



KOMMISSIONEN FOR DE EUROPÆISKE FÆLLESSKABER

Bruxelles, den 7.12.2005
KOM(2005) 627 endelig

MEDDELELSE FRA KOMMISSIONEN

Støtte til elektricitet fra vedvarende energikilder

{SEK(2005) 1571}

INDHOLDSFORTEGNELSE

1.	Indledning	3
2.	Vurdering af eksisterende støtteordninger	4
3.	Det indre marked og handelsaspekter	9
4.	Sameksistens eller harmonisering	11
5.	Administrative hindringer	13
6.	Netadgang	15
7.	Oprindelsesgaranti.....	16
8.	Konklusioner	17
Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources		20
Annex 2 – Inventory of current support systems		23
Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness		25
Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective		42
Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation		45
Annex 6 – Administrative barriers		47
Annex 7 – Guarantees of origin		49

MEDDELELSE FRA KOMMISSIONEN

Støtte til elektricitet fra vedvarende energikilder

(EØS-relevant tekst)

1. INDLEDNING

1.1. Begrundelse

Der er almindelig enighed om fordelene ved at øge vedvarende energikilders andel af den elektricitet, der produceres i EU. Det medfører navnlig:

- bedre energiforsyningsikkerhed
- større konkurrenceevne inden for den teknologi, der vedrører vedvarende energi
- færre drivhusgasemissioner fra EU's elsektor
- færre emissioner af forurenende stoffer på regionalt og lokalt plan
- bedre økonomiske og sociale udsigter, navnlig for landdistrikter og isolerede områder.

Derfor har EU sat som mål, at 21 % af elforsyningen skal komme fra vedvarende energikilder i 2010 (jf. bilag 1). Målet blev fastsat i Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2001/77/EF¹ om fremme af elektricitet produceret fra vedvarende energikilder inden for det indre marked for elektricitet, som også indeholder forskellige mål for de enkelte medlemsstater. I direktivet hedder det endvidere, at medlemsstaterne skal lette adgangen til forsyningsnettet for producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder, strømline og lette bevillingsproceduren og indføre en ordning med oprindelsesgaranti.

Måltrettet offentlig støtte til indførelse af grøn elektricitet på elmarkedet er berettiget, fordi ovennævnte fordele ikke (eller kun delvist) indgår i den nettoværditilvækst, som tilfalder operatørerne i værdikæden for elektricitet fra vedvarende energikilder.

I overensstemmelse med direktivet har medlemsstaterne fastsat individuelle mål for elektricitet fra vedvarende energikilder. Det står dem frit at vælge den støtteordning, de foretrækker til at nå målene, og det kan de fortsætte med i en overgangsperiode på mindst 7 år efter vedtagelsen af en ny EU-forskriftsramme. I direktivets artikel 4 hedder det, at *senest den 27. oktober 2005 forelægger Kommissionen en veldokumenteret rapport om de erfaringer, der er gjort med anvendelsen og sameksistensen af de forskellige ordninger i medlemsstaterne. I denne rapport foretages der en vurdering af, i hvor høj grad det er lykkedes at fremme forbruget af elektricitet produceret fra vedvarende energikilder i*

¹ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2001/77/EF af 27. september 2001 om fremme af elektricitet produceret fra vedvarende energikilder inden for det indre marked for elektricitet, EFT L 283 af 27.10.2001, s. 33. Direktivets gennemførelsesdato var oktober 2003 og den 1. maj 2004 for de nye medlemsstater.

overensstemmelse med nationale mål, og af nævnte ordningers omkostningseffektivitet. I artiklen hedder det også, at rapporten ledsages om nødvendigt af et forslag til en fællesskabsramme for ordninger for støtte.

1.2. Anvendelsesområde

Denne meddelelse tjener 3 formål og gør det ud for:

- den rapport, som Kommissionen skal forelægge i henhold til artikel 4 i direktiv 2001/77/EF, og som indeholder en opgørelse og informationer om de **erfaringer, der er gjort** med anvendelsen og sameksistensen af medlemsstaternes forskellige ordninger for støtte til elektricitet fra vedvarende energikilder
- den rapport, som Kommissionen skal forelægge i henhold til artikel 8 om **administrative hindringer og spørgsmål vedrørende forsyningsnet** og gennemførelsen af **oprindelsesgarantien** for vedvarende energi
- en plan for koordinering af de eksisterende ordninger, som hviler på to grundpiller: **samarbejde** landene imellem og **optimering** af de nationale ordninger, som kan tænkes at føre til konvergens.

2. VURDERING AF EKSISTERENDE STØTTEORDNINGER

2.1. De eksisterende støtteordninger

I EU findes der en række forskellige ordninger, som mere eller mindre kan inddeles i fire grupper: leveringstariffer, grønne certifikater, udbudsordninger og skatteincitamenter.

- De fleste medlemsstater anvender **leveringstariffer**. Disse ordninger er karakteriseret ved en bestemt pris, som normalt fastsættes for en periode på flere år, og som el-selskaberne, normalt distributørerne, skal betale til indenlandske producenter af grøn elektricitet. Ekstraomkostninger i forbindelse med disse ordninger afholdes af leverandørerne i forhold til deres omsætning og overføres til el-forbrugerne i form af et tillæg til slutbrugerens pris pr. kWh. Disse ordninger indebærer fordele som investeringssikkerhed, mulighed for finjustering og fremme af teknologier på mellemlang og lang sigt. På den anden side er det vanskeligt at harmonisere dem på EU-niveau, de kan beskyldes for at være i strid med bestemmelserne for det indre marked, og de indebærer en risiko for overfinansiering, hvis indlæringskurven for de enkelte teknologier vedrørende elektricitet fra vedvarende kilder ikke er programmeret til at aftage over en tidsperiode. Det faste tillæg, som nu anvendes i Danmark og til dels også i Spanien, er en variant af leveringstarifordningen. Her fastsætter regeringen et fast tillæg eller en miljøbonus, som producenterne af elektricitet fra vedvarende kilder får som supplement til den almindelige pris eller spotprisen for elektricitet.
- Under ordningen med **grønne certifikater**, som nu anvendes i Sverige, Det Forenede Kongerige, Italien, Belgien og Polen, sælges elektricitet fra vedvarende energikilder til den almindelige markedspris. For at finansiere ekstraomkostningerne ved produktion af grøn elektricitet og sikre, at den ønskede mængde grøn elektricitet produceres, pålægges det alle forbrugere (eller i nogle lande alle producenter) at købe

et vist antal grønne certifikater fra producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder, svarende til en fast procentdel af deres samlede elektricitetsforbrug/-produktion. Bøder for manglende overholdelse overføres enten til en fond for forskning, udvikling og demonstration inden for vedvarende energi eller til statsbudgettet. Da producenterne/forbrugerne ønsker at købe disse certifikater så billigt som muligt, opstår der et sekundært marked for certifikater, hvor producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder konkurrerer indbyrdes om salg af grønne certifikater. Derfor er grønne certifikater markedsbaserede instrumenter, som teoretisk set har mulighed for at sikre optimal forrentning af investeringer, hvis de fungerer efter hensigten. Sådanne ordninger ville kunne fungere udmærket på et fælles europæisk marked og indebærer i teorien en mindre risiko for overfinansiering. Men grønne certifikater kan være forbundet med højere risici for investorer, og det ikke let at udvikle dyr langsigtet teknologi under sådanne ordninger. Ordningerne er forbundet med større administrative omkostninger.

- Tidligere fandtes der rene **udbudsprocedurer** i to medlemsstater (Irland og Frankrig). Men Frankrig er for nylig gået over til en ordning med leveringstariffer, som kombineres med udbud i enkelte tilfælde, og Irland har netop anmeldt en tilsvarende ændring. Under en udbudsprocedure foretager staten en række udbud med henblik på levering af elektricitet fra vedvarende energikilder, som derefter leveres i henhold til kontrakt til udbudsprisen. De ekstraomkostninger, der er forbundet med købet af elektricitet fra vedvarende energikilder, overføres til slutbrugerne via en særlig afgift. Udbudsordningerne gør i teorien optimal brug af markeds kræfterne, men da de i sagens natur mangler kontinuitet, medvirker de ikke til at skabe stabile forhold. Med en sådan ordning er der også risiko for, at lave bud medfører, at projekter ikke gennemføres.
- I Malta og Finland findes der ordninger, som udelukkende bygger på **skatteincitamenter**. I de fleste tilfælde (f.eks. Cypern, Det Forenede Kongerige og Den Tjekkiske Republik) anvendes ordningen dog som et supplement.

Denne inddeling i 4 grupper er en ret forenklet fremstilling af virkeligheden. Adskillige ordninger har forskellige aspekter og kombineres navnlig med skatteincitamenter. Bilag 2 indeholder en oversigt over støtteordninger i EU-25.

2.2. Vurdering af resultaterne

Der er stor forskel på produktionsomkostningerne i forbindelse med vedvarende energi. De nationale og regionale ressourcer og landbrugets ressourcer er meget forskellige fra medlemsstat til medlemsstat. Enhver vurdering af støtteordninger bør derfor fokusere på de enkelte sektorer.

Der er væsentlig forskel på EU-medlemsstaternes **nuværende støtte** til elektricitet fra vedvarende energikilder. I bilag 3 foretages der en nærmere analyse af forskellen mellem den samlede støtte til vedvarende energi og produktionsomkostningerne², og det fremgår således, hvor omkostningseffektive de forskellige ordninger er. Jo større forskellen er mellem ”produktionsomkostninger” og ”støtte” ved levering, jo mindre omkostningseffektiv er

² Der er gjort brug af gennemsnittet for 2003 og 2004. Under ordningen med leveringstariffer svarer prisstøtten til tariffene. Produktionsomkostningerne i denne meddelelse stammer fra Green-X.

ordningen. Vedvarende energi er kompliceret emne, og situationen i medlemsstaterne er meget forskellig. Derfor er det mest hensigtsmæssigt at analysere de enkelte sektorer. Sammenholdes graferne i bilag 3, er det muligt at få et indtryk af en given ordnings omkostningseffektivitet og nyttevirkning.

