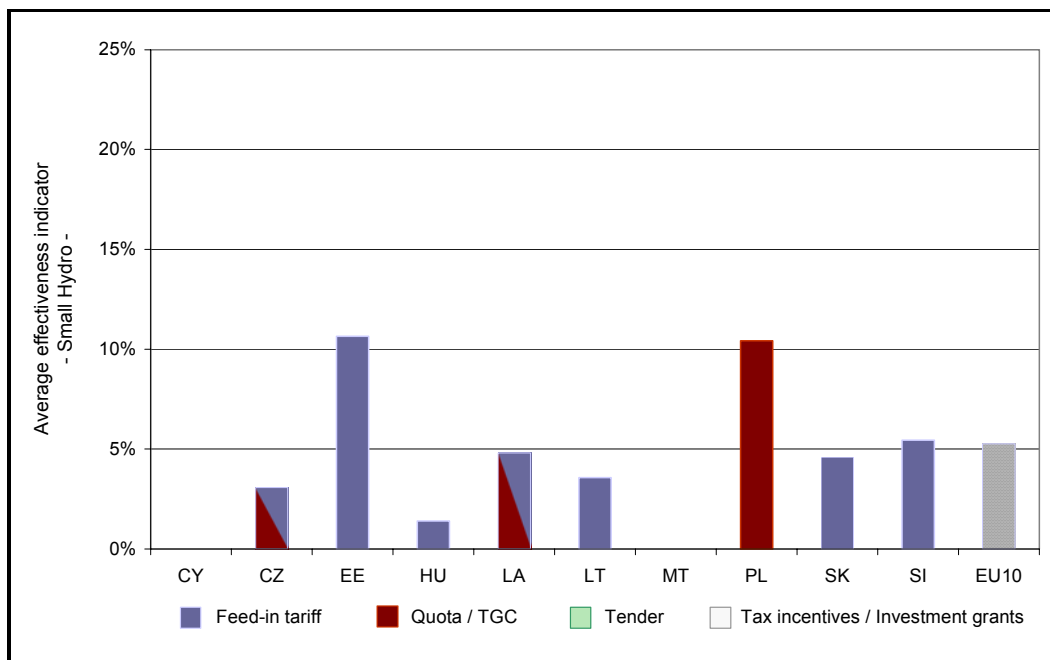


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

Photovoltaic solar energy

As can be seen from Figure 21, photovoltaic electricity generation showed the strongest growth in Germany⁴¹ 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.

