



KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH

Bruksela, dnia 7.12.2005
COM(2005) 627 końcowy

KOMUNIKAT KOMISJI

Wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

{SEC(2005) 1571}

SPIS TREŚCI

1.	Wprowadzenie.....	3
2.	Ocena istniejących systemów wsparcia	5
3.	Rynek wewnętrzny oraz aspekty handlowe	10
4.	Współlistnienie czy harmonizacja.....	13
5.	Bariery administracyjne	14
6.	Kwestie dotyczące systemu sieci elektroenergetycznych	16
7.	Gwarancje pochodzenia	18
8.	Wnioski	18
Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources		22
Annex 2 – Inventory of current support systems		25
Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness		27
Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective		44
Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation		47
Annex 6 – Administrative barriers		49
Annex 7 – Guarantees of origin		51

KOMUNIKAT KOMISJI

Wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

1. WPROWADZENIE

1.1. Uzasadnienie sprawozdania

Zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej w UE stwarza wyraźne korzyści, w szczególności w postaci:

- zwiększonego bezpieczeństwa dostaw energii,
- wzmocnienia przewagi UE w branżach technologii wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,
- złagodzenia emisji gazów cieplarnianych przez sektor energetyczny UE,
- redukcji regionalnych oraz lokalnych emisji zanieczyszczeń,
- poprawy perspektyw gospodarczych i społecznych, szczególnie regionów rolniczych i izolowanych.

Dlatego celem Unii Europejskiej jest zapewnienie, aby do roku 2010 ilość energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł stanowiła 21 % ogółu energii elektrycznej wytwarzanej w UE (patrz załącznik 1). Cel ten został sformułowany w przepisach dyrektywy 2001/77/WE¹ w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, która określa ponadto zróżnicowane cele dla Państw Członkowskich. Dyrektywa ta stanowi również, że Państwa Członkowskie są zobowiązane zapewnić lepszy dostęp do sieci wytwórców energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, usprawnić oraz uprościć procedury przyznawania zezwoleń oraz ustanowić system gwarancji pochodzenia.

Silne wsparcie ze środków publicznych na cele poprawy penetracji rynku energii elektrycznej przez energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych jest uzasadnione, ponieważ wyżej wymienione korzyści nie stanowią (lub tylko częściowo stanowią) część wartości dodanej netto generowanej przez operatorów w łańcuchu wartości energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.

Na mocy wspomnianej dyrektywy Państwa Członkowskie wytyczyły sobie indywidualne cele w zakresie energii elektrycznej z OZE (energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych

¹ Dyrektywa 2001/77/WE z dnia 27 września 2001 w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Dz.U. nr L 283/33 z 27.10.2001. Data wprowadzenia w życie tej dyrektywy to październik 2003 r., natomiast dla nowych Państw Członkowskich, 1 maja 2004 r.

źródeł energii). Posiadają one swobodę wyboru preferowanych przez siebie mechanizmów wsparcia w celu osiągnięcia wytyczonych celów oraz/lub mają możliwość kontynuowania ich stosowania przez okres przejściowy przynajmniej siedmiu lat od przyjęcia nowych wspólnotowych ram regulacyjnych. Artykuł 4 dyrektywy stanowi, że *nie później niż dnia 27 października 2005 r., Komisja przedstawi należycie udokumentowane sprawozdanie z doświadczeń zebranych w trakcie stosowania i współistnienia różnorodnych mechanizmów w Państwach Członkowskich. Sprawozdanie ocenia osiągnięcia systemów wsparcia określonych w ust. 1, w tym efektywności pod względem kosztów*, we wspieraniu korzystania z energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w świetle krajowych celów indykatorywnych. Wspomniany artykuł stanowi również, że *sprawozdaniu temu towarzyszy propozycja dla Wspólnoty odnosząca się do włączenia w jej ramy systemów wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii*.

1.2. Zakres

Niniejszy komunikat służy realizacji trzech celów:

- przygotowaniu sprawozdania, które Komisja jest zobowiązana sporządzić na mocy art. 4 dyrektywy 2001/77/WE, przedstawiającego charakterystykę obecnie stosowanych systemów wsparcia oraz **doświadczeń zebranych** w trakcie stosowania oraz współistnienia różnorodnych mechanizmów stosowanych w Państwach Członkowskich w celu wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- przygotowaniu sprawozdania, które Komisja jest zobowiązana sporządzić na podstawie art. 8, dotyczącego **barier administracyjnych oraz kwestii dotyczących sieci elektroenergetycznych**, a także wprowadzeniu w życie **gwarancji pochodzenia** energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii,
- planowi koordynacji istniejących systemów w oparciu o dwa filary: **współpracę** między państwami oraz **optymalizację** systemów krajowych, co powinno doprowadzić do zbliżenia systemów.

2. OCENA ISTNIEJĄCYCH SYSTEMÓW WSPARCIA

2.1. Istniejące systemy wsparcia

W chwili obecnej w UE istnieje szereg różnorodnych systemów wsparcia, które można podzielić na kilka grup: systemy taryf gwarantowanych, systemy „zielonych certyfikatów”, systemy przetargowe oraz bodźce podatkowe.

- **Systemy taryf gwarantowanych** istnieją w większości Państw Członkowskich. Charakterystyczną cechą tych systemów jest cena o określonej wysokości, zazwyczaj ustalona na okres kilku lat, którą spółki branży energetycznej, zazwyczaj dystrybutorzy, są zobowiązane płacić na rzecz krajowych producentów „zielonej” energii elektrycznej. Koszty dodatkowe tych systemów ponoszą dostawcy, w określonej proporcji do wolumenu sprzedawanej przez siebie energii elektrycznej oraz są one przenoszone na konsumentów energii elektrycznej w postaci dopłaty do ceny detalicznej za kWh. Systemy te są korzystne ze względu na bezpieczeństwo

inwestycji, możliwość przeprowadzania operacji dostrajających oraz promocji technologii średnio- oraz długoterminowych. Z drugiej strony, harmonizacja tych systemów na szczeblu UE jest trudna, gdyż mogą one zostać zakwestionowane w świetle zasad rynku wewnętrznego oraz wiązać się z ryzykiem przeinwestowania, jeżeli krzywa przyswajania każdej technologii energii elektrycznej z OZE nie ma postaci funkcji malejącej w czasie. Wariantem systemu cen gwarantowanych jest mechanizm dopłaty gwarantowanej realizowany obecnie w Danii oraz częściowo w Hiszpanii. W ramach tego systemu rząd określa premię środowiskową o stałej wysokości wypłacaną producentom energii z OZE niezależnie od normalnej ceny energii elektrycznej lub ceny energii elektrycznej na rynku natychmiastowym.

- W ramach systemu **zielonych certyfikatów**, funkcjonujących obecnie w Szwecji, Zjednoczonym Królestwie, we Włoszech, w Belgii oraz w Polsce, energia elektryczna z OZE jest sprzedawana po cenach obowiązujących na rynku energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych. Celem sfinansowania dodatkowych kosztów produkcji zielonej energii elektrycznej, i zapewnienia wytwarzania pożądanych jej rodzajów, wszyscy konsumenci (lub w niektórych krajach – producenci) są zobowiązani do zakupu określonej liczby „zielonych certyfikatów” od producentów energii elektrycznej z OZE w określonej proporcji do ich całkowitego zużycia/produkcji energii elektrycznej. Wpływy z kar pieniężnych z tytułu niezastosowania się do przepisów są przekazywane bądź na cele badań, rozwoju i demonstracji energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, bądź do budżetu centralnego. Ponieważ producenci/konsumenci pragną kupować certyfikaty po jak najniższych cenach, rozwija się wtórny rynek certyfikatów, na którym producenci energii elektrycznej z OZE konkurują ze sobą o możliwość sprzedaży „zielonych certyfikatów”. Dlatego „zielone certyfikaty” stanowią instrumenty rynkowe, które mają teoretyczny potencjał - o ile funkcjonują w sposób prawidłowy - zapewnienia inwestycji o optymalnej wartości. Systemy te mogłyby funkcjonować prawidłowo w ramach jednolitego rynku europejskiego i teoretycznie powodować zmniejszone ryzyko przeinwestowania. Jednakże „zielone certyfikaty” mogą wiązać się ze zwiększonym ryzykiem dla inwestorów, i nie sprzyjają ponadto rozwojowi technologii długoterminowych, które charakteryzują się w chwili obecnej wysokimi kosztami. Systemy te powodują również zwiększone koszty administracyjne.
- Czyste procedury **przetargowe** obowiązywały uprzednio w dwóch Państwach Członkowskich (Irlandii oraz Francji), jednak Francja zastąpiła niedawno swój system systemem taryf gwarantowanych połączonym z systemem przetargowym, natomiast Irlandia ogłosiła plan podjęcia podobnego kroku. W ramach procedury przetargowej państwo ogłasza serię przetargów na dostawę energii elektrycznej z OZE, która jest następnie dostarczana na podstawie kontraktu po cenach uzgodnionych w ramach procedury przetargowej. Koszty dodatkowe związane z zakupem energii elektrycznej z OZE są przenoszone na konsumentów energii elektrycznej w postaci opłaty wyrównawczej. Chociaż teoretycznie systemy przetargowe wykorzystują w sposób optymalny mechanizmy rynkowe, mają one charakter nieciągły, nie sprzyjający stabilizacji warunków. Systemy tego rodzaju wiążą się ponadto z ryzykiem, że przyjmowanie niskich ofert przetargowych może skutkować niewykonaniem projektów.
- Systemy oparte wyłącznie na **bodźcach podatkowych** są stosowane na Malcie i w Finlandii. W większości krajów (np. na Cyprze, w Wielkiej Brytanii oraz Republice

Czeskiej) są one wykorzystywane jako instrumenty dodatkowe realizowane w ramach ogólnej polityki.

Powyższy podział na cztery grupy to dość uproszczony opis sytuacji. Istnieje kilka systemów, które obejmują kombinację elementów, w szczególności w połączeniu z bodźcami podatkowymi. Załącznik 2 zawiera przegląd systemów wsparcia stosowanych w UE-25.

2.2. Ocena funkcjonowania systemów

Koszty wytworzenia energii z różnych odnawialnych źródeł energii różnią się od siebie znacząco. Zasoby krajowe i regionalne oraz zasoby rolnictwa w poszczególnych Państwach Członkowskich są zróżnicowane. Ocena systemów wsparcia powinna być zatem przeprowadzana osobno dla każdego sektora.

Obecnie poziom wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE jest różny w różnych Państwach Członkowskich UE. Załącznik 3 przedstawia szczegółową ocenę różnic pomiędzy całkowitą kwotą pieniędzy uzyskiwanych z wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych a kosztami wytworzenia², ukazując tym samym opłacalność poszczególnych systemów. Im większa różnica między „kosztami wytworzenia” a „wsparciem”, tym mniejsza opłacalność systemu. Z uwagi na złożoność wynikającą z różnorodności rodzajów energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych oraz różnice pomiędzy poszczególnymi krajami, wybrano analizę sektorową. Równoległe odczytanie wykresów zawartych w załączniku 3 pozwala na określenie efektywności oraz opłacalności poszczególnych systemów.

Charakterystyczną cechą systemu zielonych certyfikatów w sektorze energii wiatrowej jest bardzo wyraźna różnica między wysokością kosztów wytwarzania a wysokością wsparcia. Przyczyn zwiększonych kosztów tego rodzaju energii można upatrywać w zwiększonym ryzyku inwestycyjnym oraz niedojrzałym jak dotąd rynku zielonych certyfikatów.

Energia wiatrowa uzyskuje znikome wsparcie w dziewięciu z dwudziestu pięciu Państw Członkowskich. Z uwagi na to, że całkowite kwoty pieniężne uzyskiwane przez producentów są niższe niż koszty wytworzenia, w sektorze tym nie można spodziewać się znacznego postępu.

Jeżeli chodzi o produkcję energii elektrycznej z biomasy leśnej, połowa Państw Członkowskich nie udziela wystarczającego wsparcia na pokrycie kosztów jej wytworzenia. W przypadku biogazu, w blisko trzech czwartych Państw Członkowskich wsparcie jest niewystarczające dla rozwoju tego sektora.

Oprócz kosztów zasadniczym parametrem oceny różnych systemów wsparcia jest ich **efektywność**.

Efektywność danego systemu wsparcia oznacza jego zdolność do zapewnienia dostaw „zielonej” energii elektrycznej.

W ocenie efektywności szczególną trudność sprawia ocena efektów niedawno wprowadzonych systemów. Doświadczenia związane z systemami zielonych certyfikatów są

² Ocenę oparto na średnim poziomie z roku 2003 oraz 2004. W systemie taryf gwarantowanych, poziom ceny wsparcia jest równy wartości taryfy. Źródłem informacji na temat kosztów wytworzenia energii elektrycznej wykorzystanych w niniejszym komunikacie jest Green-X.

skromniejsze niż doświadczenia związane z systemami cen gwarantowanych. Ponadto oceny wymaga ilość rzeczywiście dostarczanej zielonej energii elektrycznej w porównaniu z realistycznie oszacowanym potencjałem³ kraju.

Jeżeli chodzi o energię wiatrową, załącznik 3 wskazuje, że wszystkie kraje, w których odnotowano efektywność przekraczająca średnią unijną, stosują system taryf gwarantowanych. Systemy tego rodzaju są obecnie najbardziej skuteczne we wspieraniu energii wiatrowej.

Analizy sektora biomasy nie są tak oczywiste jak w przypadku energii wiatrowej. Koszty wytworzenia biomasy wykazują znaczne różnice⁴. Różnice te wynikają z: różnorodności źródeł (drewno odpadowe, wierzba konopianka, słoma, odchody zwierzęce itp.), różnorodności procesów konwersji (współspalanie, gazyfikacja itp.) oraz różnic w rozmiarach (zakłady wykorzystujące biomasę mogą różnić się pod względem wielkości nawet dwustukrotnie). Skutkiem tego potrzebne są bardziej precyzyjne analizy z uwzględnieniem konkretnych paliw i technologii.

Niemniej jednak przeprowadzona analiza ukazuje, że w przypadku biogazu dobre wyniki dają systemy taryf gwarantowanych oraz zielonych certyfikatów (w czterech krajach korzystających z taryf gwarantowanych oraz dwóch korzystających z zielonych certyfikatów stwierdzono efektywność większą niż średnia europejska). W sektorze biomasy nie można stwierdzić, że jeden z tych dwóch systemów jest lepszy od drugiego. Złożoność tego sektora oraz różnice regionalne oznaczają, że ważną rolę pełnią również inne czynniki⁵. Ogólnie rzecz biorąc, bodźce w sektorze wycinki drzew powinny pomóc skłonić wszystkich użytkowników do lepszego wykorzystania biomasy leśnej.

Należy również dokonać porównania **zysków dla inwestora** z efektywnością. Załącznik 4 przedstawia takie porównanie, przeprowadzone w odniesieniu do ograniczonej liczby Państw Członkowskich w oparciu o założenie obowiązywania obecnych cen w dłuższej perspektywie czasowej. Pozwala ono stwierdzić, czy efektywność danej polityki wynika zasadniczo ze znacznych bodźców finansowych, czy też kluczowy wpływ na rozpowszechnienie na rynkach poszczególnych krajów miały również inne aspekty.

2.3. Główne wnioski dotyczące funkcjonowania systemów (patrz załączniki 3 i 4)

Energia wiatrowa

- Systemy „zielonych certyfikatów” uzyskują obecnie wsparcie na znacznie wyższym poziomie niż system taryf gwarantowanych. Przyczyniają się do tego wyższa premia z tytułu ryzyka, której żądają inwestorzy, koszty administracyjne oraz nadal niedojrzały rynek „zielonych certyfikatów”. Należy postawić pytanie, w jaki sposób będzie kształtował się poziom cen w średnim oraz długim okresie czasu.