I forbindelse med vindkraft er ordningerne med grønne certifikater kendetegnet ved stor forskel på produktionsomkostninger og støtte. De højere omkostninger kan skyldes større investeringsrisici og muligvis også, at der endnu ikke findes et veletableret marked for grønne certifikater.

I 9 af de 25 medlemsstater ydes der kun ringe støtte til vindkraft. Hvis den samlede støtte til producenterne er lavere end produktionsomkostningerne, vil der ikke ske nogen bevægelse inden for denne sektor i disse lande.

I halvdelen af medlemsstaterne ydes ikke tilstrækkelig støtte til biomasse fremstillet af skovbrugsprodukter til at kunne dække produktionsomkostningerne. I henved 3/4 af medlemsstaterne ydes der ikke tilstrækkelig støtte til biogas til at kunne sikre distribution.

Ud over omkostningerne er de forskellige støtteordningers **nytttevirkning** også et vigtigt vurderingsparameter.

Nytttevirkningen henviser til støtteordningens evne til at levere grøn elektricitet.

Det er vanskeligt at vurdere de nyere ordningers nyttevirkning. Der er navnlig ikke gjort så mange erfaringer med grønne certifikater som med leveringstariffer. Endvidere skal de leverede mængder grøn elektricitet vurderes i forhold til landets realistiske potentiale³.

Med hensyn til vindkraft viser bilag 3, at alle lande med større nyttevirkning end EU-gennemsnittet anvender leveringstariffer. Den ordning giver på indeværende tidspunkt de bedste resultater for vindkraft.

Analyserne for biomassesektorerne giver ikke så klart et billede som i forbindelse med vind. Produktionsomkostningerne for biomasse er meget forskellige⁴. De store forskelle skyldes forskellige kilder (skovbrugsaffald, lavskov med kort omdriftstid, halm, animalsk affald etc.), forskellige omdannelsesprocesser (kombineret forbrænding, forgasning etc.) og forskellige størrelser (de eksisterende biomasseanlæg kan variere med en faktor 200). Der er derfor behov for meget mere detaljerede analyser, som tager udgangspunkt i bestemte råvarer og teknologier.

Analysen viser dog, at både leveringstariffer og grønne certifikater giver gode resultater for biogas (i fire lande med leveringstariffer og to lande med grønne certifikater ligger nyttevirkningen over det europæiske gennemsnit). For biomasse af skovbrugsprodukter er det ikke muligt at konkludere, om den ene ordning er bedre end den anden. Sektorens kompleksitet og de regionale forskelle betyder, at andre faktorer spiller en stor rolle⁵.

³ Herved forstås det ekstra potentiale, der kan realiseres, forudsat at alle eksisterende hindringer kan fjernes og alle drivkræfter er aktive. Jf. bilag 3, hvor der findes en nærmere forklaring.

⁴ Produktionsomkostningerne for onshore-vindkraft ligger på 40-100 EUR/MWh. For biomasse udgør de derimod 25-220 EUR/MWh.

⁵ For biomasse er støttens omfang i højere grad bestemt af andre faktorer, f.eks. strategisk valg (store eller mindre anlæg, med eller uden kombineret fyring...), end af ordningen (leveringstariffer eller grønne certifikater).

Tilskyndelser til skovhugst burde normalt medvirke til at mobilisere mere ubenyttet biomasse af skovbrugsprodukter til gavn for alle brugere.

Det er også vigtigt at sammenholde **udbytte set fra en investors synspunkt** og nyttevirkning. Det er gjort i bilag 4 for et begrænset antal medlemsstater. Der tages udgangspunkt i de løbende priser over en længere periode. Det giver et indtryk af, om en bestemt strategi har givet gode resultater hovedsagelig på grund af kraftige finansielle tilskyndelser, eller om andre forhold har spillet en afgørende rolle for markedsdiffusionen i de berørte lande.

2.3. Hovedkonklusioner om resultaterne (jf. bilag 3 og 4)

Vindkraft

- På nuværende tidspunkt indebærer de grønne certifikater en væsentligt højere støtte end leveringstarifferne. Det skyldes muligvis investorenes krav om en højere risikopræmie, de administrative omkostninger, og at der endnu ikke findes et veletableret marked for grønne certifikater. Spørgsmålet er, hvordan prisniveauet vil udvikle sig på mellemlang og lang sigt.
- På nuværende tidspunkt er de mest effektive ordninger for vindkraft leveringstarifferne i Tyskland, Spanien og Danmark.
- Afkastet bliver større i forbindelse med grønne certifikater end ved leveringstariffer. Det høje afkast (annuitet) beregnes ved at ekstrapolere de nuværende certifikatpriser⁶. Afkastet vil afhænge af den fremtidige prisudvikling.
- Analyserne viser, at i en fjerdedel af medlemsstaterne er støtten for lav til at sætte gang i udviklingen. I en anden fjerdedel ydes der tilstrækkelig støtte, men der opnås alligevel kun middelmådige resultater. Det kan skyldes hindringer i forbindelse med net eller administration.
- De undersøgte leveringstarifordninger er effektive, og producenternes overskud er relativt lavt. På den anden side er grønne certifikater på indeværende tidspunkt forbundet med høje fortjenstmargener. Det bør understreges, at de grønne certifikater er ret nye instrumenter. De konstaterede forhold er derfor muligvis stadig i høj grad præget af overgangsfænomener.

Biomasse af skovbrugsprodukter

- Den danske ordning med leveringstariffer og centrale kraftvarmeværker med halmforbrænding⁷ og den finske kombinationsordning (skattelettelse og investering) fører klart til de bedste resultater, både med hensyn til støttens nyttevirkning og økonomiske effektivitet. En lang tradition for højteknologisk anvendelse af biomasse til energiformål, stabile planlægningsvilkår og en kombination med varmeproduktion må anses for at være de vigtigste årsager til denne udvikling.

⁶ Det store spørgsmål er, hvordan prisen på grønne certifikater vil udvikle sig i de kommende år. Analyserne i dette dokument er baseret på en fast certifikatpris.

⁷ Biomasse af halm indgår i analysen af biomasse af skovbrugsprodukter uden dog at være et skovbrugsprodukt. Denne form for biomasse anvendes først og fremmest i Danmark.

- Selvom leveringstariffer normalt fører til bedre resultater, fordi de investeringsrisici, der er forbundet med grønne certifikater, lader til at forhindre, at der virkelig sættes gang i udviklingen inden for biomasse, er det mere kompliceret at foretage en analyse i forbindelse med biomasse af skovbrugsaffald. Ud over valget af finansielt instrument har også andre forhold (infrastrukturelle hindringer, anlæggenes størrelse, optimal skovforvaltning og forhåndenværende sekundære instrumenter etc.) stor indflydelse på ordningernes nyttevirkning.

I næsten halvdelen af de europæiske lande ydes der ikke tilstrækkelig støtte til biomasse af skovbrugsprodukter til at kunne udvikle sektoren yderligere. Det drejer sig ellers om en sektor med et stort potentiale. I mange regioner er der behov for målrettede tilskyndelser til skovhugst for at øge træstrømmen fra EU's skove til alle brugere. På den måde er det muligt at forhindre eventuelle forvridninger på markedet for træaffald.

Biogas⁸

I seks lande ligger nyttevirkningen over EU-gennemsnittet. Fire af landene anvender leveringstariffer (Danmark, Tyskland, Grækenland, Luxembourg) og to grønne certifikater (Det Forenede Kongerige, Italien). Som ved biomasse af skovbrugsprodukter afhænger resultaterne også af andre forhold:

- De landbrugsøkonomiske muligheder og anlæggenes størrelse. Store anlæg har større nyttevirkning. Mindre anlæg skulle passe bedre til landdistrikternes økonomi, men omkostningerne er højere.
- Supplerende støtteordninger. Der er en tæt sammenhæng mellem biogassektoren og miljøpolitik for affaldsbehandling. Lande som Det Forenede Kongerige støtter biogas med sekundære instrumenter, f.eks. skattelettelser. Desuden er supplerende investeringsstøtte er en god katalysator for denne teknologi.
- Biogas fra landbrug⁹ er forbundet med højere produktionsomkostninger, men også flere miljømæssige fordele. Lossepladsgas er forbundet med lavere omkostninger, men har færre miljømæssige fordele.

Henved 70 % af EU-staterne yder ikke tilstrækkelig støtte til udvikling af denne teknologi.

Andre vedvarende energikilder

Den begrænsede vandkraftsektor er kendetegnet ved store forskelle både med hensyn til støtte og produktionsomkostninger. Forskellige hindringer påvirker i høj grad udviklingen af denne teknologi inden for vedvarende energi.

Fotovoltaisk solenergi tilskyndes nu aktivt i Tyskland (verdensførende) Nederlandene, Spanien, Luxembourg og Østrig.

⁸ Biogas omfatter alle biomassens forgasningsprocesser: biogas med samforgasning, slam- og lossepladsgas.

⁹ Biogas fra landbrug er det resultat, der fremkommer, når affald fra animalsk og vegetabilsk produktion eller fra bestemte energiafgrøder underkastes en særlig behandling. Lossepladsbiogas indebærer udvinding af methan fra lossepladsaffald.