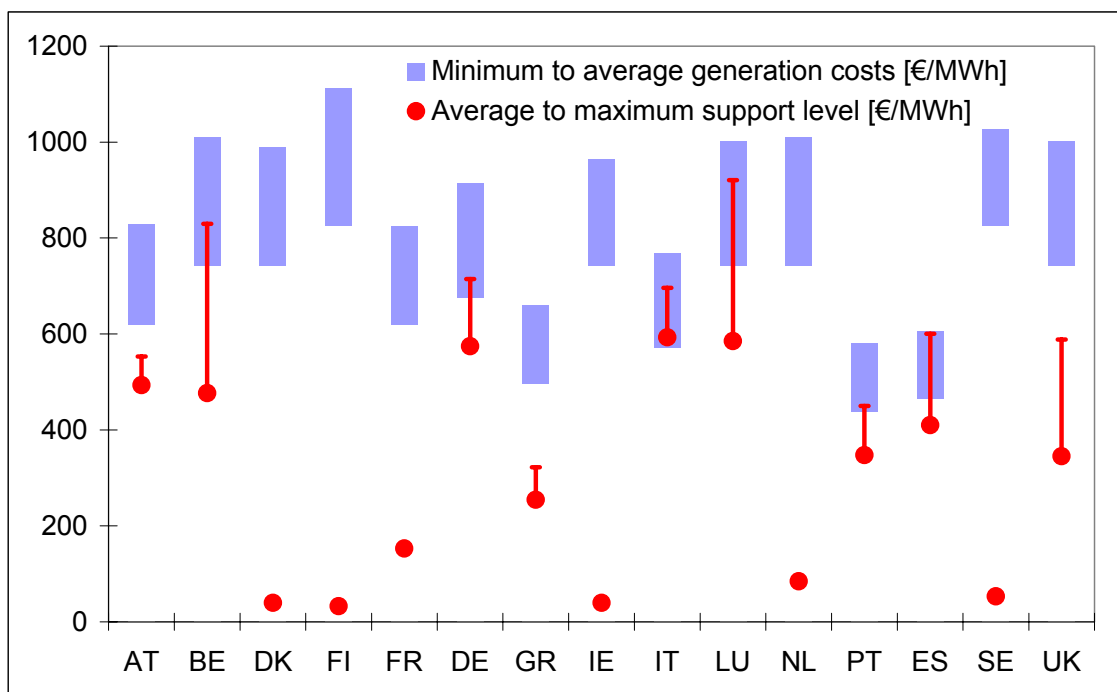


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

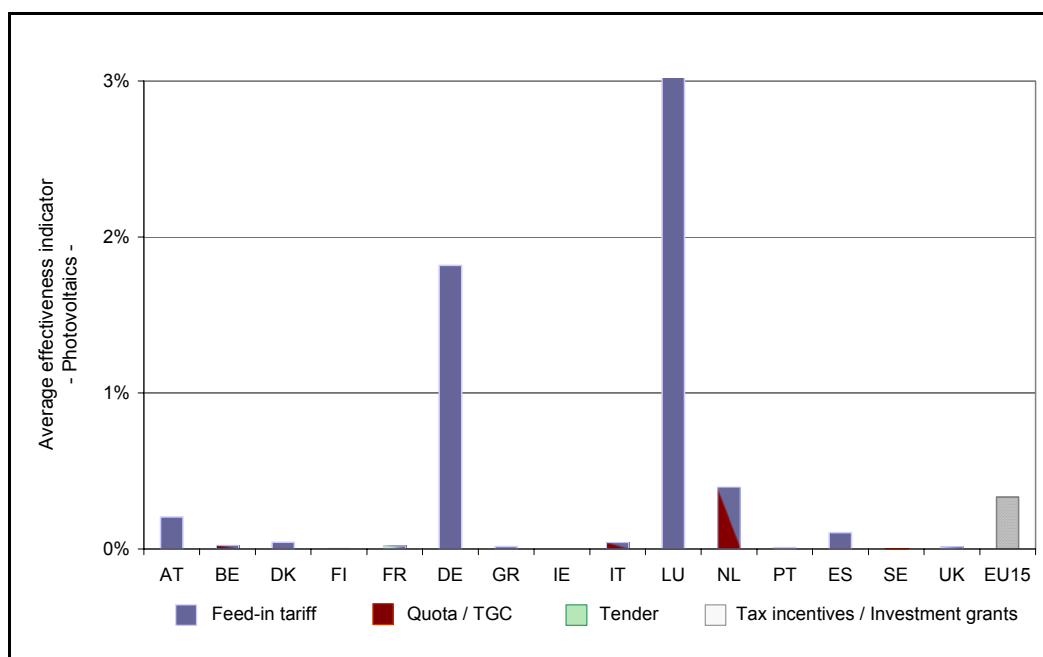


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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 assumed⁴³ 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 assuming current prices over a longer period.