³ Potencjał powinien być rozumiany jako „potencjał dodatkowy możliwy do osiągnięcia przy założeniu, że wszystkie istniejące bariery są możliwe do pokonania oraz że działają wszystkie siły napędowe”. Dokładniejsze wyjaśnienie: patrz załącznik 3.

⁴ Koszt wytwarzania energii elektrycznej w lądowych elektrowniach wiatrowych waha się pomiędzy 40-100€/MWh, podczas gdy koszt wytwarzania energii elektrycznej z biomasy⁴ waha się pomiędzy 25€ a 220€/MWh.

⁵ Poziom wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy w większym stopniu niż wybrany instrument (system taryf gwarantowanych lub zielonych certyfikatów) determinują inne czynniki takie jak wybór polityki (małe lub duże elektrownie, zastosowanie współspalania, bądź jego brak...).

- Najbardziej efektywnymi systemami stosowanymi obecnie w odniesieniu do energii wiatrowej są systemy taryf gwarantowanych funkcjonujące w Niemczech, Hiszpanii oraz Danii.
- Zwrot z kapitału w przypadku „zielonych certyfikatów” jest wyższy niż w przypadku taryf gwarantowanych. Wysoki zwrot jest obliczany poprzez ekstrapolację w oparciu o obecne ceny certyfikatów.⁶ Zwrot z kapitału w przyszłości będzie zależał od rozwoju tendencji cenowych.
- Przeprowadzone analizy wskazują, że w jednej czwartej Państw Członkowskich wsparcie jest niewystarczające dla rozwoju tego sektora. Jedna czwarta Państw Członkowskich zapewnia wystarczające wsparcie, lecz mimo to odnotowuje znikome rezultaty. Można to tłumaczyć istnieniem barier administracyjnych i barier dotyczących sieci energetycznej.
- Jeżeli chodzi o zyskowność, zbadane systemy taryf gwarantowanych są efektywne, przy czym zyski uzyskiwane przez producentów tego rodzaju energii są stosunkowo niskie. Z drugiej strony wysoka marża zysku jest odnotowywana w obecnie w przypadku „zielonych certyfikatów”. Należy podkreślić, że systemy zielonych certyfikatów stanowią stosunkowo nowe instrumenty. Na zaobserwowaną sytuację mogą zatem nadal mieć wpływ czynniki przejściowe.

Biomasa leśna

- Najlepiej funkcjonujące systemy, zarówno pod względem wydajności jak i efektywności ekonomicznej wsparcia, to system duński oparty na taryfach gwarantowanych oraz scentralizowanych elektrociepłowniach stosujących spalanie słomy⁷ oraz fiński hybrydowy system wsparcia (ulgi podatkowe oraz inwestycje). Długa tradycja wykorzystywania biomasy do celów energetycznych przy zastosowaniu rozwiniętych technologii, stabilne warunki planowania oraz wytwarzanie energii cieplnej w skojarzeniu mogą zostać uznane za kluczowe czynniki warunkujące powodzenie tych systemów.
- Mimo iż na ogół systemy taryf gwarantowanych przynoszą lepsze wyniki niż systemy zielonych certyfikatów ponieważ ryzyko inwestorskie związane z zielonymi certyfikatami wydaje się hamować rozwój sektora produkcji energii elektrycznej z biomasy, analiza sektora biomasy jest bardziej złożona. Na funkcjonowanie systemów wsparcia w tym sektorze istotny wpływ mają inne czynniki, oprócz wyboru instrumentu finansowego (bariery infrastrukturalne, wielkość instalacji, optymalne zarządzanie uprawami oraz istnienie instrumentów wtórnych etc.).

W blisko połowie krajów europejskich wsparcie dla wytwarzania energii z biomasy jest niewystarczające do dalszego rozwoju tego sektora, który charakteryzuje się wysokim potencjałem. W wielu regionach istnieje potrzeba skierowania bodźców do sektora gospodarki leśnej w celu zwiększenia przepływu drewna z lasów UE do wszystkich użytkowników, i zapobieżenia tym samym ewentualnym zakłóceniom na rynku odpadów leśnych.

⁶ Rozwój cen certyfikatów w najbliższych latach pozostaje wielką niewiadomą. Analizy przedstawione w niniejszym dokumencie zostały oparte o stały poziom cen.

⁷ Korzystanie ze słomy jako biomasy zostało włączone do analizy biomasy leśnej, mimo że słoma nie jest produktem gospodarki leśnej. Dania jest jedynym krajem korzystającym z tego rodzaju biomasy.

Sektor biogazu⁸

Sześć krajów charakteryzuje efektywność większa niż średnia unijna; cztery z nich stosują system taryf gwarantowanych (Dania, Niemcy, Grecja, Luksemburg), a dwa system „zielonych certyfikatów” (Zjednoczone Królestwo, Włochy). Podobnie jak w sektorze biomasy, na dobre rezultaty w tym sektorze mają wpływ różne czynniki:

- Możliwości agro-ekonomiczne oraz wielkość zakładów. Duże zakłady są bardziej wydajne. Małe zakłady mają większe znaczenie dla gospodarki rolnej, lecz ich koszt jest większy.
- Istnienie uzupełniającego systemu wsparcia. Sektor biogazu jest ściśle związany ze środowiskową polityką utylizacji odpadów. Państwa takie jak Wielka Brytania wspierają produkcję energii elektrycznej z biogazu poprzez instrument dodatkowy, tzn. ulgę podatkową. Dobrym katalizatorem rozwoju tej technologii jest również uzupełniająca pomoc inwestycyjna.
- Jeżeli chodzi o wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu rolniczego⁹, jego koszty są większe, lecz większe są również korzyści dla środowiska. Jeżeli chodzi o gaz wysypiskowy, koszty energii elektrycznej wytwarzanej z tego rodzaju gazu są niższe, lecz mniejsze są również korzyści dla środowiska.

Blisko 70 % krajów UE nie zapewnia wystarczającego wsparcia na rzecz rozwoju tej technologii.

Inne odnawialne źródła energii

Sektor małych elektrowni wodnych charakteryzuje znaczne zróżnicowanie zarówno pod względem wysokości wsparcia, jak i kosztów wytwarzania. Na rozwój tej technologii znaczący wpływ ma istnienie barier.

Energia z ogniw fotowoltaicznych jest obecnie aktywnie promowana w Niemczech (światowy lider), Niderlandach, Hiszpanii, Luksemburgu oraz Austrii.

Pełną analizę sektora energii wodnej oraz słonecznej wytwarzanej na małą skalę zawiera załącznik 3.

Istnieją inne odnawialne źródła energii wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej, które nie zostały ujęte w niniejszym dokumencie. Jednym z nich są duże elektrownie wodne, które stanowią dobrze rozwinięte źródła energii odnawialnej i nie wymagają na ogół wsparcia. Inne odnawialne źródła energii takie jak energia geotermalna, energia pływów i fal oraz energia słoneczna połączona z akumulacją energii cieplnej nie zostały ujęte w niniejszym opracowaniu, gdyż uzyskują one wsparcie wyłącznie w niektórych Państwach Członkowskich lub nie są jeszcze stosowane na skalę przemysłową.

⁸ Biogaz obejmuje wszystkie procesy fermentacji biomasy: biogaz produkowany w wyniku współfermentacji, biogaz z unieszkodliwiania ścieków i biogaz wysypiskowy

⁹ Biogaz rolniczy jest otrzymywany w wyniku specjalnej utylizacji odpadów pochodzących z produkcji zwierzęcej lub roślinnej lub z jest wytwarzany z określonych odmian roślin energetycznych. Biogaz wysypiskowy jest otrzymywany w wyniku ekstrakcji metanu ze składowanych odpadów.

3. RYNEK WEWNĘTRZNY ORAZ ASPEKTY HANDLOWE

3.1. Wprowadzenie

Wewnętrzny rynek energii elektrycznej oraz wspieranie energii elektrycznej z OZE są ściśle ze sobą związane. Dzięki energii odnawialnej powstają nowe instalacje, co przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa dostaw oraz większego zróżnicowania oferty wytwórców energii elektrycznej. Z drugiej strony kwestie rynku wewnętrznego, takie jak wolny handel, przejrzystość, rozdzielność, jawność i wzajemne połączenia, mogą przyspieszyć rozwój branży energii elektrycznej z OZE na wewnętrznym rynku energii elektrycznej. W wielu przypadkach wspieranie źródeł energii odnawialnej jest regulowane wytycznymi Wspólnoty dotyczącymi zakresu pomocy Państwa w dziedzinie ochrony środowiska.¹⁰ Zasady udzielania pomocy państwa mogą wpływać na kształt systemu wsparcia.

3.2. Rozdzielność, przejrzystość i dominujący uczestnicy

Na rozdzielnym rynku¹¹ niezależni operatorzy działający w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym muszą zagwarantować sprawiedliwy dostęp do sieci wszystkim producentom oraz rozbudować infrastrukturę sieci na podstawie przyjętej strategii długoterminowej, uwzględniającej integrację zasobów energii odnawialnej.

W niektórych krajach nadal można dopatrzeć się dominacji jednej lub kilku spółek energetycznych, często zintegrowanych pionowo. Może to powodować sytuację zbliżoną do monopolu stanowiącą przeszkodę w rozwoju energii elektrycznej z OZE.

Prawdziwie niezależni operatorzy działający w systemie przesyłowym oraz dystrybucyjnym stanowią kluczowy czynnik prawidłowego funkcjonowania **wszystkich** systemów wsparcia energii elektrycznej z OZE.

Rządy muszą poprawić procesy informowania konsumentów o tym, w jaki sposób koszty wspierania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych są przenoszone na użytkownika. Według szacunków Komisji Europejskiej, wsparcie na rzecz energii ze źródeł odnawialnych stanowi między 4 % a 5 % stawki taryf energii elektrycznej w Hiszpanii, Wielkiej Brytanii i Niemczech oraz aż 15 % stawki taryf w Danii. Udział energii elektrycznej z OZE niebędącej energią wodną wynosi obecnie 3,5 % w Wielkiej Brytanii, 9 % w Niemczech, 7 % w Hiszpanii oraz 20 % w Danii (patrz załącznik 5)

3.3. Brak ciągłości produkcji oraz bilansowanie energii elektrycznej: potrzeba odpowiednich regulacji w celu połączenia rynku wewnętrznego i ram prawnych dotyczących energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych

Energia wiatrowa, podobnie jak inne rodzaje energii ze źródeł odnawialnych, stanowi nieciągłe źródło energii elektrycznej. Istotne w jej kontekście są następujące zagadnienia:

¹⁰ Dz.U. nr C 37 z 3.2.2001, str. 3

¹¹ Rozdzielność jest scharakteryzowana w dyrektywie 2003/54/WE w następujący sposób: W celu zapewnienia skutecznego i niedyskryminującego dostępu do sieci, za właściwe uznaje się rozwiązanie, w którym systemy przesyłowe i dystrybucyjne są prowadzone przez podmioty prawnie odrębne, w przypadku istnienia przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

- Prognozowanie wiatrów. W krajach takich jak Dania, Wielka Brytania oraz Hiszpania wytwórcy energii elektrycznej z OZE muszą prognozować swoją produkcję, podobnie jak pozostali producenci energii elektrycznej. Im bardziej trafna prognoza, tym większa wartość nieciągłych źródeł energii.
- Termin „zamknięcia drzwi”.¹² Im krótszy termin przyjmowania ofert względem czasu wytwarzania, tym łatwiej będzie operatorom stosującym nieciągłe technologie produkcji energii elektrycznej z OZE przewidywać ilość energii, którą będą w stanie dostarczyć.
- Obciążanie kosztami bilansowania. W Zjednoczonym Królestwie, Danii oraz Hiszpanii¹³ funkcjonują systemy obciążania producentów kosztami odchyleń od prognozowanej produkcji energii elektrycznej, niezależnie od jej pochodzenia, włączając energię wiatrową. Bardziej szczegółowa analiza kosztów bilansowania znajduje się w załączniku 5.

Inteligentnie zaprojektowany system wsparcia może przyczynić się do złagodzenia problemu nieciągłości produkcji energii elektrycznej.

W przypadku gdy produkcja energii z nieciągłych źródeł pokrywa dużą część zużycia energii przez gospodarstwa domowe, ważne z punktu widzenia producentów energii elektrycznej z OZE, jest to, aby mogli oni w lepszy sposób reagować na ceny energii elektrycznej na rynku natychmiastowym. Włączenie znacznego udziału producentów energii elektrycznej z OZE do systemu może zatem zostać ułatwione poprzez system wsparcia obejmujący powiązanie z ceną energii na rynku natychmiastowym; to podejście zapewnia również podział ryzyka. Jest tak w przypadku systemu premii¹⁴, systemu „zielonych certyfikatów” oraz innych systemów, takich jak system hiszpański.¹⁵

3.4. Obrót energią elektryczną

Wpływ różnych systemów wsparcia na obrót energią elektryczną stanowi istotny czynnik umożliwiający zapewnienie zgodności środków wspierania OZE z zasadami rynku wewnętrznego. Należy dokonać rozróżnienia między fizycznym obrotem energią (elektryczną), a jej wartością ekologiczną.

Fizyczny obrót energią z OZE podlega tym samym ograniczeniom, które stosuje się do konwencjonalnej energii elektrycznej¹⁶. Stosowanie tych ograniczeń jest na ogół możliwe i w chwili obecnej ma miejsce. Rozwój energii elektrycznej z OZE najprawdopodobniej zwiększyłby potrzebę obrotu transgranicznego energią elektryczną i trwalszych powiązań.

¹² Termin zamknięcia przyjmowania ofert od producentów energii elektrycznej przez rynki energii elektrycznej.

¹³ W Wielkiej Brytanii głównym systemem wspierania wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest system zielonych certyfikatów. Dania oraz Hiszpania korzystają przeważnie z systemu taryf gwarantowanych.

¹⁴ Celem przypomnienia, system premii jest zazwyczaj klasyfikowany jako system taryf gwarantowanych, mimo że istnieją między nimi różnice: premie stanowią dopłatę dla wytwórców energii z OZE do ceny energii na rynkach natychmiastowych. Cena końcowa, którą otrzymują producenci energii elektrycznej z OZE podlega wahaniom wraz z cenami na rynku natychmiastowym.

¹⁵ System taryf gwarantowanych funkcjonujący w Hiszpanii obejmuje opłaty z tytułu odchyleń od planowanej produkcji wytwórców OZE – podobnie jak w przypadku pozostałych producentów.

¹⁶ Obecnie około 11 % całej energii elektrycznej jest przedmiotem obrotu transgranicznego w Europie.

Artykuł 3 ust. 6 dyrektywy 2003/54/WE ustanawia obowiązek jawności, zgodnie z którym konsumenci muszą być informowani o udziale każdego źródła energii w łącznym zużyciu paliw. Pełna realizacja tego wymagania spowoduje zwiększenie wartości ekologicznej energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Jawność pochodzenia energii elektrycznej spowodowałaby również powstanie wartości dodanej dla producentów wytwarzających energię elektryczną o zwiększonym udziale energii ze źródeł odnawialnych.