I bilag 3 findes der en detaljeret analyse af den begrænsede produktion af vandkraft og fotovoltaisk solenergi.

Der produceres elektricitet fra andre vedvarende energikilder, men de indgår ikke i dette dokument. En af dem er store vandkraftværker, som er en veludviklet vedvarende energikilde, der normalt ikke har behov for nogen form for støtte. Geotermisk varme, bølge- og tidevandsenergi og varme fra solfangere tæller også blandt de vedvarende energikilder, men indgår ikke i denne meddelelse, da de kun får støtte i enkelte medlemsstater og endnu ikke udnyttes industrielt.

3. DET INDRE MARKED OG HANDELSASPEKTER

3.1. Indledning

Der er en tæt sammenhæng mellem det indre marked for elektricitet og støtte til elektricitet fra vedvarende energikilder. Vedvarende energi resulterer i nye anlæg, bidrager til forsyningssikkerheden og udvider kraftværkernes energiblanding. På den anden side kan forskellige aspekter ved det indre marked, f.eks. frihandel, gennemsigtighed, adskillelse, offentliggørelse og sammenkoblingslinjer, fremskynde distributionen af elektricitet fra vedvarende energikilder på det indre marked. I mange tilfælde falder støtte til vedvarende energikilder ind under EF-rammebestemmelserne for statsstøtte til miljøbeskyttelse¹⁰. Bestemmelser om statsstøtte kan påvirke støtteordningernes udformning.

3.2. Adskillelse, gennemsigtighed og dominerende aktører

På et adskilt marked¹¹ skal en uafhængig transmissionssystemoperatør (TSO) og en uafhængig distributionssystemoperatør (DSO) sikre alle producenter rimelig netadgang og udvikle netværksinfrastrukturen i overensstemmelse med en langsigtet strategi, samtidig med at der tages hensyn til integration af vedvarende energikilder.

I nogle lande domineres markedet fortsat af et eller et par elselskaber, som ofte er vertikalt integreret. Det kan føre til en monopollignende situation, som kan lægge en dæmper på udviklingen af elektricitet fra vedvarende energikilder.

Hvis **alle** støtteordninger for elektricitet fra vedvarende energikilder skal fungere optimalt, skal TSO og DSO være helt uafhængige.

Regeringerne skal give forbrugerne flere oplysninger om, hvordan omkostningerne ved støtte til vedvarende energi overføres til brugeren. I henhold til Europa-Kommissionens skøn tegner støtte til vedvarende energi sig for 4-5 % af elpriserne i Spanien, Det Forenede Kongerige og Tyskland og for så meget som 15 % af priserne i Danmark. Elektricitet fra vedvarende energikilder (vandkraft undtaget) udgør på nuværende tidspunkt 3,5 % i Det Forenede Kongerige, 9 % i Tyskland, 7 % i Spanien og 20 % i Danmark (jf. bilag 5).

¹⁰ EFT C 37 af 3.2.2001, s. 3.

¹¹ Adskillelse er beskrevet i direktiv 2003/54/EF som følger: for at sikre reel, ikke-diskriminerende netadgang skal distributions- og transmissionssystemerne drives som selskabsretligt adskilte enheder, hvor der forekommer vertikalt integrerede selskaber, særlig med hensyn til produktions- og forsyningsaktiviteter.

3.3. Produktionsafbrydelser og balancekraft: behov for hensigtsmæssig regulering for at kunne kombinere bestemmelser om det indre marked og vedvarende energi

Vindkraft er - ligesom andre vedvarende energikilder – forbundet med afbrydelser. Derfor er følgende forhold af særlig betydning:

- Vindmeldinger. I lande som Danmark, Det Forenede Kongerige og Spanien skal producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder opstille produktionsprognoser ligesom andre producenter. Jo bedre disse prognoser er, desto større værdi har intermitterende elektricitet fra vedvarende energikilder.
- Tidspunktet for ”gate closure”¹². Jo tættere fristen ligger på driftstidspunktet, desto lettere er det for den teknologi, der anvendes i forbindelse med intermitterende elektricitet fra vedvarende energikilder, at forudsige, hvor meget elektricitet der kan leveres.
- Betaling for balanceomkostninger. I Det Forenede Kongerige, Danmark og Spanien¹³ findes der betalingsordninger for afvigelser i forhold til produktionsprognoserne for elektricitet, uanset oprindelse, herunder også fra vindkraft. Balanceomkostningerne analyseres nærmere i bilag 5.

En hensigtsmæssig udformning af støtteordningen kan medvirke til at lette problemet med afbrydelser.

Det er vigtigt, at producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder bliver bedre til at reagere på elpriserne på spotmarkedet, når elproduktion på grundlag af intermitterende kilder dækker en stor del af det indenlandske elforbrug. Det kan gøres ved hjælp af en støtteordning, som bl.a. reagerer på spotmarkedsprisen og derfor indebærer risikodeling. Det gælder i forbindelse med en tillægsordning¹⁴, en ordning med grønne certifikater og nogle ordninger med leveringstariffer, f.eks. den spanske¹⁵.

3.4. Handel med elkraft

De forskellige støtteordningers indvirkning på handelen er i høj grad afgørende for, hvorvidt støtte til vedvarende energikilder er i overensstemmelse med det indre marked. Det er nødvendigt at skelne mellem den fysiske handel med elkraft og elektricitetens grønne værdi.

Den fysiske handel med elektricitet fra vedvarende energikilder er underlagt de samme restriktioner som konventionel elektricitet¹⁶. Fysisk handel er normalt mulig og forekommer

¹² Elmarkedets frist for elproducenters indgivelse af bud.

¹³ I Det Forenede Kongerige er grønne certifikater den vigtigste støtteordning for vedvarende energi. I Danmark og Spanien anvendes der leveringstariffer.

¹⁴ Som bekendt klassificeres tillægsordninger normalt som leveringstariffer, selvom der er visse forskelle: i forbindelse med producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder anvendes der tillæg, som lægges oven i spotmarkedsprisen. Producenternes endelige pris varierer i takt med priserne på spotmarkedet for konventionel elektricitet.

¹⁵ Den spanske ordning med leveringstariffer omfatter betaling for afvigelser i elproduktionen for producenter af elektricitet fra vedvarende energikilder – og de øvrige elproducenter.

¹⁶ På indeværende tidspunkt indgår ca. 11 % af al elektricitet i fysisk grænseoverskridende handel i Europa.

på nuværende tidspunkt. Distribution af elektricitet fra vedvarende energikilder vil sandsynligvis øge behovet for grænseoverskridende handel med elkraft og for kraftigere samkøringslinjer.

I henhold til artikel 3, stk. 6, i direktiv 2003/54/EF skal forbrugerne have oplysning om hver energikildes bidrag til den samlede brændselssammensætning. Fuld gennemsigtighed vil øge vedvarende elektricitets grønne værdi. Oplysninger om elektricitetens oprindelse vil også øge værdien af en producentportefølje, hvor vedvarende energikilder tegner sig for en større andel.

3.5. Statsstøttere

Når det drejer sig om konkurrence på markedet for vedvarende energikilder og inden for de europæiske økonomier generelt, bør man også være opmærksom på de forvridninger, som støtte kan give anledning til på et velfungerende marked. Som anført i betragtning 12 i direktiv 2001/77/EF finder traktatens bestemmelser, navnlig artikel 87 og 88, anvendelse på offentlig støtte. Denne form for støtte er normalt omfattet af fællesskabsrammebestemmelserne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og kan af flere årsager være økonomisk berettiget, når foranstaltningernes positive indvirkninger på miljøet opvejer konkurrenceforvridningerne. Da Fællesskabet prioriterer brug af vedvarende energikilder, er de omtalte bestemmelser ret fleksible med hensyn til sådanne støtteordninger. Derfor godkendte Kommissionen ca. 60 statsstøtteordninger for vedvarende energikilder i perioden 2001-2004.

3.6. Hovedkonklusion

Det er vigtigt, at der er overensstemmelse mellem alle de forskellige støtteordninger for vedvarende energi og udviklingen på det indre elektricitetsmarked både på mellemlang og lang sigt. Opbygningen af et indre europæisk marked bør fuldføres ved hjælp af hensigtsmæssig regulering, som tager hensyn til de skridt, der skal tages for at udvikle elektricitet fra vedvarende energikilder. Markedets udformning er afgørende for udvikling og anvendelse af elektricitet fra vedvarende energikilder. I nogle tilfælde skal der tages hensyn til statsstøttere, når støtteordningerne udformes.

4. SAMEKSISTENS ELLER HARMONISERING

Da der er meget stor forskel på mulighederne og udviklingen i de enkelte medlemsstater, når det drejer sig om vedvarende energi, forekommer det at være meget vanskeligt at gennemføre en harmonisering på kort sigt. Endvidere kan kortsigtede ændringer af ordningen måske gribe forstyrrende ind på visse markeder og gøre det vanskeligere for medlemsstaterne at nå deres mål. Fordele og ulemper ved harmonisering i retning af de forskellige eksisterende ordninger skal dog analyseres og kontrolleres, navnlig med henblik på udviklingen på mellemlang og lang sigt.

4.1. Eventuelle fordele

- Ifølge en række undersøgelser ville de samlede omkostninger, der er forbundet med at nå den tilsigtede andel for elektricitet fra vedvarende energikilder i 2010, blive væsentligt lavere, hvis grønne certifikater eller leveringstariiffer harmoniseres, i stedet for at de nuværende forskellige nationale politikker videreføres. Det indre elektricitetsmarked skal

fungere bedre og have en større sammenkoblings- og handelskapacitet, hvis der skal opnås en sådan omkostningseffektivitet, og markedsforvridninger på grund af støtte til konventionelle energikilder bør fjernes.