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

Wind energy

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

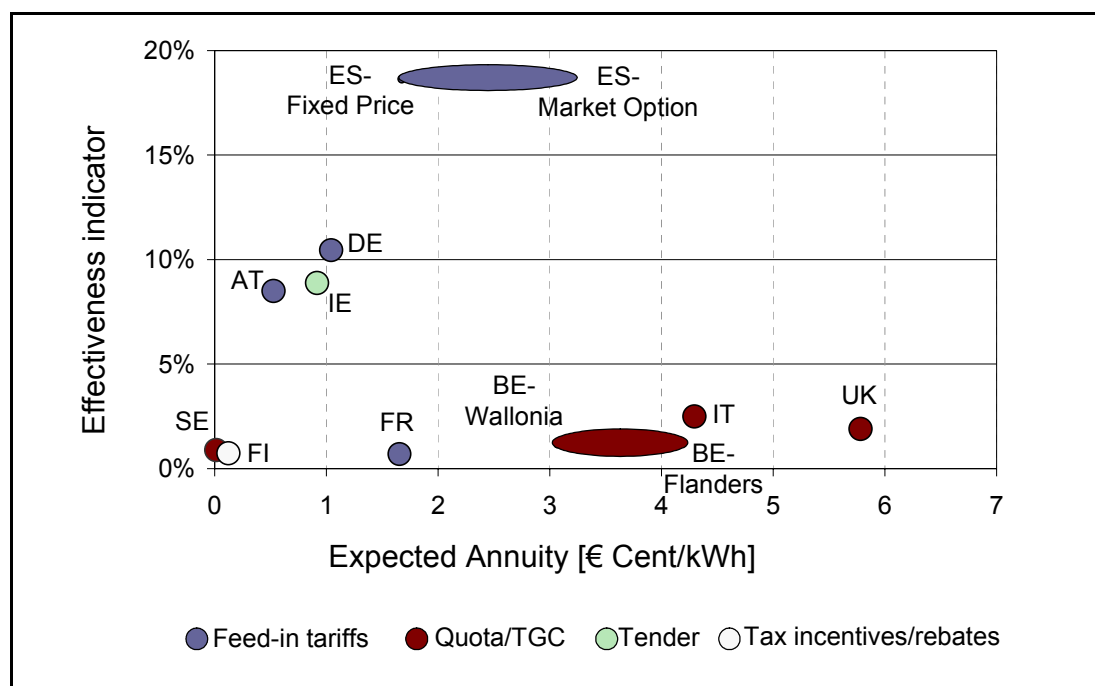


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

Forestry Biomass

The same analysis has been carried out for electricity generation from biomass. However, the biomass sector is influenced by other factors, such as secondary instruments⁴⁴, the combination of heat and electricity generation or an optimal forest management.

The final result of this exercise, carried out for the year 2003⁴⁵, is shown in Figure 2.

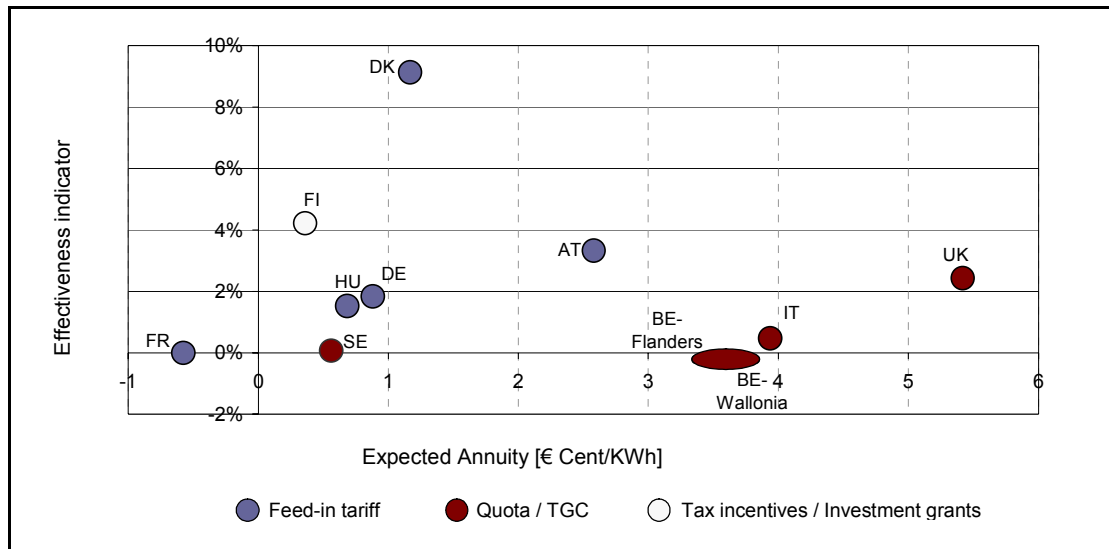


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

The economic data regarding investment costs and operation and maintenance costs are based on biomass electricity generation using CHP⁴⁶ 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).