3.5. Zasady dotyczące pomocy państwa

Omawiając kwestię konkurencyjności na rynku energii elektrycznej z OZE oraz sytuację gospodarek europejskich należy również zwrócić uwagę na negatywne skutki wsparcia w postaci zakłóceń konkurencji, które niekorzystnie wpływają na prawidłowe funkcjonowanie rynku. Zgodnie z treścią akapitu 12 preambuły dyrektywy 2001/77/WE, w odniesieniu do tego rodzaju wsparcia nadal stosuje się postanowienia Traktatu, w szczególności jego art. 87 oraz art. 88. Wsparcie takie zazwyczaj podlega wytycznym Wspólnoty w sprawie pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego i może być ekonomicznie uzasadnione z wielu względów, ponieważ jego korzystny wpływ na środowisko znacznie przewyższa negatywne skutki w postaci zniekształcenia konkurencji. Korzystanie ze źródeł energii odnawialnej stanowi jeden z priorytetów polityki Wspólnoty, dlatego wspomniane wytyczne są raczej przychylne takim systemom wsparcia. Na tej podstawie w latach 2001 – 2004 Komisja zatwierdziła około 60 systemów pomocy państwa wspierających odnawialne źródła energii.

3.6. Wniosek główny

Zgodność wszystkich systemów wsparcia dla wytwarzania energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych z zasadami rozwoju wewnętrznego rynku energii elektrycznej ma zasadnicze znaczenie w średnim oraz długim okresie czasu. Budowaniu europejskiego rynku wewnętrznego powinna towarzyszyć odpowiednia regulacja, uwzględniająca etapy rozwoju sektora energii elektrycznej z OZE. Kształt rynku jest zasadniczym czynnikiem dla rozwoju i upowszechnienia produkcji energii elektrycznej z OZE. Tam gdzie ma to zastosowanie, w procesie projektowania systemów wsparcia należy uwzględnić przepisy dotyczące pomocy państwa.

4. WSPÓLISTNIENIE CZY HARMONIZACJA

Z uwagi na różnice w potencjale oraz poziomie zaawansowania produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w różnych Państwach Członkowskich, osiągnięcie harmonizacji w krótkim okresie czasu wydaje się bardzo trudne. Dodatkowo krótkoterminowe systemy mogłyby spowodować zakłócenie niektórych rynków i utrudnić Państwom Członkowskim osiągnięcie przyjętych przez nie celów. Niemniej należy analizować i monitorować korzyści i wady harmonizacji w oparciu o poszczególne obecnie obowiązujące systemy, również z myślą o rozwoju średnio- i długoterminowym.

4.1. Potencjalne wady

- Wiele badań sugeruje, że ogólne koszty osiągnięcia docelowego udziału energii z OZE w roku 2010 mogłyby być znacząco niższe w przypadku harmonizacji systemu zielonych certyfikatów lub taryf gwarantowanych, niż w przypadku kontynuacji polityk krajowych stosowanych w chwili obecnej. Jednak aby takie obniżenie kosztów było możliwe należy stworzyć lepiej funkcjonujący wewnętrzny rynek energii elektrycznej oraz poprawić

jakość połączeń i zdolności handlowych, a także wyeliminować zakłócenia rynku w postaci wsparcia dla konwencjonalnych źródeł energii.

- Integracja energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych na rynku wewnętrznym na podstawie jednego zbioru przepisów pozwoliłaby na uzyskanie efektu skali niezbędnego dla rozwoju i zwiększenia konkurencyjności przemysłu energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
- Europejski system zielonych certyfikatów mógłby spowodować powstanie większego i tym samym bardziej płynnego rynku certyfikatów, co mogłoby przyczynić się do zwiększenia stabilności cen zielonych certyfikatów w porównaniu z mniejszymi rynkami krajowymi. Należałoby jednak ocenić koszty administracyjne takiego systemu w porównaniu z kosztami ponoszonymi obecnie.
- Europejski system taryf gwarantowanych, uwzględniający dostępność zasobów lokalnych, mógłby spowodować obniżenie kosztów wszystkich technologii OZE w poszczególnych Państwach Członkowskich, ponieważ instalacje nie byłyby przypisane do określonych Państw Członkowskich. Taki system taryf gwarantowanych mógłby obejmować taryfy o stałej wysokości lub „premie” doliczane do ceny bazowej ustalonej na podstawie średniej ceny energii elektrycznej.

4.2. Potencjalne wady

- Zharmonizowany system zielonych certyfikatów może funkcjonować jedynie jeśli prowadzi on do ustalenia odpowiednich cen certyfikatów oraz wysokości kar w całej UE, a tym samym do stworzenia maksymalnie efektywnej sieci instalacji OZE w poszczególnych krajach. Znaczne wahania cen zielonych certyfikatów mogą doprowadzić do zwiększonej niepewności inwestorskiej oraz ograniczyć wielkość sieci OZE.
- Wymagany jest zakrojony na szeroką skalę proces informowania na temat technologii i kosztów energii z OZE w celu optymalizacji oraz utrzymania niskich kosztów zharmonizowanego systemu taryf gwarantowanych. Jeżeli zagadnienia te nie znajdują właściwego rozwiązania, istnieje ryzyko, że system stanie się kosztowny i nieelastyczny.
- Harmonizacja poprzez system zielonych certyfikatów bez podziału na technologie wpłynęłaby negatywnie na dynamikę efektywności. Taki system promowałby w pierwszej kolejności opłacalność, przez co rozwój miałby miejsce wyłącznie w sferze obecnie najbardziej konkurencyjnych technologii. Chociaż efekt ten byłby korzystny w krótkiej perspektywie czasowej, system zielonych certyfikatów mogłyby niewystarczająco stymulować inwestycje w inne obiecujące technologie. System taki musiałby zostać zatem uzupełniony o inne polityki.
- Państwa Członkowskie, które będą importować energię elektryczną z OZE w ramach systemu zharmonizowanego, mogą przejawiać niechęć do ponoszenia kosztów nieprzynoszących tym państwom korzyści w skali lokalnej (zatrudnienie oraz rozwój terenów wiejskich, zróżnicowanie źródeł energii, a zatem zwiększone bezpieczeństwo lokalnych dostaw energii i redukcja zanieczyszczeń), które występowałyby, gdyby energia ze źródeł odnawialnych była produkowana na ich terenie.

- Z drugiej strony, państwa eksportujące byłyby niechętnie posiadaniu mocy OZE większych niż wymagałyby tego ich własne cele, ponieważ mogłoby to spowodować sprzeciw ludności wobec przyszłych instalacji OZE (tzw. NIMBY-izm¹⁷).

5. BARIERY ADMINISTRACYJNE

Niemożliwe jest oddzielenie dyskusji na temat systemów wsparcia od problemu barier administracyjnych. Dla osiągnięcia celów dotyczących penetracji energii elektrycznej z OZE po niskich kosztach konieczne jest stworzenie procesu, który ułatwi zwiększenie wytwarzania tego rodzaju energii w prosty sposób i we właściwym czasie.

Niniejszy rozdział – zgodnie z art. 6 dyrektywy 2001/77/WE – zawiera analizę różnych problemów oraz propozycję rozwiązań w zakresie ograniczenia obciążeń administracyjnych (więcej informacji – patrz załącznik 6).

5.1. Zidentyfikowane bariery

Bariery napotymane przez podmioty przygotowujące projekty i inwestorów przy instalowaniu nowych mocy mogą polegać na trudnościach administracyjnych, społecznych, finansowych lub związanych z siecią. Niedawno Komisja rozpoczęła proces konsultacji społecznych dotyczących sposobu postrzegania tych barier¹⁸.

Zidentyfikowane bariery administracyjne można sklasyfikować według następujących kategorii:

1. *Zbyt duża liczba zaangażowanych organów oraz brak koordynacji między nimi*

Poważnym problemem, który może utrudnić bardziej powszechne korzystanie z odnawialnych źródeł energii, jest zaangażowanie organów kilku szczebli w proces wydawania zezwoleń na instalacje. Wymagania nakładane przez różne organy (krajowe, regionalne i miejskie) często prowadzą do opóźnień, niepewności inwestycyjnej, zwielokrotnienia wysiłków oraz zwiększonych wymagań inwestorów, żądających bodźców, które pozwolą zrównoważyć ryzyko inwestycyjne lub zwiększone nakłady finansowe w pierwszej fazie projektu.

Tam, gdzie w proces zaangażowanych jest kilka organów różnego szczebla, Państwa Członkowskie powinny powołać **jedną instytucję wydającą pozwolenia**, odpowiedzialną za *koordynację kilku procedur administracyjnych*, taką jak niemiecki Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, który zajmuje się sprawami związanymi z wytwarzaniem energii przez morskie elektrownie wiatrowe. Ponadto różne organy powinny stosować te same standardowe formularze oraz wymagania.

2. *Długi czas oczekiwania na wymagane pozwolenia*

¹⁷ Angielski skrót pochodzący od hasła „Not In My Back Yard” (nie na moim podwórku).

¹⁸ Konsultacje społeczne obejmowały kwestionariusz internetowy oraz rozmowy z zainteresowanymi stronami. Proces ten został opisany w ocenie wpływu towarzyszącej niniejszemu komunikatowi.

W przypadku projektów pozyskiwania energii wiatrowej na lądzie procedury przyznawania zezwolenia mogą trwać od dwóch do siedmiu lat,¹⁹ co niejednokrotnie prowokowało oskarżenia o całkowite „zamrożenie” rozwoju tego rynku. Procedury wydawania zezwoleń dla projektów pozyskiwania energii wiatrowej na morzu okazują się o wiele trudniejsze, ponieważ jeszcze do niedawna nie istniały żadne czytelne zasady określające podział kompetencji pomiędzy różne organy rządowe zaangażowane w te procedury.

Zaleca się stworzenie czytelnych wytycznych w zakresie procedur przyznawania zezwoleń, przy czym wytyczne te powinny określać obowiązkowe terminy odpowiedzi władz zaangażowanych w przebieg procedur. Śledzenie odsetka zezwoleń przyznanych²⁰ stanowi doskonałe narzędzie weryfikacji procesu usprawniania wydawania zezwoleń.

3. *Niewystarczające uwzględnienie OZE w planowaniu przestrzennym*

W wielu krajach i regionach, przyszły rozwój projektów OZE nie jest uwzględniany w planach zagospodarowania przestrzennego. Oznacza to, że przy przyjmowaniu nowych planów zagospodarowania przestrzennego należy uwzględniać możliwość realizacji projektów OZE na danym obszarze. Proces ten może zająć bardzo wiele czasu. Często uzyskanie zezwolenia w związku z planem zagospodarowania przestrzennego jest najbardziej czasochłonnym elementem przy opracowaniu projektu. Widać to szczególnie wyraźnie w przypadku projektów dotyczących energii wiatrowej oraz energii z biomasy. Należy zachęcać władze do **przewidywania przyszłych projektów OZE (planowanie)** w regionie poprzez wyznaczanie odpowiednich obszarów.

Możliwym rozwiązaniem w przypadku zaangażowania organów różnego szczebla jest proces **planowania** realizowany w Danii i Niemczech, gdzie władze lokalne są zobowiązane do wyznaczania lokalizacji dostępnych dla podmiotów zaangażowanych w opracowywanie projektów, w których możliwe jest zainstalowanie docelowych mocy wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Na obszarach tych wymagania w zakresie pozwoleń są złagodzone a realizacja projektów przebiega szybciej. W Szwecji obszary te są zwane „obszarami interesu narodowego z punktu widzenia energii wiatrowej”.

Procesy planowania i przyznawania zezwoleń są również istotne z punktu widzenia europejskich przepisów środowiskowych, takich jak ramowa dyrektywa wodna, dyrektywa ptasia i dyrektywa siedliskowa. Komisja kontynuuje swoje prace – na przykład realizowaną obecnie inicjatywę dotyczącą związku między ramową dyrektywą wodną a dyrektywą dotyczącą energii ze źródeł odnawialnych takich jak energia wodna – celem zwiększenia przejrzystości oraz jasności stosowania tych dyrektyw w zakresie rozwoju energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.

5.2. **Zalecenia dotyczące barier administracyjnych**

Ponieważ sytuacja w zakresie procedur administracyjnych różni się zasadniczo w różnych Państwach Członkowskich, zalecenia dotyczące jej poprawy mogą być sformułowane jedynie w sposób ogólny. Dyrektywa 2001/77/WE wymaga skrócenia procesu przyznawania zezwoleń. Cel ten może zostać osiągnięty wyłącznie poprzez silne zaangażowanie rządów

¹⁹ Tak długie okresy odnotowano w Holandii i Szkocji.

²⁰ Brytyjskie Towarzystwo Energii Wiatrowej co roku publikuje informacje na temat współczynnika przyznanych zezwoleń: w roku 2004 wyniósł on 80 %.

centralnych oraz władz regionalnych i lokalnych przy wyraźnym podziale kompetencji organów każdego szczebla. Komisja zaleca następujące działania:

- Należy ustanowić **pojedyncze instytucje**, które przejmą obowiązki w zakresie rozpatrywania wniosków o zezwolenie oraz będą świadczyły pomoc na rzecz wnioskodawców.
- Państwa Członkowskie powinny określić **jasne wytyczne** dla procedur uzyskiwania zezwoleń wraz z czytelnym podziałem kompetencji. Zgodnie z orzecznictwem Trybunału Sprawiedliwości, procedury przyznawania zezwoleń muszą opierać się na obiektywnych, niedyskryminujących kryteriach, znanych przed rozpoczęciem danego przedsięwzięcia, ograniczających uznaniowość działania władz krajowych w sposób uniemożliwiający podejmowanie arbitralnych decyzji.²¹
- Państwa Członkowskie powinny ustanowić **mechanizmy planowania**, w ramach których regiony oraz władze lokalne będą zobowiązane do wyznaczania lokalizacji dla instalacji wytwarzania różnych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych.
- Dla małych projektów należy ustanowić **procedury uproszczone**.
- Należy zapewnić doradztwo na temat powiązań z ustawodawstwem unijnym dotyczącym ochrony środowiska.

6. KWESTIE DOTYCZĄCE SYSTEMU SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Dostęp do sieci po rozsądnej oraz jasno określonej cenie jest głównym celem art. 7 dyrektywy 2001/77/WE i ma zasadnicze znaczenie dla rozwoju wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Artykuł ten wymaga od Państw Członkowskich wprowadzenia środków ułatwiających dostęp do sieci energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii.

Infrastruktura sieci powstała głównie w okresie, kiedy sektor energetyczny znajdował się w rękach publicznych i została zaprojektowana tak, by elektrownie mogły być zlokalizowane w pobliżu kopalni i rzek lub głównych ośrodków odbioru energii. Instalacje wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych nie są zazwyczaj zlokalizowane w tych samych miejscach co środki produkcji energii ze źródeł konwencjonalnych i charakteryzują się różną skalą wytwarzania. Chociaż niektóre elektrownie wytwarzające energię elektryczną z biomasy mogą mieć zdolność na poziomie około 200 MW, a parki wodne zwiększają swoje zdolności do podobnego poziomu, skala zakładów produkujących energię ze źródeł odnawialnych jest zazwyczaj mniejsza. Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest zazwyczaj powiązane z siecią dystrybucji, i wymaga rozbudowy i wzmocnienia sieci, oprócz inwestycji w zakresie podłączenia do sieci. Państwa Członkowskie, z kilkoma wyjątkami, wprowadziły w życie **przepisy legislacyjne** zobowiązujące operatorów sieci do zagwarantowania przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Jednak w wielu przypadkach nie zapewniono instalacjom produkcyjnym wykorzystującym odnawialne źródła energii priorytetowego dostępu do sieci przesyłowych.

²¹ Patrz Trybunał Sprawiedliwości, wyrok 20/2/2001 C-205/99, „Analir”.