- Integration af vedvarende energi på det indre marked med et enkelt sæt grundlæggende regler kunne give de stordriftsfordele, som er forudsætningen for en blomstrende og mere konkurrencedygtig sektor for vedvarende elektricitet.
- En ordning med grønne certifikater, som dækker hele Europa, vil sandsynligvis føre til et større og dermed mere likvidt marked for certifikater med mere stabile priser, end det er tilfældet på mindre (nationale) markeder. Men de administrative omkostninger ved en sådan ordning skal vurderes i forhold til de nuværende administrative omkostninger.
- En fælles europæisk ordning med leveringstariffer, hvor der tages hensyn til forhåndenværende lokale ressourcer, kunne reducere omkostningerne ved samtlige teknologier inden for vedvarende energikilder i de forskellige medlemsstater, da anlæggene ikke er begrænset til bestemte medlemsstater. En sådan ordning med leveringstariffer kunne enten bestå af faste tariffer eller "tillægstariffer" oven i en grundpris, som er knyttet til den gennemsnitlige elpris.

4.2. Eventuelle ulemper

- Harmoniserede grønne certifikater kan kun fungere, hvis de fører til korrekte certifikatpriser og bøder i hele EU og dermed til den mest effektive opbygning af anlæg for vedvarende energikilder i de forskellige lande. Store udsving i prisen på grønne certifikater kan skabe større usikkerhed blandt investorerne og modvirke opbygningen af vedvarende energikilder.
- Der er brug for mange oplysninger om teknologier og omkostninger for at optimere tarifferne og holde omkostninger nede i forbindelse med harmoniserede leveringstariffer. Hvis disse forhold ikke styres korrekt, risikerer ordningen at blive dyr og ufleksibel.
- Harmonisering ved hjælp af en ordning for grønne certifikater uden differentiering mellem teknologier ville nedsætte den dynamiske effektivitet. En sådan ordning fremmer i første række omkostningseffektivt, og derfor ville kun de mest konkurrencedygtige teknologier ekspandere. Resultatet ville være positivt på kort sigt, men det er et spørgsmål, om de grønne certifikater ville fremme investeringerne i andre lovende teknologier tilstrækkeligt. En sådan ordning ville således skulle suppleres med andre politikker.
- Medlemsstater, som importerer elektricitet fra vedvarende energikilder under en harmoniseret ordning, er måske ikke villige til at betale regningen, hvis de ikke drager fordel af de gavnlige virkninger på lokalt plan (beskæftigelse og udvikling af landdistrikter, energispredning og dermed lokal energiforsyningsikkerhed og mindre lokal forurening), som de ville kunne opnå, hvis den vedvarende energi blev produceret på deres område.
- På den anden side er det også muligt, at eksportlandene ikke er villige til at have større kapacitet for vedvarende energikilder, end deres egne mål kræver, da det kan skabe

modvilje i befolkningen over for fremtidige anlæg for vedvarende energikilder (på engelsk kaldet NIMBY-isme¹⁷).

5. ADMINISTRATIVE HINDRINGER

Det er ikke muligt at drøfte støtteordninger uden at tale om administrative hindringer. For at nå målene for den markedsandel, elektricitet fra vedvarende energikilder skal have, på en omkostningseffektiv måde, skal der skabes en enkel proces, som letter øget produktion af elektricitet fra vedvarende energikilder i rette tid.

I dette kapitel analyseres de forskellige problemer – jf. artikel 6 i direktiv 2001/77/EF - og der fremsættes forslag til, hvordan den administrative byrde kan reduceres (jf. bilag 6 for nærmere oplysninger).

5.1. Identificerede hindringer

De hindringer, projektudviklere og investorer støder på, når der installeres ny kapacitet, kan være af administrativ, social eller finansiel karakter, og kan vedrøre nettet. Kommissionen lancerede for nylig en offentlig høringsproces, som skulle fastlægge, hvordan hindringerne opfattes¹⁸.

De identificerede administrative hindringer kan opdeles i følgende kategorier:

1. *Mange involverede myndigheder og mangel på indbyrdes koordination*

Hvis produktionsanlæg skal godkendes på flere niveauer, kan det i høj grad hindre flere vedvarende energikilder i at få adgang til markedet. De mange involverede myndigheders krav (på nationalt, regionalt og lokalt plan) fører ofte til forsinkelser, usikkerhed med hensyn til investeringer, mangedobling af bestræbelser og muligvis krav fra projektudviklere om større tilskyndelser som kompensation for investeringsrisici eller projektets kapitalintensitet i indledningsfasen.

Når der er tale om forskellige administrative niveauer, bør medlemsstaterne udpege **et enkelt bevillingskontor**, som er ansvarligt for at *koordinere* flere administrative procedurer, f.eks. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie i forbindelse med offshore-vindkraft i Tyskland. Forskellige myndigheder bør også stille de samme krav og anvende de samme skemaer.

2. *Lang tid for at opnå de nødvendige tilladelser*

Det kan tage fra 2 til 7 år¹⁹ at få godkendt onshore-vindprojekter, og det er i nogle tilfælde blevet antydnet, at udviklingen på markedet ”fastfryses”. Resultatlisten over bevillingsprocedurerne for offshore-vindprojekter vidner i endnu højere grad om ineffektivitet, for indtil for nylig fandtes der ingen entydige procedurer for ansvarsfordeling mellem de forskellige berørte regeringsmyndigheder.

¹⁷ NIMBY-isme er en forkortelse af “Not In My Back Yard” – ikke i min baghave.

¹⁸ Høringen af de berørte parter omfattede et webbaseret spørgeskema med efterfølgende interview. Høringen er beskrevet i den konsekvensanalyse, der følger med denne meddelelse.

¹⁹ Det gælder for Nederlandene og Skotland.

Det anbefales meget at have klare retningslinjer for bevillingsprocedurerne, og det er nødvendigt at indarbejde frister for svar fra de berørte myndigheder. Bevillingsprocenter²⁰ er et udmærket redskab, når det drejer sig om at tjekke, hvorvidt bevillingerne strømlines.

3. *Manglende hensyn til vedvarende energikilder ved fysisk planlægning*

Mange lande og regioner undlader at tage hensyn til fremtidige projekter vedrørende vedvarende energikilder i forbindelse med den fysiske planlægning. Derfor skal der vedtages nye fysiske planer for at gennemføre et projekt vedrørende elektricitet fra vedvarende kilder på et bestemt område. Det kan tage meget lang tid. Ofte går det meste af den samlede planlægningsfase med at indhente sådanne tilladelser. Det gælder navnlig for projekter, som vedrører vindkraft og biomasse. Myndighederne bør tilskyndes til at **foregribe fremtidige projekter vedrørende vedvarende energikilder (forudgående planlægning)** i deres region ved at afsætte egnede områder til formålet.

Når der er tale om myndigheder på forskellige niveauer, kunne det være en løsning at anvende **forudgående planlægning** som i Danmark og Tyskland, hvor de lokale myndigheder skal overdrage ledige områder til projektudviklere med henblik på at nå det mål, der er fastsat for produktionskapaciteten i forbindelse med elektricitet fra vedvarende kilder. Inden for de områder, der indgår i den forudgående planlægning, stilles der færre krav i forbindelse med tilladelser, og ekspeditionstiden er kortere. I Sverige kaldes disse områder ”områder af national interesse forbeholdt til vindkraft”.

Planer og tilladelser skal også være i overensstemmelse med europæisk miljølovgivning, f.eks. rammedirektivet for vandpolitik, direktivet om levesteder og fugledirektivet. Kommissionen viderefører sit arbejde – f.eks. med det igangværende initiativ vedrørende forbindelsen mellem rammedirektivet for vandpolitik og direktivet om elektricitet fra vedvarende energikilder, såsom vandkraft - for at gøre direktivernes anvendelse i forhold til udvikling af vedvarende energi mere gennemsigtig og klar.

5.2. **Henstillinger vedrørende administrative hindringer**

Da bevillingsprocedurerne er meget forskellige fra medlemsstat til medlemsstat, kan der kun fremsættes generelle henstillinger om forbedring. I direktivet om vedvarende energikilder (2001/77/EF) opfordres der til at begrænse den samlede bevillingsproces. Det kræver, at der er stor opbakning fra både de centrale og de regionale og lokale myndigheder, og at myndighederne engagerer sig, dog med en meget tydelig kompetenceadskillelse mellem de enkelte niveauer. Kommissionen henstiller:

- Der bør oprettes **et enkelt bevillingskontor**, som skal behandle ansøgninger om bevilling og rådgive ansøgere.
- Medlemsstaterne bør opstille **entydige retningslinjer** for bevillinger med tydelig ansvarsfordeling. I henhold til Domstolens retspraksis skal bevillingsprocedurer bygge på objektive kriterier, der ikke er udtryk for forskelsbehandling, og på forhold kendt af de pågældende virksomheder, således at de lægger en ramme for de

²⁰ The British Wind Energy Association offentliggør hvert år bevillingsprocenter: sidst, dvs. i 2004, var bevillingsprocenten på 80.

ationale myndigheders skønsudøvelse, der dermed ikke bliver udtryk for vilkårlighed²¹.

- Medlemsstaterne bør indføre **forudgående planlægning**, som indebærer, at regionale og lokale myndigheder er forpligtet til at afsætte områder til forskellige vedvarende energikilder.
- Der bør indføres **enklere procedurer** for mindre projekter.
- Vejledning om forholdet til europæisk miljølovgivning.

6. NETADGANG

Artikel 7 i direktiv 2001/77/EF skal hovedsagelig sikre netadgang til en rimelig og gennemsigtig pris, hvilket er forudsætningen for at kunne udvikle produktionen af elektricitet fra vedvarende energikilder. Det kræver, at medlemsstaterne letter netadgangen for elektricitet fra vedvarende energikilder.