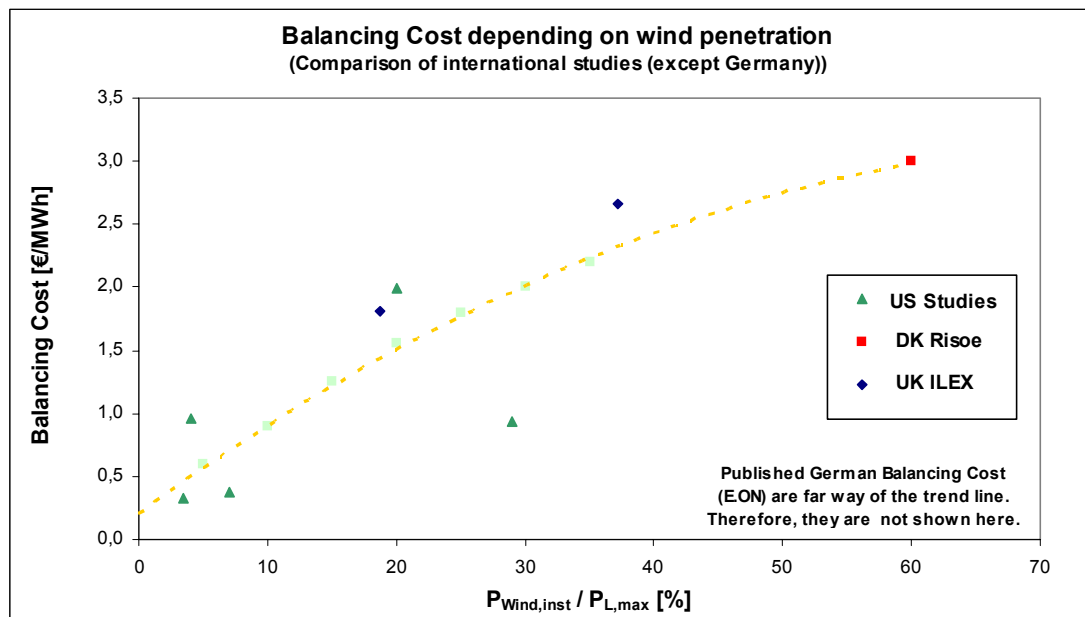


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

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%.

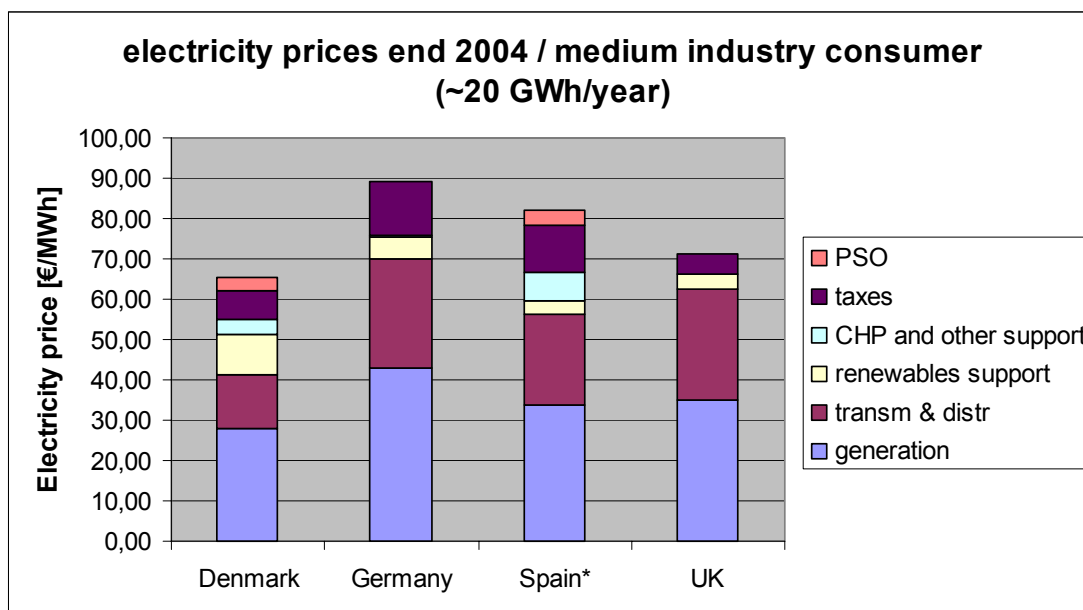


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

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

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

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

Annex 7 – Guarantees of origin

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

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

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

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

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

	Legislation	Issuing body	Ready to GO
<i>EU-15</i>			
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/EC⁴⁸ 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.