Konieczne są **przejrzyste zasady** dotyczące ponoszenia oraz podziału kosztów niezbędnych inwestycji w sieć, ponieważ ich brak powoduje wiele barier. Przepisy ustanowione do tej pory oraz stopień przejrzystości tych przepisów różnią się zasadniczo w różnych Państwach Członkowskich. W zakresie przejrzystości podziału kosztów pozostało jeszcze wiele do zrobienia.

Dobra praktyka istnieje w wielu krajach takich jak Dania, Finlandia, Niemcy oraz Holandia. W państwach tych wprowadzono przejrzyste przepisy dotyczące ponoszenia oraz podziału kosztów inwestycji w sieć. Państwa te wybrały „płytkie” podejście do kosztów, w ramach którego koszty przyłączeń do sieci są ponoszone przez podmioty zaangażowane w opracowywanie projektów, występujące o przyłączenie, lub są dzielone z operatorami sieci, podczas gdy koszty związane z rozbudową sieci i wzmocnieniem sieci na poziomie dystrybucji i przesyłu są pokrywane przez operatorów sieci, i przenoszone na odbiorców poprzez strukturę taryf sieciowych. W Danii niektóre koszty przyłączeń instalacji produkujących energię wiatrową są również pokrywane przez operatorów sieci, dzięki temu łagodzone są obciążenia ekonomiczne producentów energii wiatrowej w postaci inwestycji w sieć. Chociaż Holandia nie zapewnia priorytetowego dostępu do sieci, wszystkie koszty przyłączeń są na ogół pokrywane przez operatorów.

Problemem w przypadku energii elektrycznej z OZE może być brak wystarczającej wydajności sieci. Bariera ta pogłębia się z uwagi na brak jasnych przepisów w zakresie ponoszenia i podziału kosztów inwestycji w sieć, a także z uwagi na istnienie integracji pionowej oraz firm dominujących.

Aby energia elektryczna z OZE mogła mieć znaczący udział w całkowitej ilości energii elektrycznej niezbędne jest lepsze planowanie i zarządzanie siecią. Program transeuropejskich sieci elektroenergetycznych, a także ramowe programy badań i rozwoju technologicznego w Unii Europejskiej, zapoczątkowały wsparcie dla badań w zakresie dostosowywania i optymalizacji sieci na potrzeby integracji projektów dotyczących energii elektrycznej z OZE.

Komisja zaleca po pierwsze, aby zasady ponoszenia oraz dzielenia kosztów były w pełni przejrzyste i niedyskryminujące. Po drugie, należy podjąć konieczne działania w zakresie rozwoju infrastruktury sieciowej celem wsparcia dalszego rozwoju wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Po trzecie, operatorzy sieci powinni ponosić koszty związane z rozbudową sieci. Po czwarte, zasady ustalania cen energii elektrycznej w obrębie sieci energetycznej powinny być sprawiedliwe i przejrzyste, i powinny uwzględniać korzyści z przyłączania nowych wytwórców.

7. GWARANCJE POCHODZENIA

Państwa Członkowskie są zobowiązane do wdrożenia systemu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych celem usprawnienia obrotu energią oraz poprawy przejrzystości z punktu widzenia konsumentów²². Muszą one zapewnić wydawanie gwarancji na żądanie. Obecnie sposoby stosowania gwarancji pochodzenia różnią się w różnych Państwach Członkowskich, co przedstawia załącznik 7.

²² Art. 5 dyrektywy 2001/77/WE.

Po przyjęciu dyrektywy 2001/77/WE została przyjęta nowa dyrektywa dotycząca rynku wewnętrznego energii elektrycznej²³. Zgodnie z art. 3 ust. 6 dyrektywy 2003/54/WE, Państwa Członkowskie są zobowiązane do wprowadzenia systemu ujawniania udziału poszczególnych paliw w produkcji energii. Komisja uważa ten przepis za ważny środek realizacji celów przejrzystości z punktu widzenia konsumentów, ponieważ obejmuje on cały sektor energetyczny, a nie wyłącznie sektor energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Gwarancja pochodzenia może być wykorzystywana jako środek przekazywania tych informacji.

Obrót zieloną energią elektryczną trwa, lecz jak dotąd nie doprowadził do przesyłania zielonej energii produkowanej w jednym kraju do innych krajów w ramach realizacji celów przyjętych w tych krajach. Dla uniknięcia podwójnego zaliczania tej samej energii nie jest bezwzględnie wymagane posiadanie jednolitej gwarancji pochodzenia. Należy jednak uzgodnić jednoznaczny system odkupu „zużytych” zielonych certyfikatów. System taki istnieje w kilku Państwach Członkowskich i może ulec dalszej koordynacji lub nawet harmonizacji celem umożliwienia transgranicznego obrotu zwiększonymi ilościami energii, o ile wystąpi konieczność takiego obrotu.

8. WNIOSKI

Czas na skoordynowane działanie

Do czasu zgromadzenia w ramach UE doświadczeń w zakresie systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii, konkurencyjne systemy krajowe mogą być traktowane jako dobre rozwiązanie, przynajmniej w okresie przejściowym. Konkurencja między systemami powinna doprowadzić do zwiększonego zróżnicowania rozwiązań oraz korzyści: na przykład system zielonych certyfikatów zyskuje dzięki istnieniu systemu taryf gwarantowanych, ponieważ obniżeniu ulegają koszty mniej efektywnych technologii z uwagi na proces przyswajania technologii, który prowadzi z kolei do obniżenia kosztów przenoszonych na konsumentów. Ponadto jest zbyt wcześnie na porównywanie zalet i wad przyjętych mechanizmów wsparcia w przypadku systemów o stosunkowo krótkiej historii. Z tego względu, a także w świetle wszystkich analiz zawartych w niniejszym komunikacie, Komisja nie uważa za stosowne prezentowania na tym etapie propozycji zharmonizowanego systemu europejskiego.

Komisja uważa natomiast, że należy przyjąć **skoordynowane** podejście do systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii w oparciu o dwa filary: **współpracę** między krajami oraz **optymalizację** skuteczności systemów krajowych.

8.1. Współpraca

Zintensyfikowana koordynacja wśród państw mająca formę „**współpracy**” mogłaby być przydatna z punktu widzenia rozwoju różnych systemów wsparcia istniejących w Europie. Rozpoczynająca się współpraca między systemami taryf gwarantowanych w Niemczech, Hiszpanii i Francji lub współpraca na rynku iberyjskim i planowany wspólny szwedzko-norweski system zielonych certyfikatów mogą posłużyć jako przykłady dla innych państw. Wystarczająco zbliżone do siebie systemy stosowane przez Państwa Członkowskie mogłyby zostać następnie objęte harmonizacją.

²³ Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE.

8.2. Optymalizacja

Komisja proponuje rozpoczęcie procesu **optymalizacji systemów krajowych** i przypomina, że niestabilność lub nieefektywność systemów zazwyczaj przekłada się na wyższe koszty ponoszone przez konsumentów. Optymalizacja dotyczy mechanizmów gospodarczych oraz opłacalności, oraz wymaga likwidacji barier administracyjnych oraz barier związanych z siecią.

Państwa Członkowskie są zobowiązane do optymalizacji oraz dostrojenia swoich systemów wsparcia poprzez:

- **Poprawę stabilności ustawodawstwa oraz ograniczenie ryzyka inwestycyjnego.** Jednym z głównych problemów dotyczących krajowych systemów wsparcia jest ich doświadczalny charakter. Jakakolwiek niestabilność systemu powoduje zwiększone ryzyko inwestycyjne przekładające się zazwyczaj na zwiększone koszty ponoszone przez konsumentów. Dlatego system musi być postrzegany przez uczestników rynku jako stabilny i dający oparcie w długiej perspektywie czasowej, dzięki czemu obniżony zostanie postrzegany poziom ryzyka. Ograniczenie ryzyka inwestycyjnego i poprawa płynności są ważne głównie na rynku zielonych certyfikatów. Kształt mechanizmu wsparcia musi minimalizować zbyteczne ryzyko rynkowe. Zwiększona płynność może poprawić atrakcyjność kontraktów długoterminowych i zapewnić bardziej przejrzyste ceny rynkowe.
- **Ograniczenie barier administracyjnych,** obejmujące uproszczenie procedur administracyjnych. Wymagania administracyjne w ramach systemów wsparcia dostępu powinny zostać ograniczone celem zminimalizowania obciążeń ponoszonych przez konsumentów. Jasne wytyczne, wprowadzenie jednej instytucji przyznającej pozwolenia, ustanowienie mechanizmów planowania i uproszczonych procedur to konkretne propozycje dla Państw Członkowskich, stanowiące środki dodatkowe względem realizacji przepisów dyrektywy dotyczącej energii elektrycznej z OZE.
- **Rozwiązanie problemów związanych z siecią** oraz przejrzystość warunków przyłączania. Wzmocnienie sieci przesyłowej musi być planowane i realizowane z góry przy odpowiednim finansowaniu. Komisja zaleca, po pierwsze, aby zasady ponoszenia oraz podziału kosztów były w pełni przejrzyste i niedyskryminujące. Po drugie, należy podjąć konieczną rozbudowę infrastruktury sieci, celem umożliwienia dalszego rozwoju produkcji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Po trzecie, operatorzy powinni w normalnych warunkach pokrywać koszty związane z rozwojem infrastruktury sieciowej. Po czwarte, zasady ustalania cen energii elektrycznej w całej sieci energetycznej powinny być sprawiedliwe i przejrzyste, i powinny uwzględniać korzyści wynikające z przyłączenia nowych instalacji.
- **Propagowanie różnicowania technologii.** Niektóre systemy wsparcia skłaniają się do wspierania wyłącznie najmocniejszych technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych ze względu na konkurencyjność kosztów. W rezultacie na przykład energia wytwarzana przez morskie elektrownie wiatrowe nie byłaby rozwijana gdyby podlegała tym samym zasadom finansowym co energia wytwarzana przez lądowe elektrownie wiatrowe. Omawiane systemy można zatem uzupełnić innymi instrumentami wsparcia, celem propagowania rozwoju różnicowanych technologii.

Dobra ogólna polityka wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych powinna zatem obejmować różne technologie odnawialne.

- Państwa Członkowskie powinny w większym stopniu korzystać z możliwości **zwolnień i ulg podatkowych** wobec podmiotów wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, które zapewnia dyrektywa dotycząca opodatkowania produktów energetycznych²⁴.
- **Zapewnienie zgodności z zasadami wewnętrznego rynku energii elektrycznej.** Państwa Członkowskie UE znajdują się obecnie w trakcie liberalizacji swoich rynków energetycznych. Proponowane tu kryterium dotyczy łatwości, z jaką system wsparcia może zostać zintegrowany w ramach zliberalizowanego rynku energii elektrycznej, a także efektywność jego funkcjonowania oraz funkcjonowania istniejących i nowych instrumentów polityki.
- **Propagowanie zatrudnienia oraz korzyści lokalne i regionalne.** Znaczna część korzyści publicznych wynikających z polityk wspierania odnawialnych źródeł energii dotyczy zatrudnienia oraz polityki społecznej i rozwoju obszarów wiejskich, przy czym inne cele polityk krajowych muszą również być należycie respektowane i uwzględniane.
- **Łączenie optymalizacji z działaniami w zakresie wydajności energetycznej i zarządzania popytem.** Postępowi w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii towarzyszy nadmierny wzrost zużycia energii elektrycznej, którego należy unikać. Wyłącznie połączenie środków wspierania energii elektrycznej z OZE ze środkami zapewniającymi efektywne korzystanie z energii elektrycznej przez odbiorców zapewni Europie postęp w realizacji celów jej polityki energetycznej.

8.3. Dalsze kroki

Nie zaleca się gruntownej krótkoterminowej zmiany regulacji na szczeblu Wspólnoty w świetle celów ustalonych na rok 2010. Jednakże uwzględniając dążenie do ustanowienia wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz potencjał ograniczenia kosztów, Komisja w dalszym ciągu będzie prowadziła analizę możliwości i skutków zwiększenia optymalizacji, koordynacji oraz ewentualnej harmonizacji warunków z punktu widzenia postępu w liberalizacji i zwiększania zdolności przesyłowej, i będzie korzystała z dalszych doświadczeń dotyczących różnych systemów wsparcia realizowanych w Państwach Członkowskich.

Komisja będzie wnikliwie monitorowała stan rozwoju polityki w zakresie energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, i nie później niż do grudnia 2007 r. sporządzi sprawozdanie na temat stanu systemów Państw Członkowskich dotyczące promowania energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w kontekście bieżącej oceny związanej z realizacją celów na rok 2020 oraz ram polityki dotyczącej odnawialnych źródeł energii po roku 2010. W oparciu o rezultaty tej oceny Komisja może zaproponować inne podejście oraz ramy dla systemów wspierających produkcję energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej, z uwzględnieniem potrzeby odpowiednio

²⁴ Dyrektywa 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dz.U. nr 283/51 z 31.10.2003).

długiego okresu przejściowego i przepisów przejściowych. W szczególności analizie poddane zostaną wady i zalety dalszej harmonizacji.

Parlament Europejski przyjął niedawno rezolucję w sprawie energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych²⁵ wyjaśniającą kryteria, jakie zostaną zastosowane w ramach ewentualnego przyszłego zharmonizowanego europejskiego systemu wsparcia.

Zgodnie z art. 4 dyrektywy 2001/77/WE, Komisja będzie kontynuowała ocenę skuteczności systemów wsparcia, również z punktu widzenia ich opłacalności. O ile wystąpi taka konieczność, do sprawozdania zostanie dołączony wniosek dotyczący wspólnotowych ram prawnych dla systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Taki wniosek dotyczący ram prawnych powinien:

- a) *przyczynić się do osiągnięcia indykatywnych celów krajowych;*
- b) *być zgodny z zasadami rządzącymi wewnętrznym rynkiem energii elektrycznej;*
- c) *uwzględniać właściwości rozmaitych źródeł energii odnawialnej, w tym różne technologie i zróżnicowanie geograficzne;*
- d) *wspierać wykorzystanie źródeł energii odnawialnej w sposób możliwie prosty i efektywny, a jednocześnie jak najwydajniejszy, szczególnie pod względem kosztów;*
- e) *obejmować wystarczająco długie, co najmniej siedmioletnie okresy przejściowe stosowania krajowych systemów wsparcia oraz wpływać na podtrzymanie zaufania inwestorów.*

²⁵ Rezolucja PE, 28 września 2005 r. (Sprawozdanie Turmesa w sprawie udziału odnawialnych źródeł energii).

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.

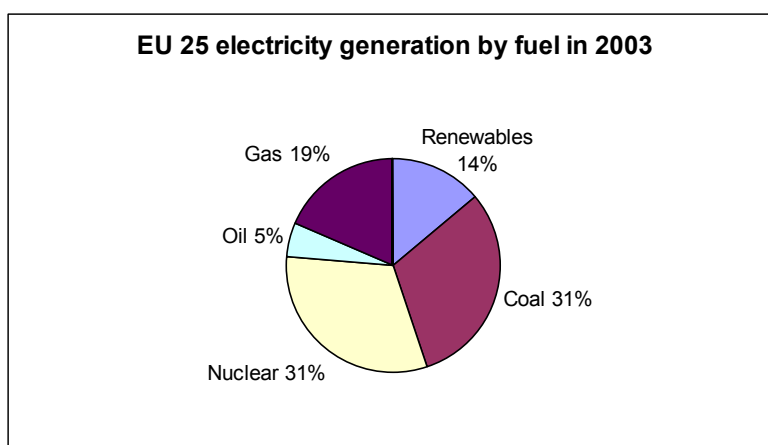


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

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.