Netinfrastrukturen stammer hovedsagelig fra dengang, elsektoren var offentligt ejet, og blev derfor udformet med henblik på store kraftværker i nærheden af miner og floder eller i nærheden af de største forbrugscentre. Elektricitet fra vedvarende energikilder produceres normalt ikke de samme steder som konventionel elektricitet og normalt heller ikke i samme omfang. Selvom nogle anlæg, som producerer elektricitet på grundlag af biomasse, kan have en kapacitet på ca. 200 MW og vindmølleparker er ved at nå op på en tilsvarende størrelse, er anlæg til produktion af elektricitet fra vedvarende energikilder normalt mindre. Anlæg, som producerer elektricitet fra vedvarende energikilder, tilsluttes ofte distributionsnettet, og kan indebære udvidelse og udbygning i tillæg til investering i nettilslutning. Medlemsstaterne har med få undtagelser indført **lovgivning**, som skal sikre, at netoperatører sørger for transmission og distribution af elektricitet fra vedvarende energikilder. I mange tilfælde er der dog ikke sørget for prioriteret adgang ved dispatching på transmissionsniveau.

Det er nødvendigt med **gennemsigtige bestemmelser** om afholdelse og fordeling af omkostningerne i forbindelse med de nødvendige netinvesteringer, for mange nethindringer skyldes mangel på sådanne bestemmelser. Der er stor forskel på de bestemmelser, der findes i medlemsstaterne, og deres gennemsigtighed. Der er stadig behov for at gøre en stor indsats, hvis omkostningsfordelingen skal være gennemsigtig.

Det er muligt at finde eksempler på **god praksis** i en række lande, f.eks. Danmark, Finland, Tyskland og Nederlandene. I disse lande er der indført gennemsigtige bestemmelser om afholdelse og fordeling af omkostningerne i forbindelse med forskellige netinvesteringer. De nævnte lande har valgt en tilgang med lave omkostninger, hvor omkostningerne i forbindelse med nettilslutning afholdes af de projektudviklere, der anmoder om tilslutning, eller deles med netoperatørerne, mens omkostninger i forbindelse med de nødvendige netudvidelser og udbygninger på distributions— eller transmissionsniveau dækkes af netoperatørerne og overføres til andre via nettarifferne. I Danmark afholder netoperatørerne også nogle af tilslutningsomkostningerne i forbindelse med vindkraft, hvilket letter den økonomiske byrde, som netinvesteringsomkostningerne udgør for vindkraftproducenter. Selvom der ikke gives

²¹ Jf. Domstolens dom af 20. februar 2001, sag C-205/99, "Analir".

prioriteret adgang i Nederlandene, dækkes alle tilslutningsomkostningerne normalt af netoperatørerne.

Der kan opstå mangel på netkapacitet i forbindelse med elektricitet fra vedvarende energikilder. Denne hindring forværres, når der ikke anvendes entydige bestemmelser om afholdelse og fordeling af forskellige netinvesteringsomkostninger, og når der er tale om vertikal integration og dominerende aktører.

Hvis elektricitet fra vedvarende energikilder skal udgøre en væsentlig del af elektricitetsblandingen, kræver det bedre planlægning og overordnet forvaltning af netværkene. Under programmet for transeuropæiske energinet og EU's rammeprogrammer for forskning og teknologisk udvikling ydes der nu støtte til undersøgelser af nettilpasning og –optimering med henblik på at integrere projekter vedrørende elektricitet fra vedvarende energikilder.

Kommissionen henstiller for det første, at principperne om afholdelse og fordeling af omkostningerne gøres helt gennemsigtige og ikke-diskriminerende. For det andet bør netinfrastrukturen udvikles med henblik på den fremtidige produktion af elektricitet fra vedvarende energikilder. For det tredje bør omkostningerne i forbindelse med netinfrastrukturens udvikling dækkes af netoperatørerne. For det fjerde bør priserne for elektricitet være rimelige og gennemsigtige i hele elektricitetsnetværket, samtidig med at der drages fordel af indlejrede produktionsanlæg.

7. OPRINDELSESGARANTI

Medlemsstaterne skal gennemføre en ordning med oprindelsesgaranti for elektricitet fra vedvarende energikilder for at lette handelen og gennemsigtigheden for forbrugerne²². De skal sørge for, at der efter anmodning udstedes oprindelsesgarantier. Som det fremgår af bilag 7 gennemføres oprindelsesgarantien på indeværende tidspunkt forskelligt fra medlemsstat til medlemsstat.

Det nye direktiv om det indre marked for elektricitet²³ blev vedtaget efter direktiv 2001/77/EF. I overensstemmelse med artikel 3, stk. 6, i direktiv 2003/54/EF skal medlemsstaterne gennemføre en ordning, som viser brændselssammensætningen. Kommissionen anser denne bestemmelse for at være et vigtigt skridt i retning af målet om gennemsigtighed for forbrugerne, da den gælder for hele elektricitetssektoren og ikke kun for elektricitet fra vedvarende energikilder. Oprindelsesgarantien kunne anvendes som udgangspunkt for disse oplysninger.

Selvom der handles med grøn elektricitet, har det ikke hidtil ført til overførsel af grøn elektricitet fra et land til et andet for at nå målene der. Det er ikke absolut nødvendigt at anvende en fælles oprindelsesgaranti for at undgå dobbelttælling. Men der skal opnås enighed om en vandtæt ordning for indløsning af ”brugte” grønne certifikater. Flere medlemsstater har allerede sådanne ordninger, som om nødvendigt kunne koordineres eller endda harmoniseres for at skabe større grænseoverskridende handel.

²² Artikel 5 i direktiv 2001/77/EF.

²³ Direktiv 2003/54/EF om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ophævelse af direktiv 96/92/EF.

8. KONKLUSIONER

Tid til koordinering

Der indhøstes nu væsentlige erfaringer i EU med støtteordninger for elektricitet fra vedvarende energikilder. Imens er det sikkert sundt med forskellige nationale ordninger, der ligger i indbyrdes konkurrence, i det mindste i en overgangsperiode. Konkurrenceordningerne imellem kan føre til en bredere vifte af løsninger og til fordele. Det er f.eks. en fordel for en ordning med grønne certifikater, at der findes en ordning med leveringstariffer, for omkostningerne ved de mindre effektive teknologier falder på grund af den teknologiske læringsproces, hvilket så igen fører til lavere overførselsomkostninger for forbrugerne. Det er endvidere for tidligt at sammenligne fordele og ulemper ved etablerede støtteordninger med fordele og ulemper ved ordninger, der kun har eksisteret i ret kort tid. I betragtning af alle analyserne i denne meddelelse mener Kommissionen derfor ikke, det er hensigtsmæssigt at indføre en harmoniseret europæisk ordning på dette tidspunkt.

Kommissionen anser en **koordineret** tilgang til støtteordninger for vedvarende energikilder for at være mest hensigtsmæssig, og den skal hvile på to søjler: **samarbejde** landene imellem og optimering af de nationale ordningers virkninger.

8.1. Samarbejde

Øget koordinering mellem landene i form af ”**samarbejde**” kan blive til nytte, når de forskellige støtteordninger i Europa skal udvikles. Det nye samarbejde om leveringstariffer i Tyskland, Spanien og Frankrig eller på det spansk-portugis marked og den nye planlagte fælles svensk-norske ordning med grønne certifikater kan tjene som eksempler for andre. Medlemsstatsordninger, der ligner hinanden tilstrækkeligt, kan senere harmoniseres.

8.2. Optimering

Kommissionen foreslår, at de **nationale ordninger optimeres**, og minder om, at ustabile og ineffektive ordninger normalt fører til højere omkostninger for forbrugerne. Optimeringen vedrører de økonomiske mekanismer og omkostningseffektiviteten, men kræver også, at administrative og netrelaterede hindringer fjernes.

Medlemsstaterne optimerer og finjusterer deres støtteordninger ved at:

- **Skabe større lovgivningsmæssig stabilitet og begrænse de givne investeringsrisici.** Et af de største problemer med nationale støtteordninger er mangel på kontinuitet. Ustabile ordninger er forbundet med store investeringsrisici, som normalt medfører større omkostninger for forbrugerne. Derfor skal markedsdeltagerne anse ordningen for at være stabil og troværdig på lang sigt, for at de forventede risici kan begrænses. Det er vigtigt at begrænse de givne investeringsrisici og at forøge likviditeten, navnlig på markedet for grønne certifikater. Støtteordninger skal udformes således, at unødvendige markedsrisici reduceres til et minimum. Større likviditet kan forbedre muligheden for langsigtede aftaler og vil give en mere entydig markedspris.
- **Begrænse administrative hindringer**, herunder strømline administrative procedurer. De administrative krav i forbindelse med adgang til støtteordninger bør begrænses for at reducere forbrugernes byrde til et minimum. Der fremsættes helt

konkrete forslag til medlemsstaterne om klare retningslinjer, et enkelt bevillingskontor, forudgående planlægning og enklere procedurer samt fuldstændig gennemførelse af direktivet om elektricitet fra vedvarende energikilder.