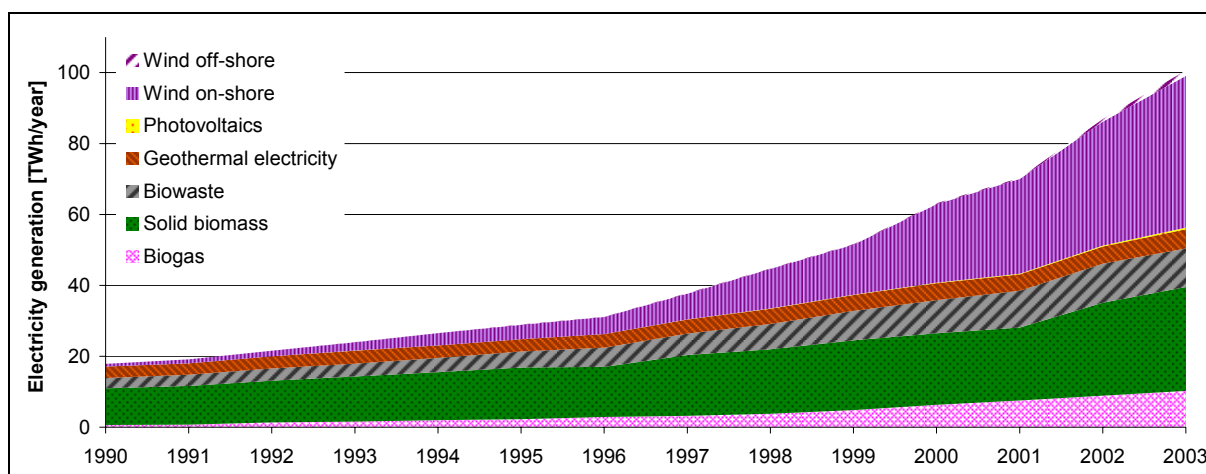


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

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.

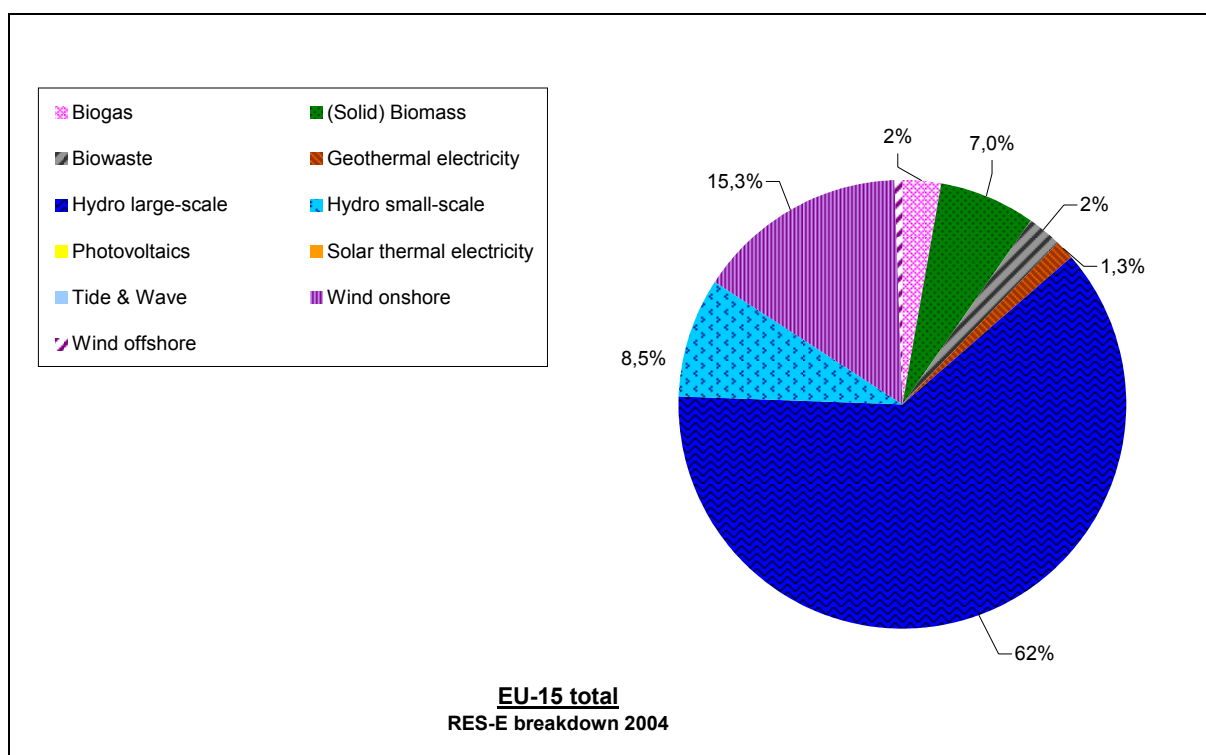


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.

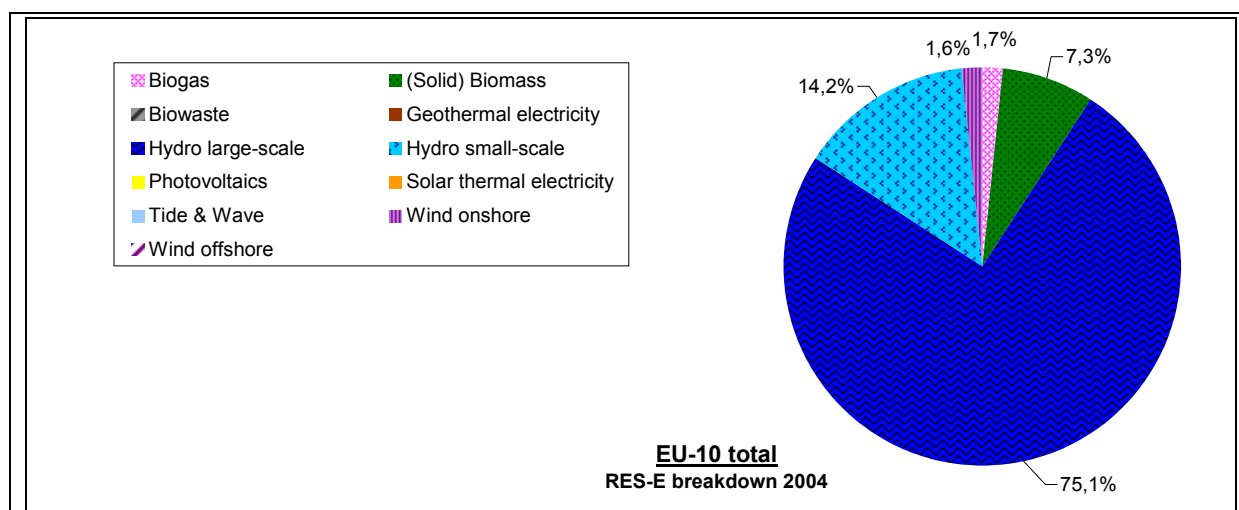


Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.

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.

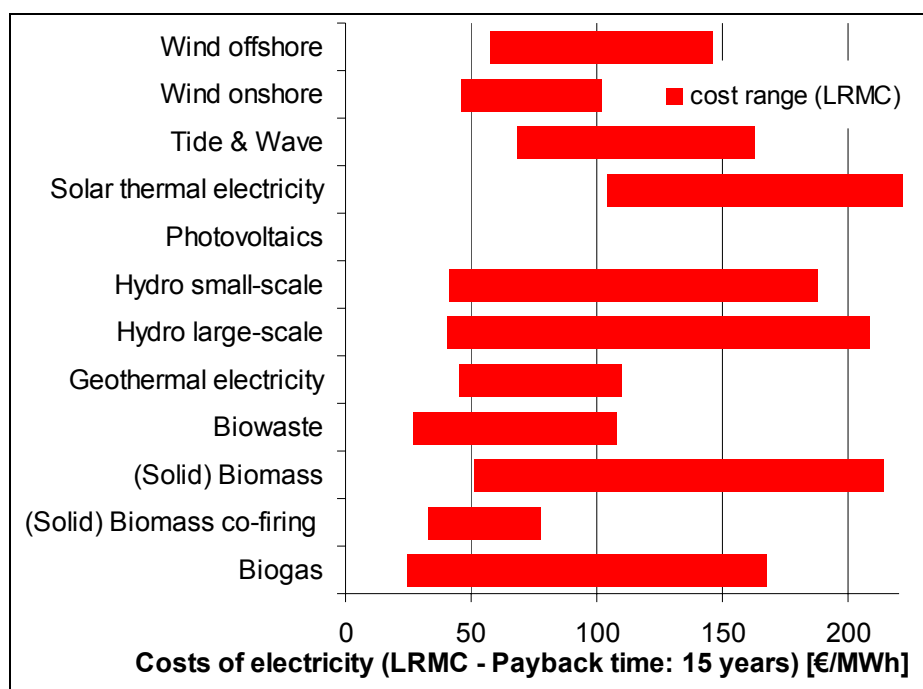


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

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:

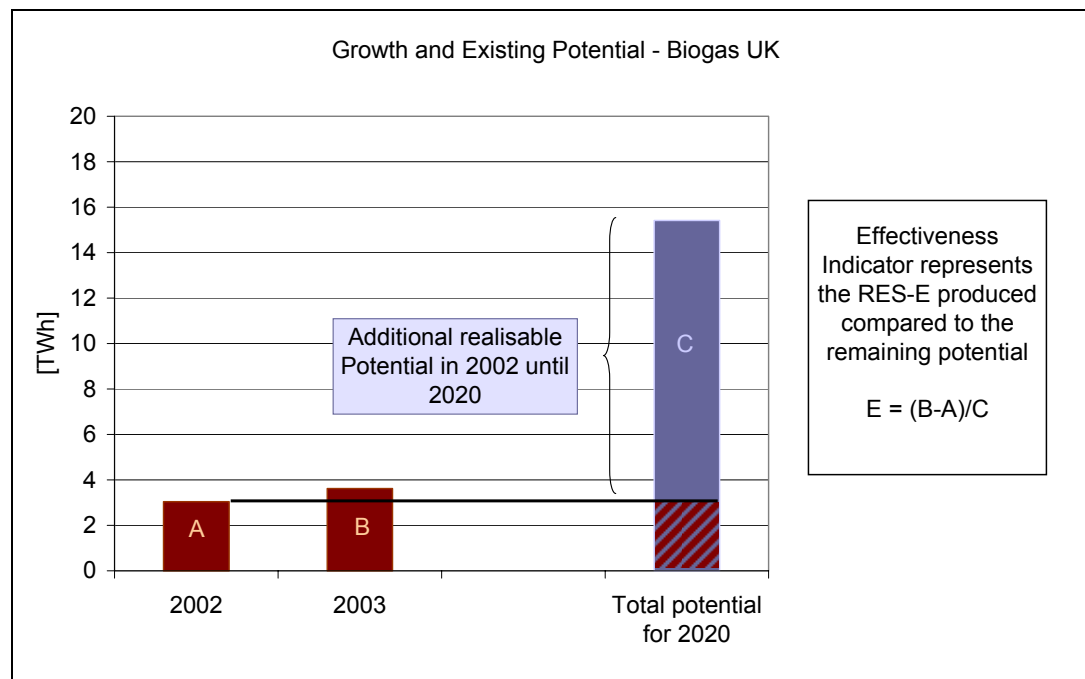


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

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.

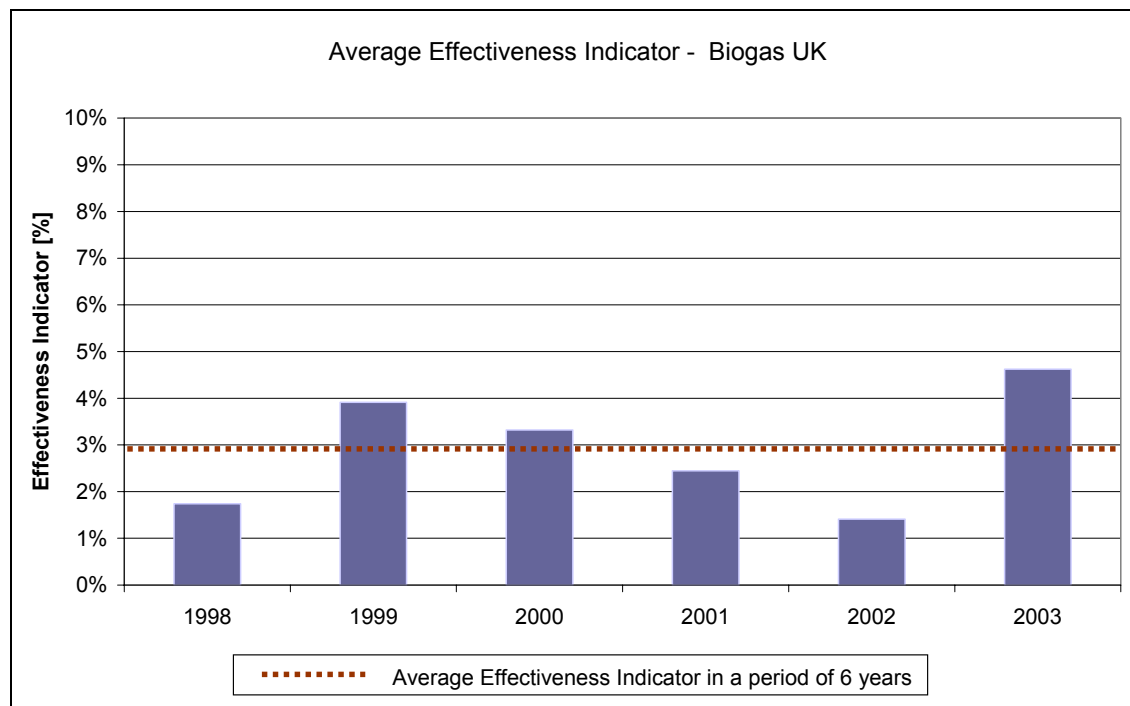


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

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).

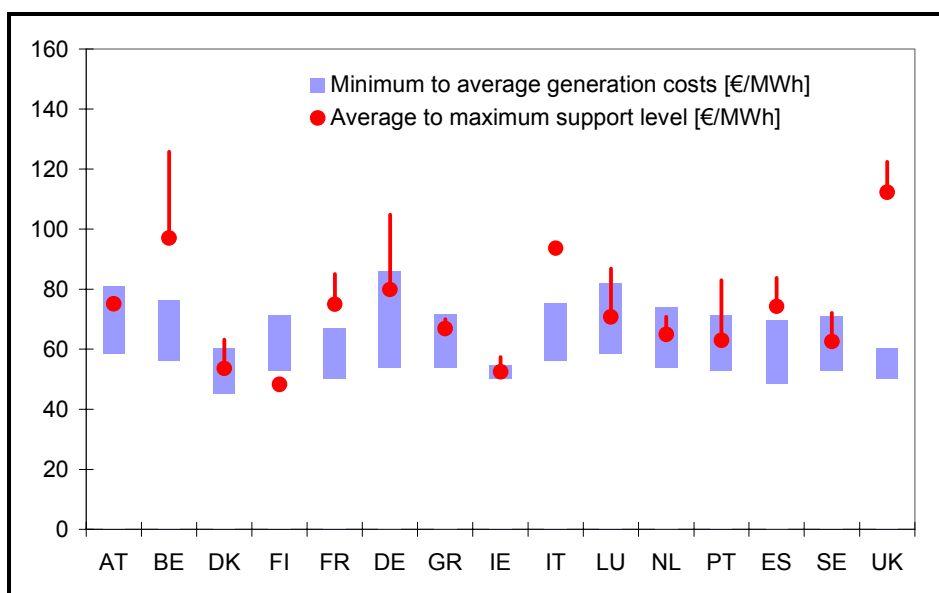


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

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.