- **Løse netspørgsmålene** og sikre gennemsigtige tilslutningsbetingelser. Det er nødvendigt at planlægge og udvikle en transmissionsforstærkning i forvejen med tilstrækkelig finansiering. Kommissionen henstiller for det første, at principperne om afholdelse og fordeling af omkostningerne gøres helt gennemsigtige og ikke-diskriminerende. For det andet bør netinfrastrukturen udvikles med henblik på den fremtidige produktion af elektricitet fra vedvarende energikilder. For det tredje bør omkostningerne i forbindelse med netinfrastrukturens udvikling normalt dækkes af netoperatørerne. For det fjerde bør priserne for elektricitet være rimelige og gennemsigtige i hele elektricitetsnetværket, samtidig med at der drages fordel af indlejrede produktionsanlæg.
- **Tilskynde teknologisk spredning.** Under nogle støtteordninger er der tendens til kun at støtte de teknologier inden for vedvarende energi, som bedst kan konkurrere på omkostningerne. F.eks. ville der under normale omstændigheder ikke blive udviklet offshore-vindkraft, hvis det skulle ske inden for de samme finansielle rammer som onshore-vindkraft. Sådanne ordninger kan derfor suppleres med andre støtteordninger for at sprede den teknologiske udvikling. En god samlet støttepolitik for elektricitet fra vedvarende energikilder skal helst omfatte forskellige teknologier inden for vedvarende energi.
- Medlemsstaterne bør gøre bedre brug af de muligheder for **afgiftsfritagelser og –lempelser** i forbindelse med vedvarende energikilder, som følger af direktivet om beskatning af energiprodukter²⁴.
- **Sikre overensstemmelse med det indre elektricitetsmarked.** EU-medlemsstaterne er i færd med at liberalisere deres elkraftmarkeder. I den forbindelse vurderes det, hvor let en støtteordning kan integreres på et liberaliseret elkraftmarked, og hvor effektivt ordningen fungerer sammen med de eksisterende og nye politikinstrumenter.
- **Fremme beskæftigelse og lokale og regionale fordele.** Mange af de fordele, det tilstræbes at give offentligheden ved at støtte vedvarende energi, vedrører beskæftigelses- og socialpolitiske spørgsmål og udvikling af landdistrikterne, men samtidig bør der også tages behørigt hensyn til medlemsstaternes øvrige politiske mål.
- **Sikre kombination med aktioner vedrørende energieffektivitet og efterspørgselsstyring.** Fremskridt med hensyn til produktion af elektricitet fra vedvarende energikilder udlignes af en alt for kraftig stigning i elektricitetsforbruget, og det må undgås. Det er kun, hvis støtteordningerne for elektricitet fra vedvarende energikilder kombineres med tiltag, som skal føre til større energieffektivitet hos slutbrugeren, at Europa kan komme nærmere på sine energipolitiske mål.

8.3. Næste skridt

²⁴ Rådets direktiv 2003/96/EF om beskatning af energiprodukter og elektricitet, EUT L 283 af 31.10.2003, s. 51.

Det anbefales ikke at foretage større ændringer af bestemmelserne på EU-niveau på kort sigt for at nå målene for 2010. Men i betragtning af bestræbelserne for at fuldføre den indre marked for elektricitet og mulighederne for øget omkostningseffektivitet vil Kommissionen se nærmere på mulighederne for og konsekvenserne af øget optimering, koordination og eventuel harmonisering, betingelserne for fremskridt i forbindelse med liberalisering og transmissionskapacitet, og tage ved lære af de erfaringer, der fremover gøres med de forskellige støtteordninger i medlemsstaterne.

Kommissionen vil føre nøje tilsyn med EU's politik for vedvarende energi og senest i december 2007 aflægge rapport om medlemsstaternes ordninger til fremme af elektricitet fra vedvarende energikilder. Det skal ske som led i den løbende vurdering med henblik på målene for 2020 og en politisk ramme for vedvarende energi efter 2010. På grundlag af resultaterne af denne vurdering fremsætter Kommissionen muligvis forslag om en anden tilgang og ramme for støtteordninger for elektricitet fra vedvarende energikilder i EU, samtidig med at den tager hensyn til, at der vil være behov for en tilstrækkelig lang overgangsperiode og for bestemmelser. Der vil navnlig blive foretaget en analyse af fordele og ulemper ved yderligere harmonisering.

Europa-Parlamentet har for nylig vedtaget en beslutning om vedvarende energi²⁵, som præciserer kriterierne for en eventuel fremtidig harmoniseret tilskyndelsesordning på europæisk niveau.

I overensstemmelse med artikel 4 i direktiv 2001/77/EF bliver Kommissionen ved med at vurdere støtteordningernes resultater, herunder omkostningseffektiviteten. Rapporten ledsages om nødvendigt af et forslag til en fællesskabsramme for ordninger for støtte til elektricitet fra vedvarende energikilder. Et forslag til ramme skal:

- a) *medvirke til at nå de vejledende, nationale mål*
- b) *være foreneligt med principperne for det indre marked for elektricitet*
- c) *tage hensyn til de forskellige vedvarende energikilders karakteristika, samt til de forskellige teknologier og de geografiske forskelle*
- d) *fremme en rationel anvendelse af vedvarende energikilder, være enkel og samtidig så effektiv som muligt, navnlig i omkostningsmæssig henseende*
- e) *omfatte tilstrækkelige overgangsordninger for nationale støtteordninger på mindst syv år og fastholde investorernes tillid.*

²⁵ Europa-Parlamentets beslutning af 28. september 2005 (Turmes-rapporten om den vedvarende energis andel).

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.

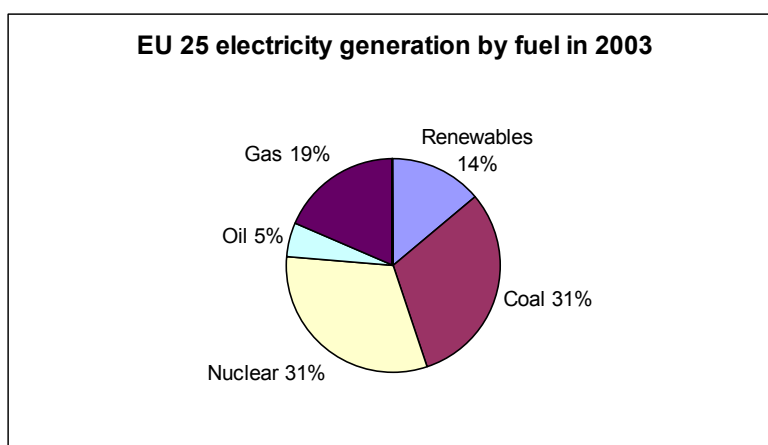


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

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.

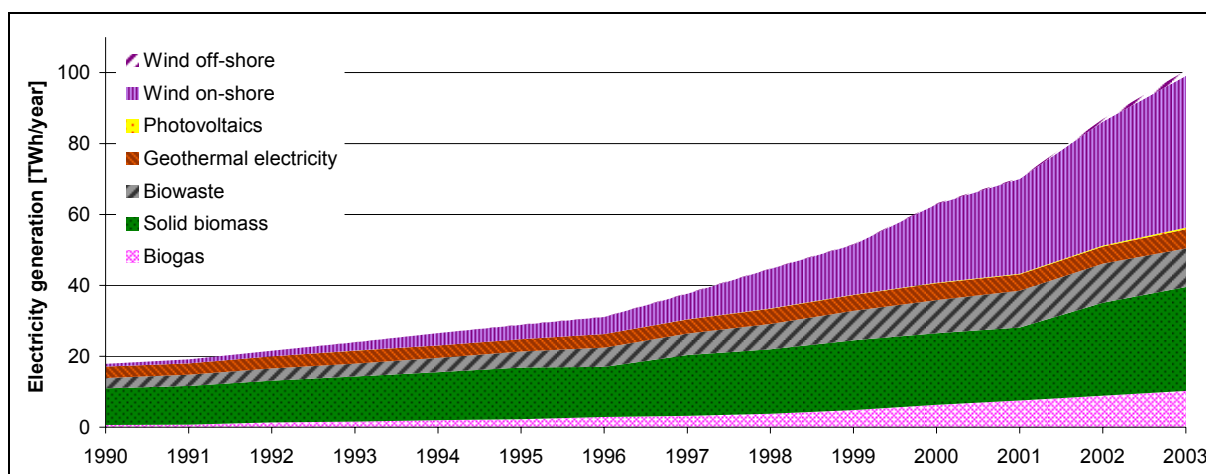


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

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.

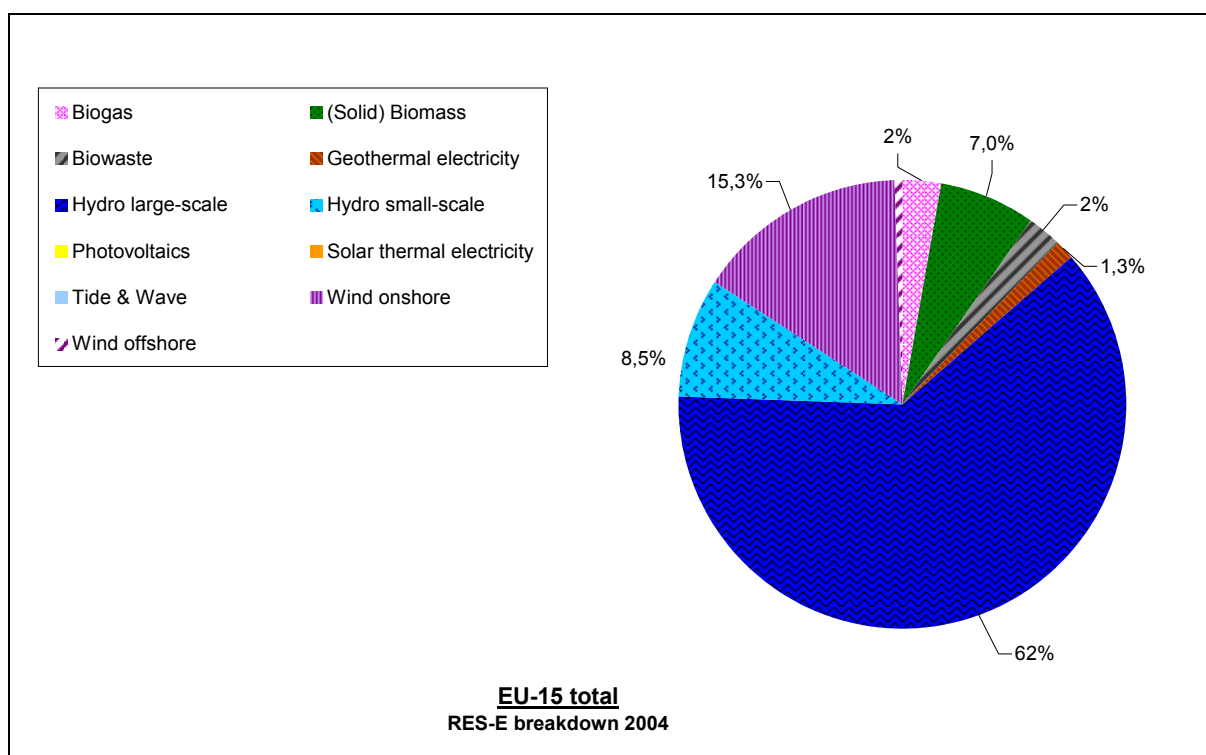


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.