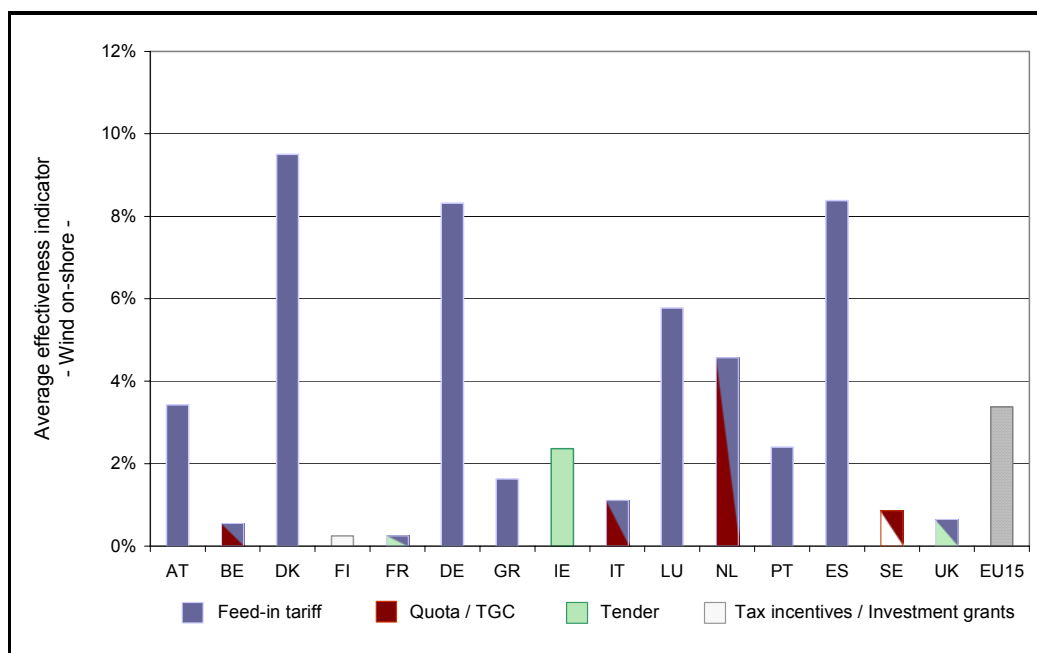


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

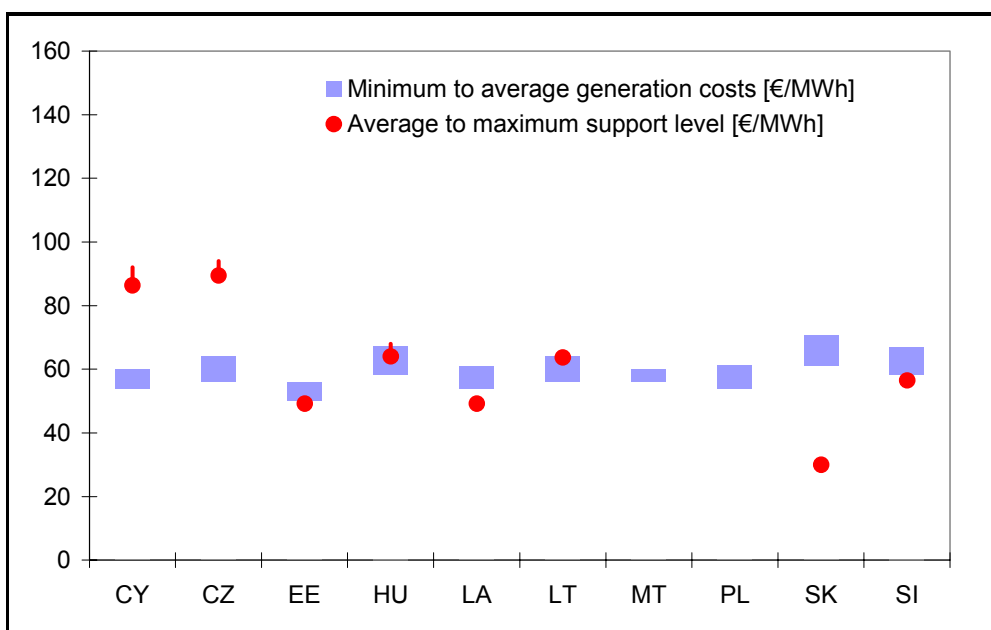


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

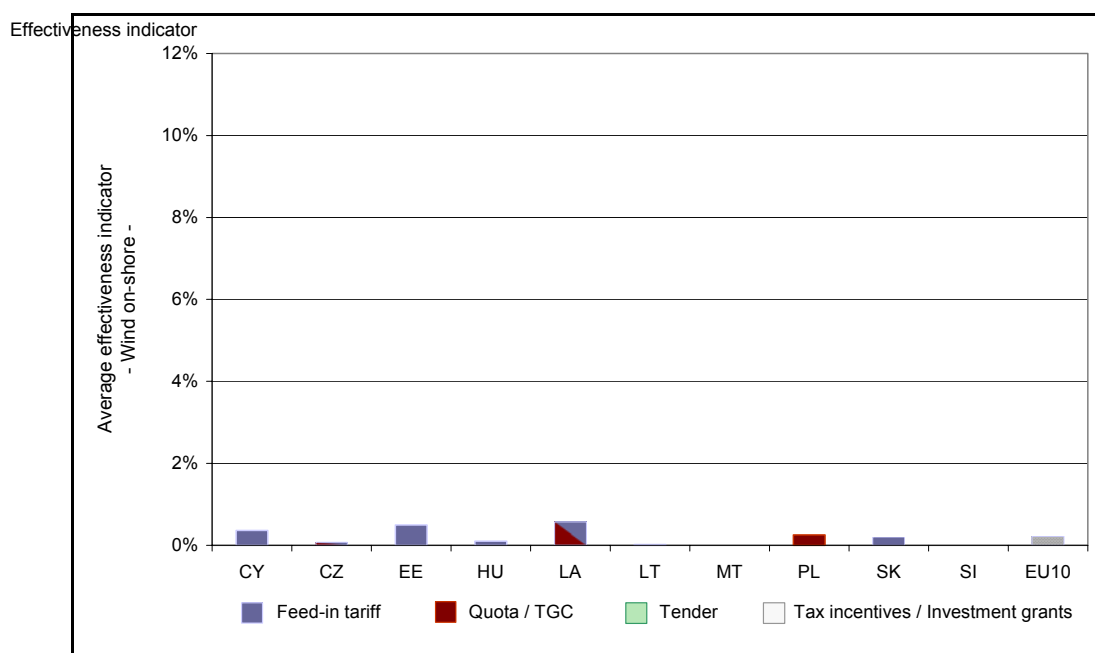


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

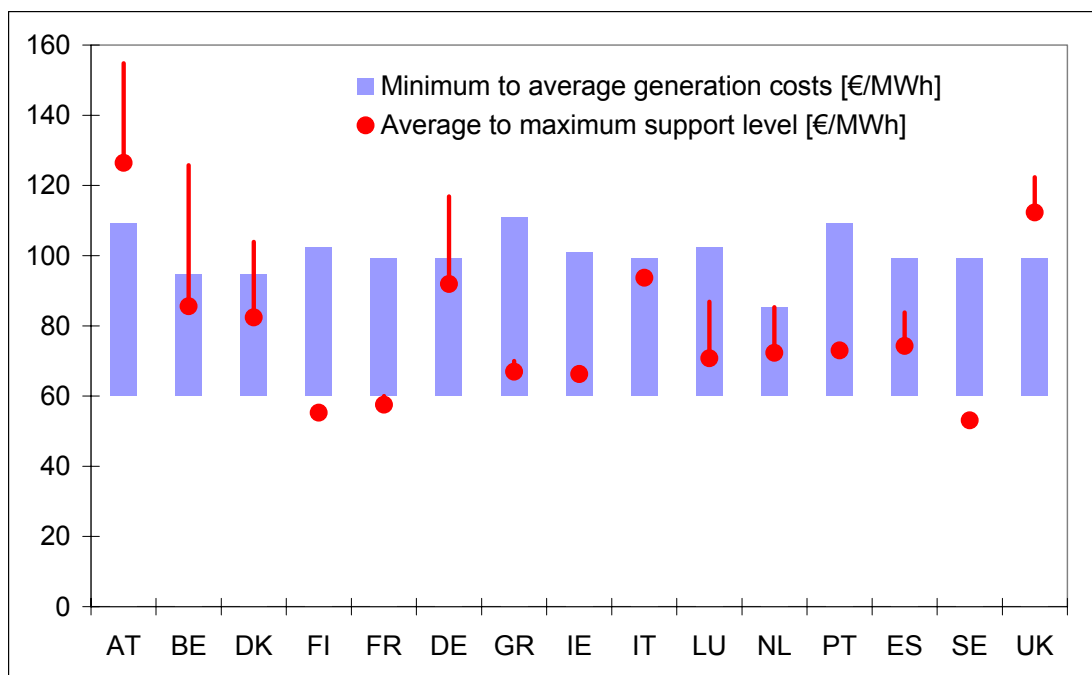


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

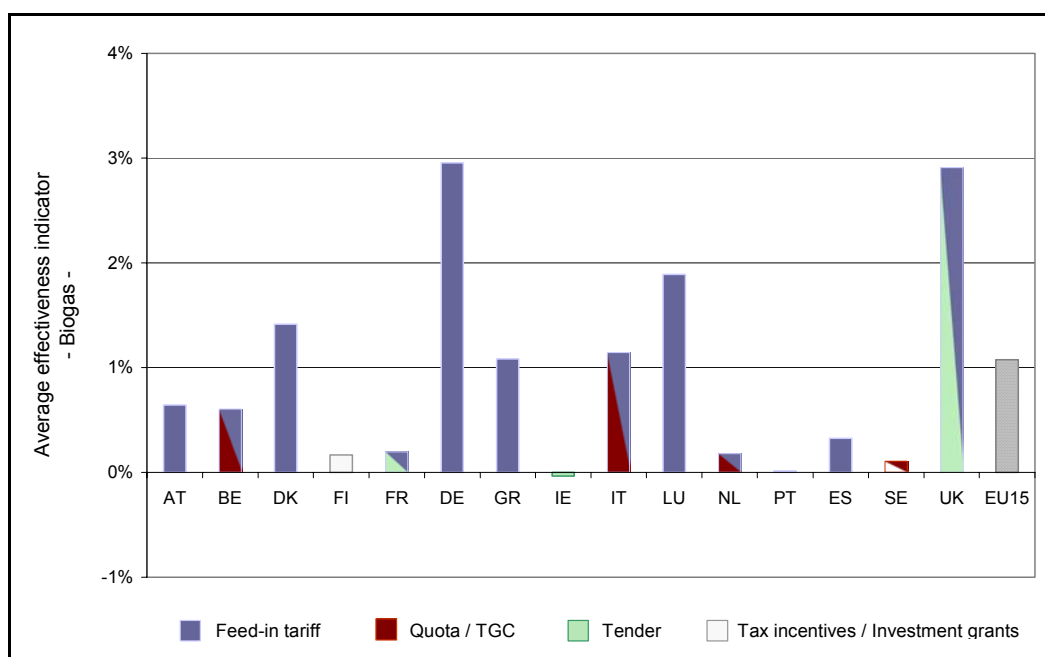


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

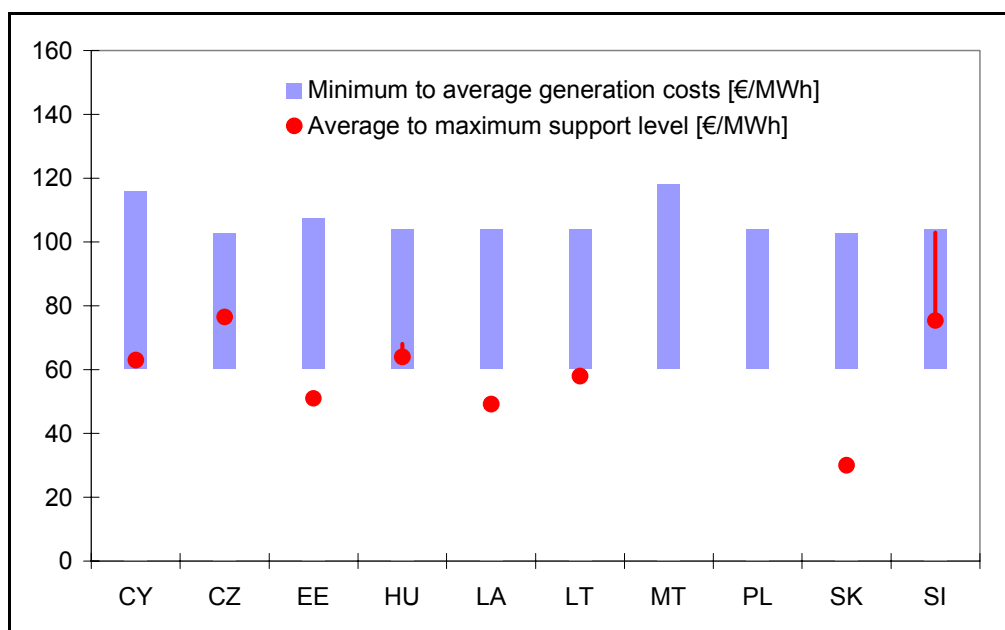


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

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).