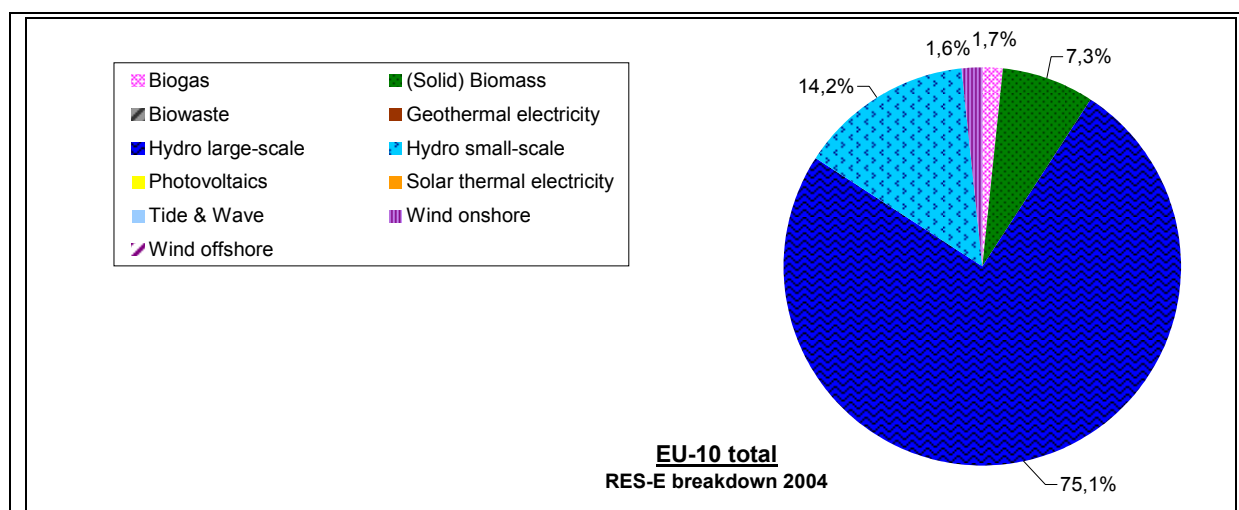


Figure 4:
Breakdown of RES-E in 2004 for the EU-10.

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.

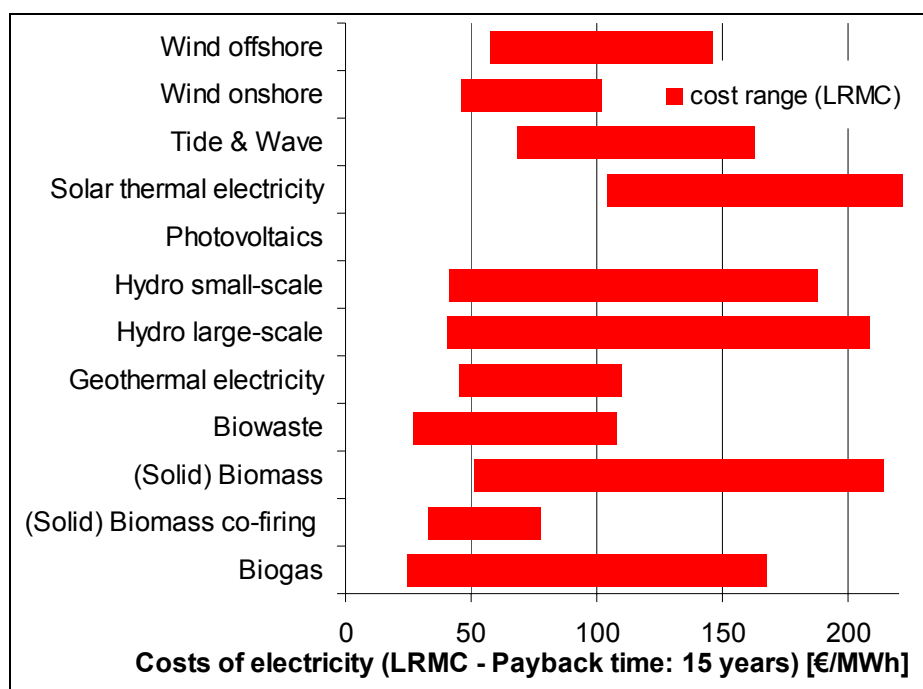


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

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:

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

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

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

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

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

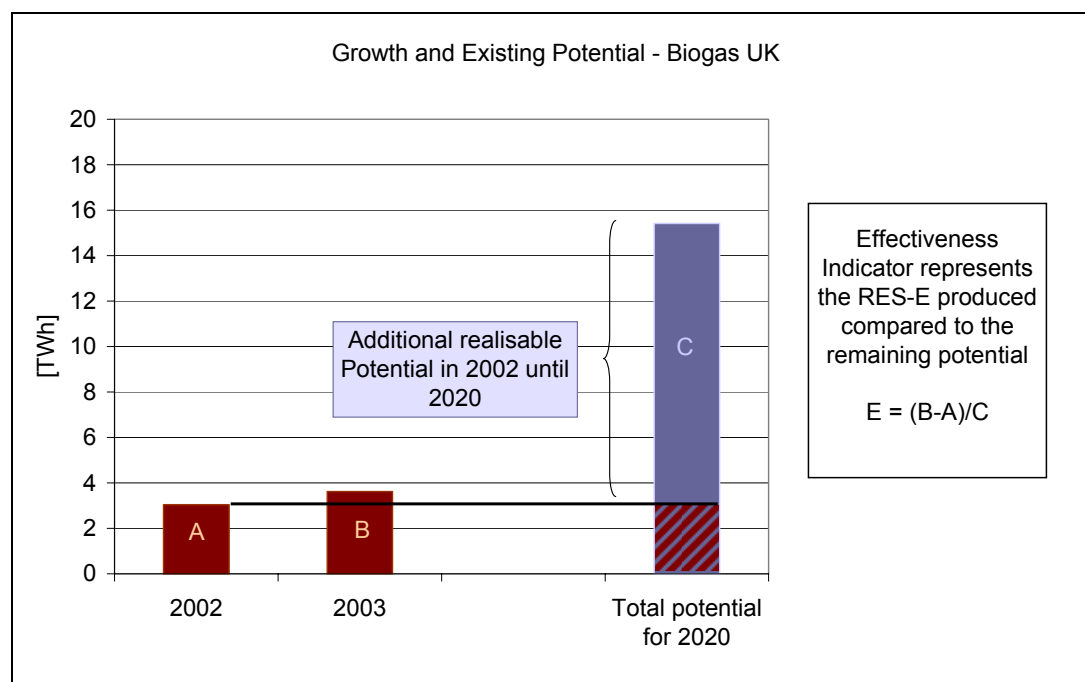


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

The indicators included in this Communication are calculated in an average period of six or seven 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.

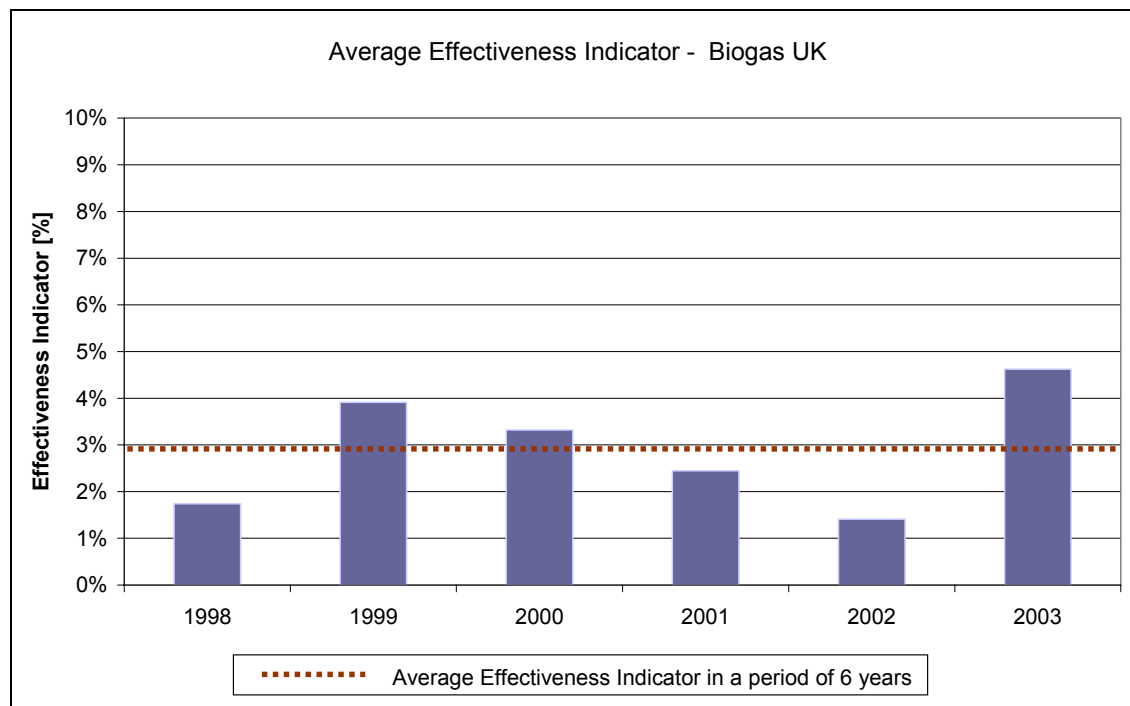


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

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).