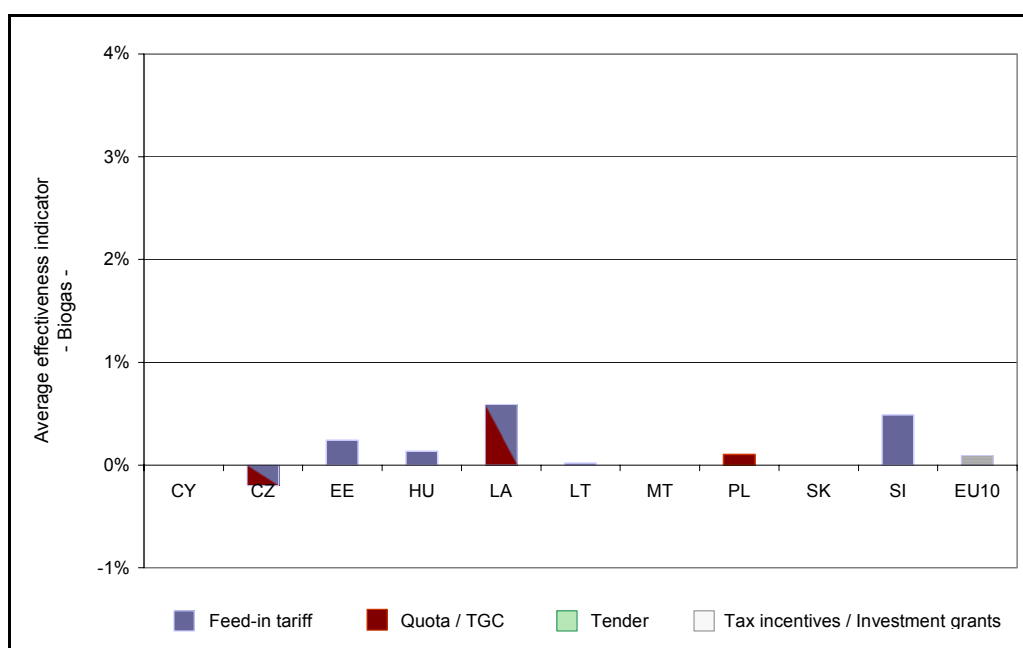


Figure 11:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

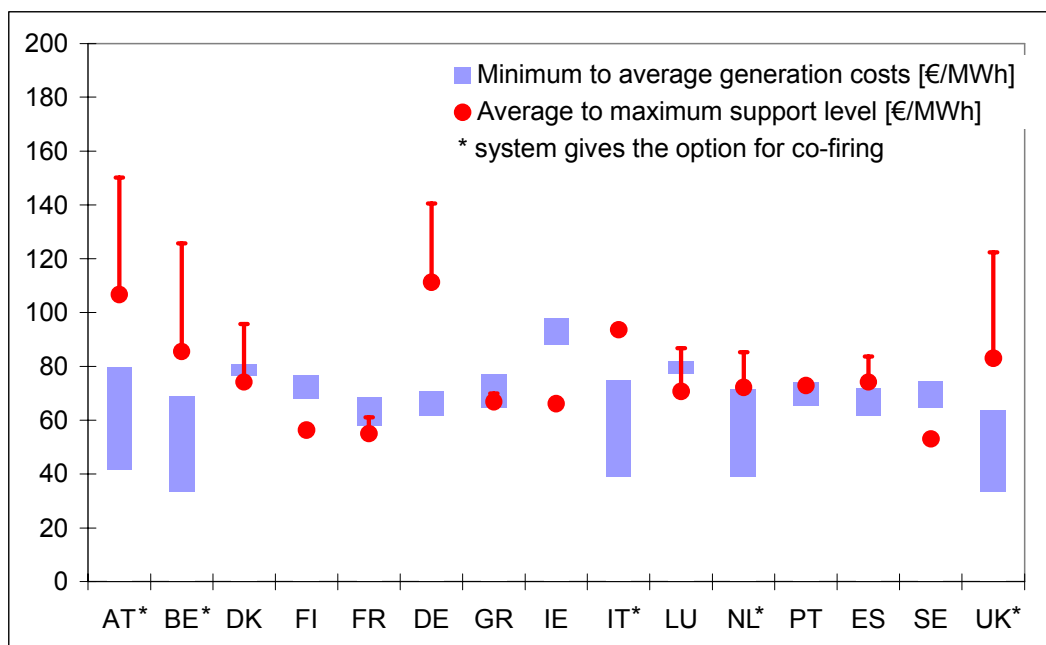


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

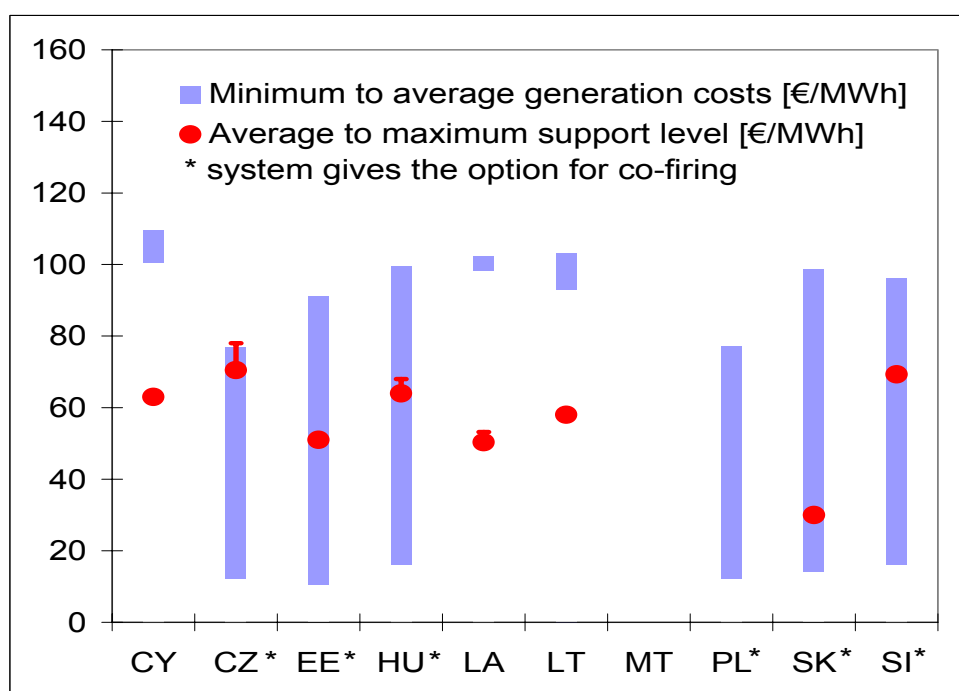


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = 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.

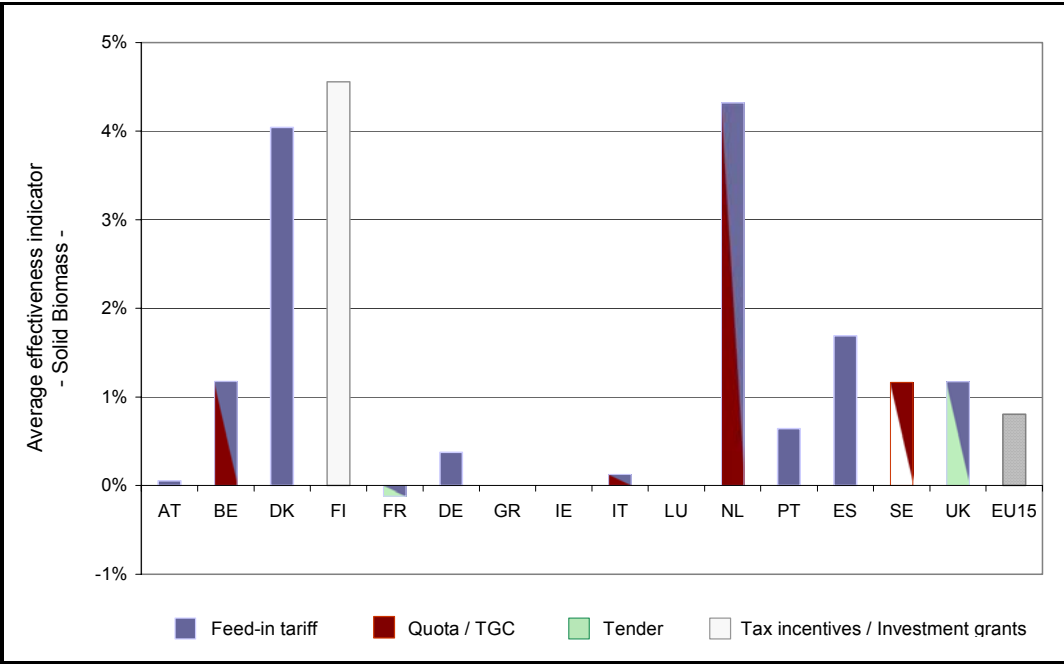
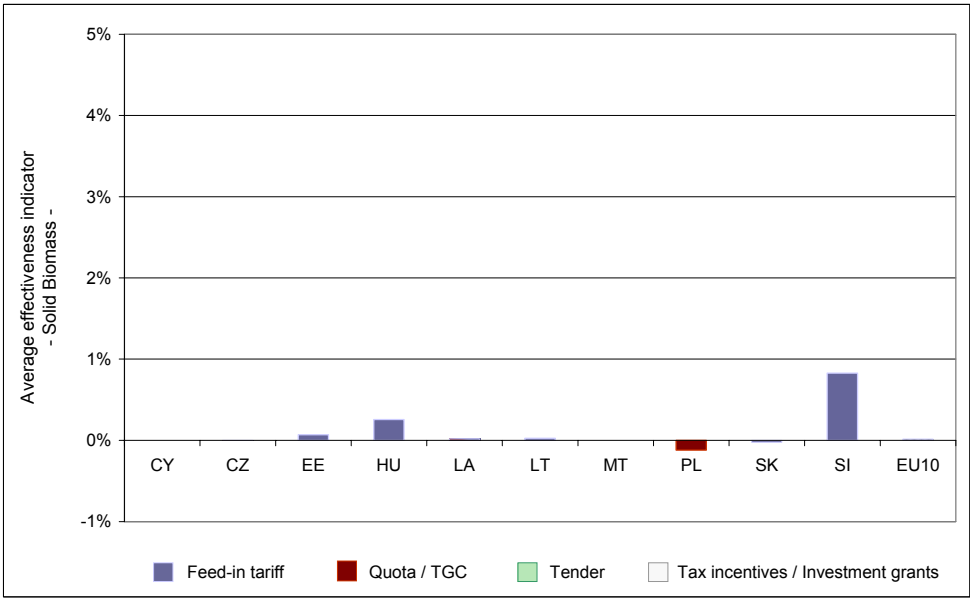


Figure 14:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



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.

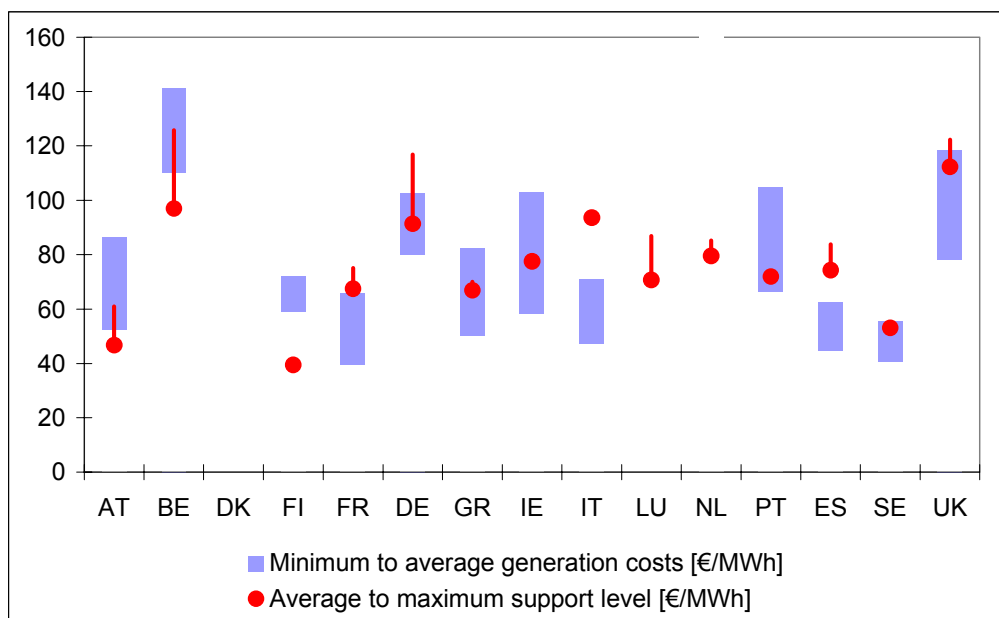


Figure 16:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

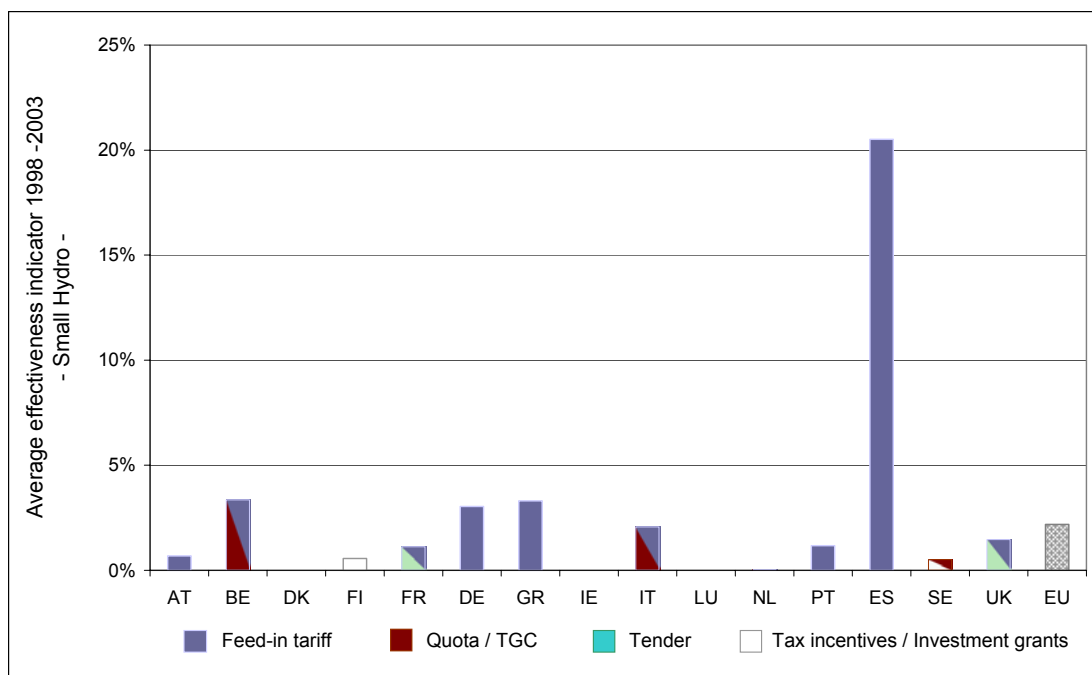


Figure 17:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

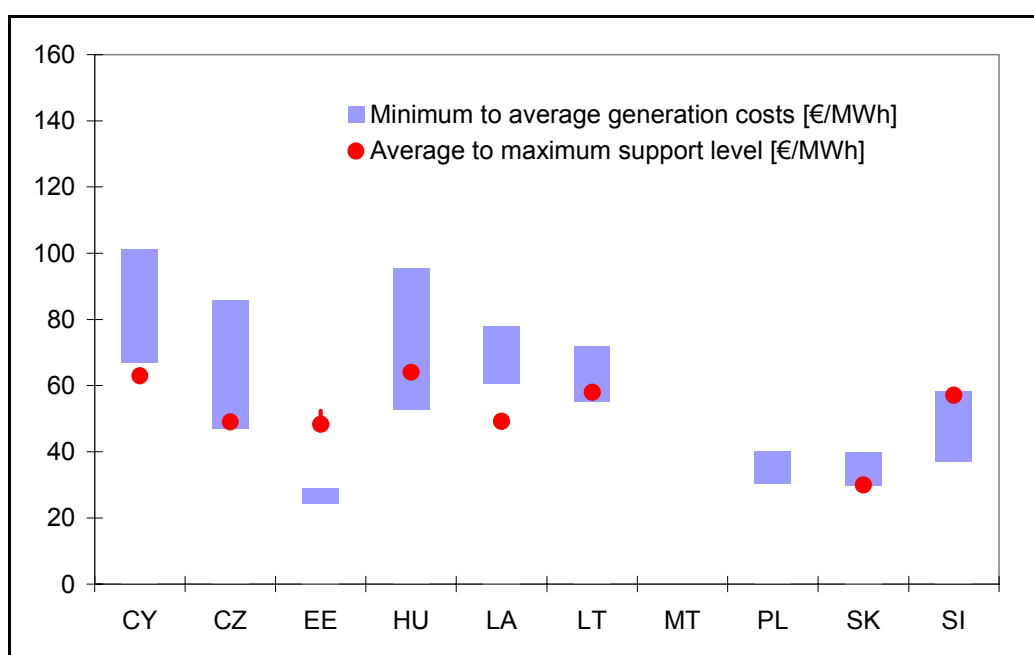


Figure 18:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

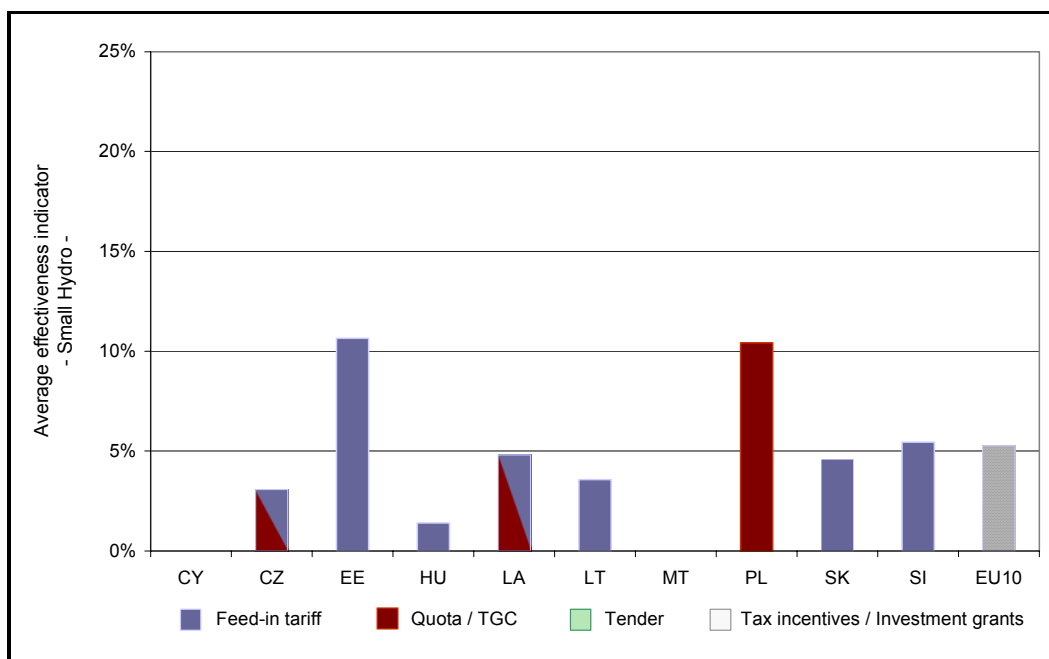


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

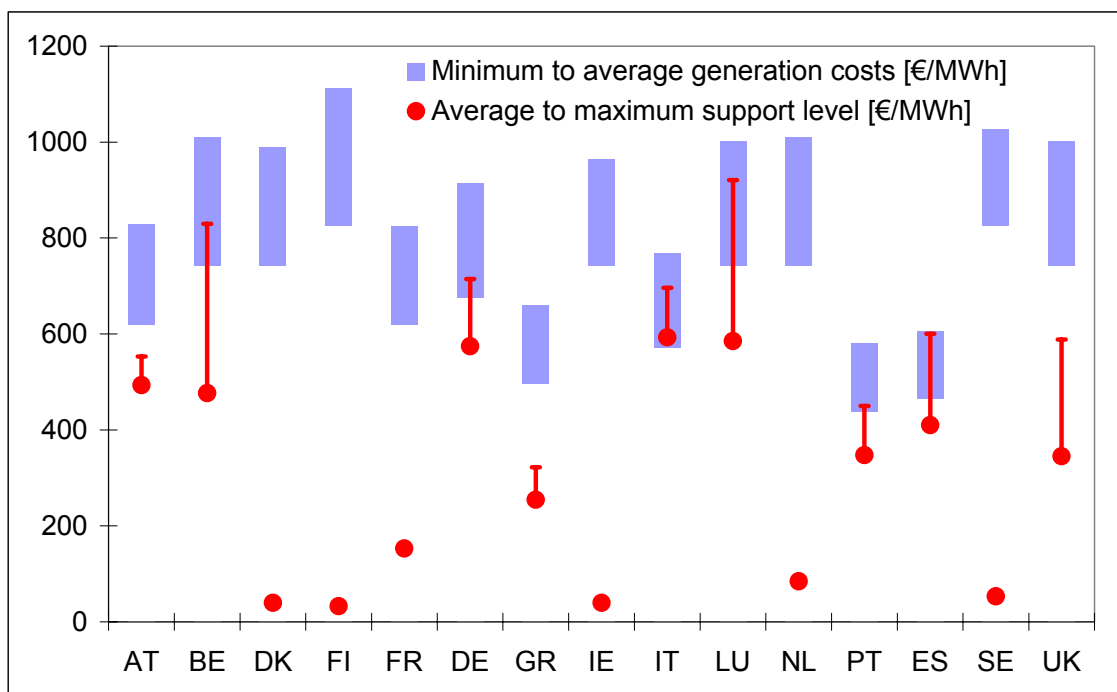


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

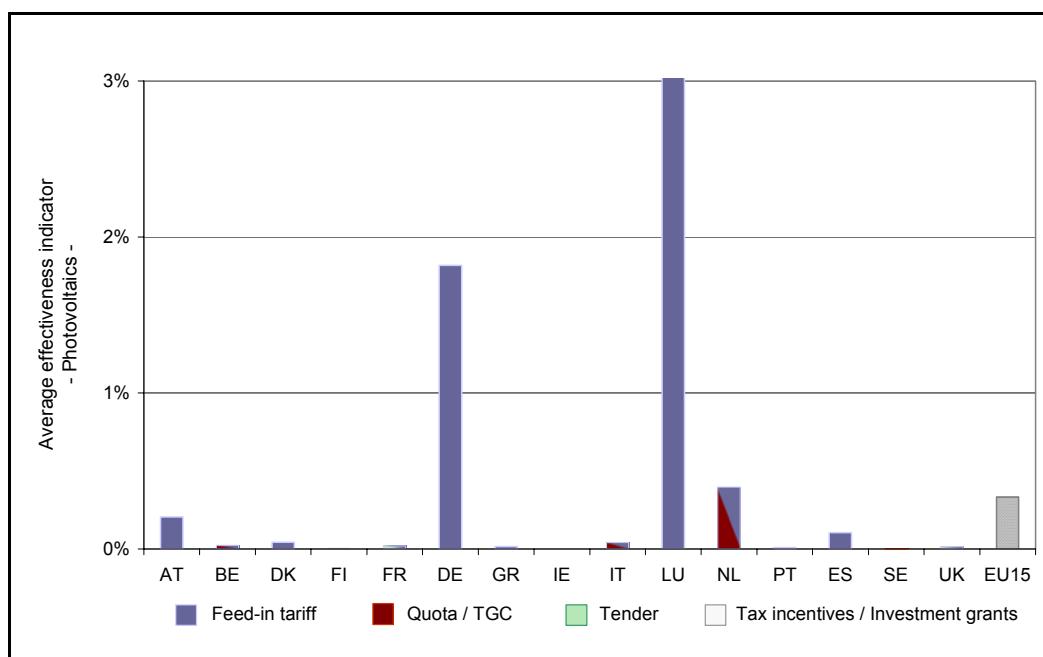


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

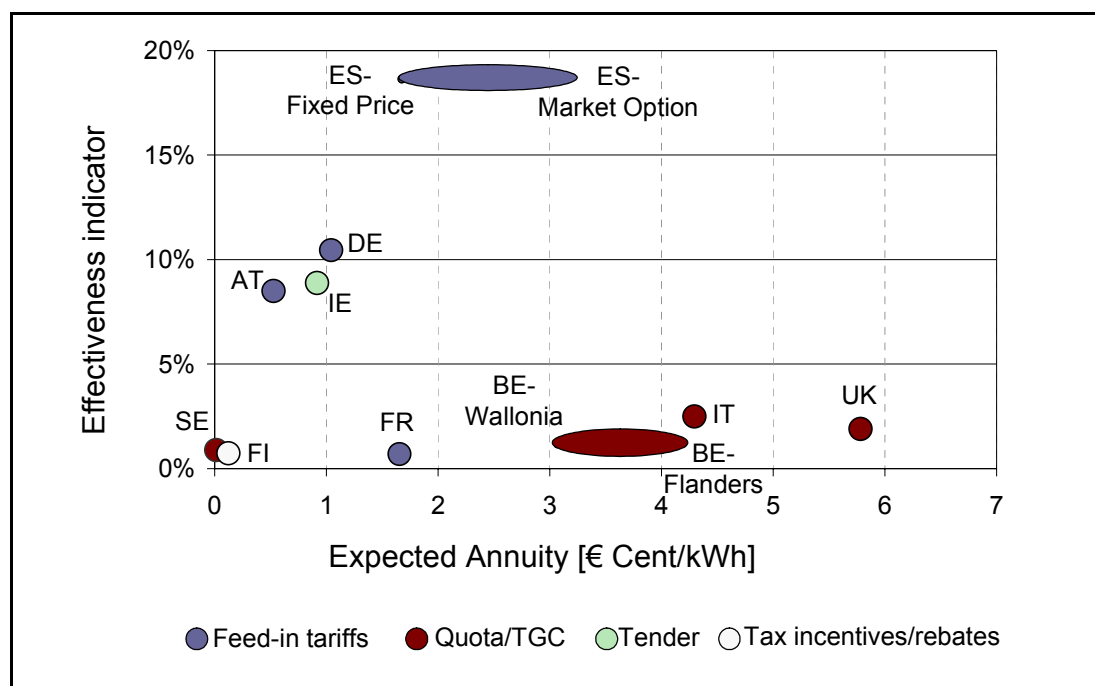


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

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.

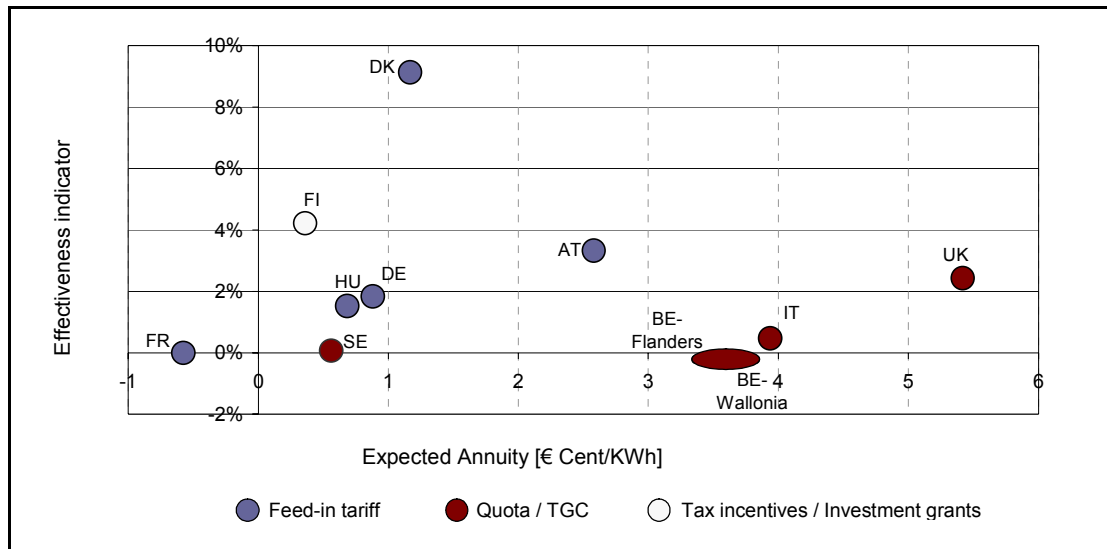


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

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).

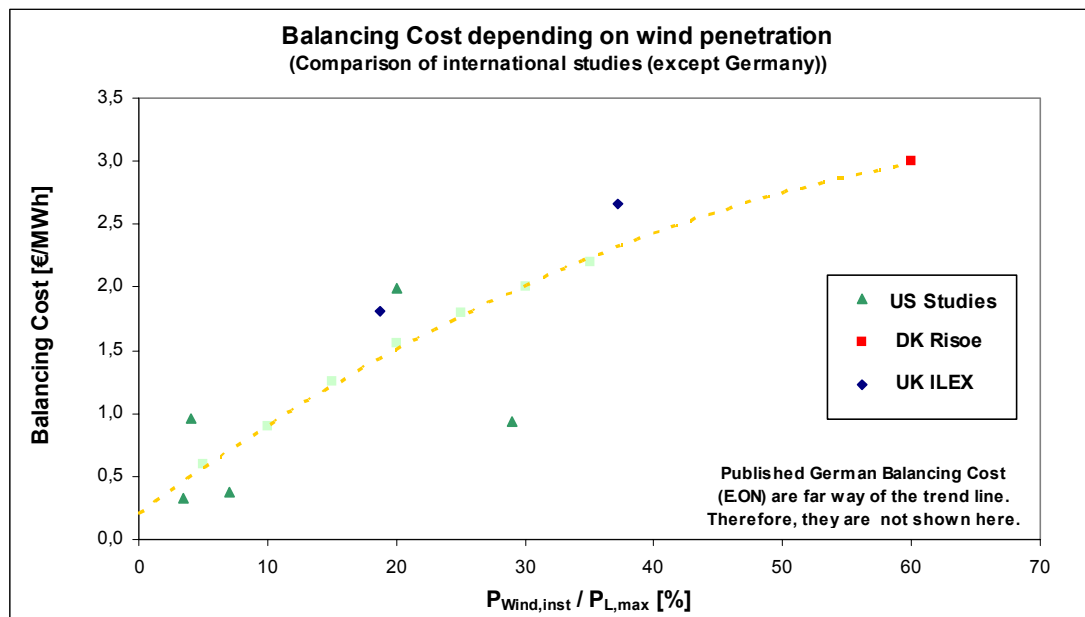


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

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%.

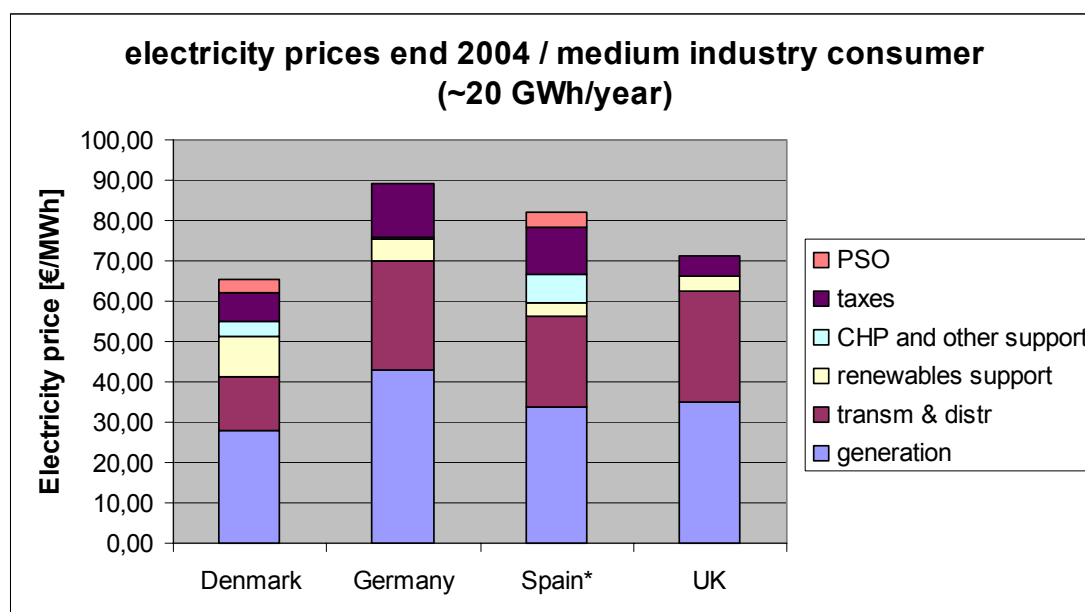


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

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.