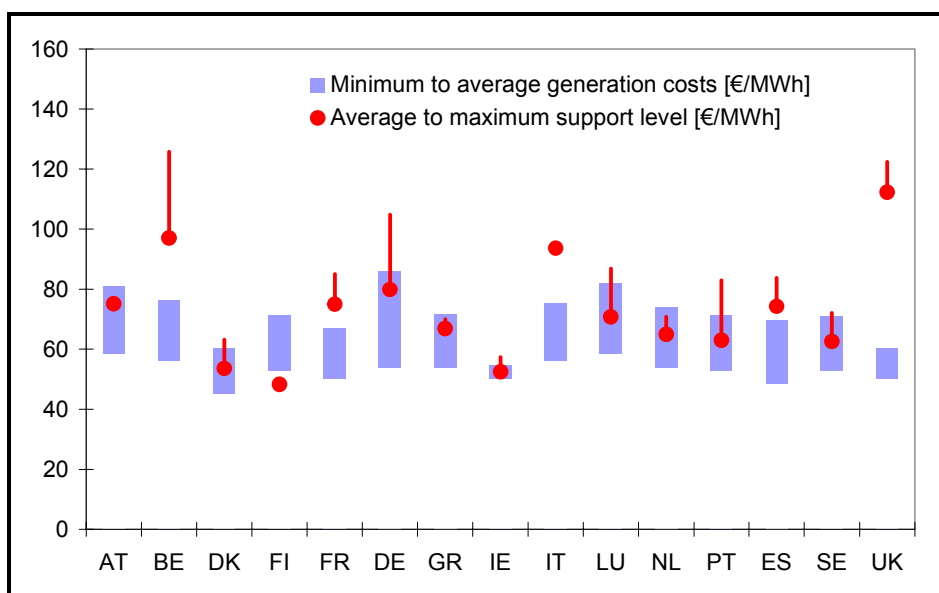


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

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.

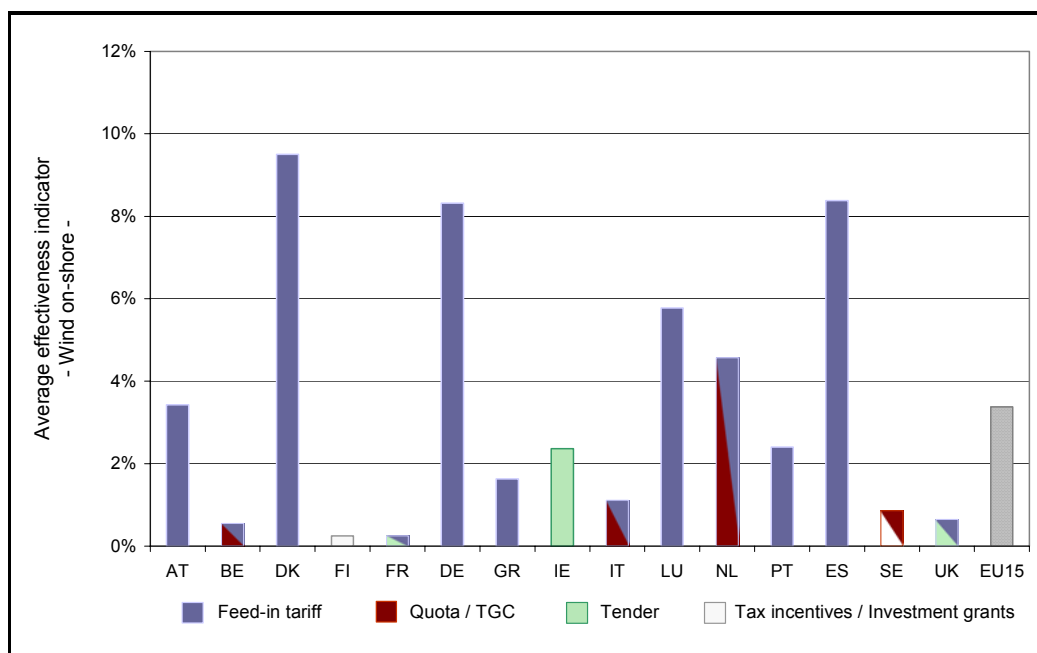


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

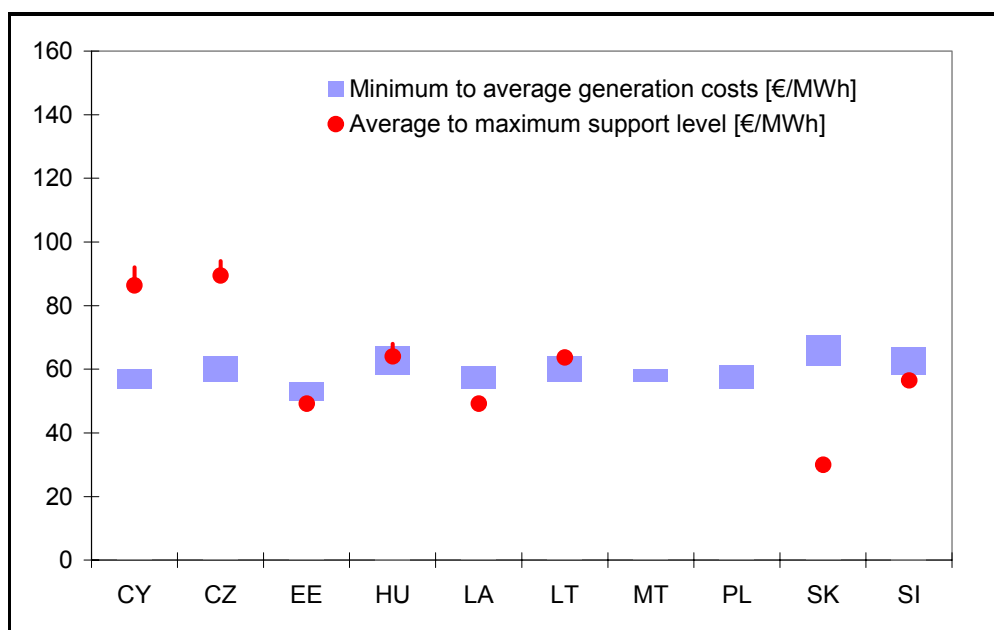


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

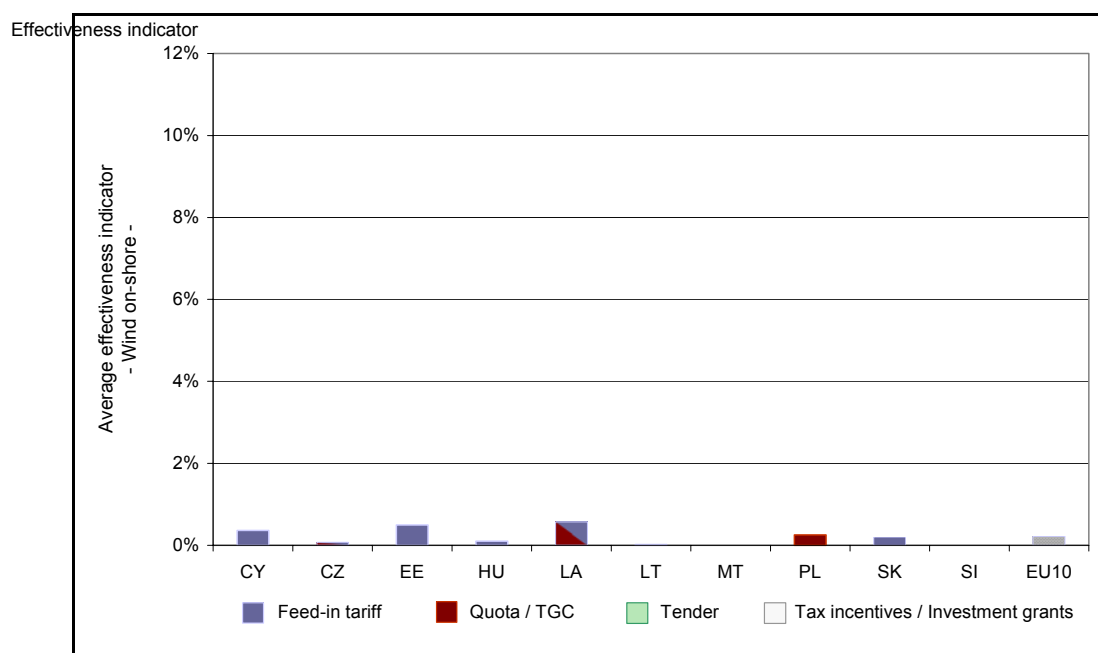


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

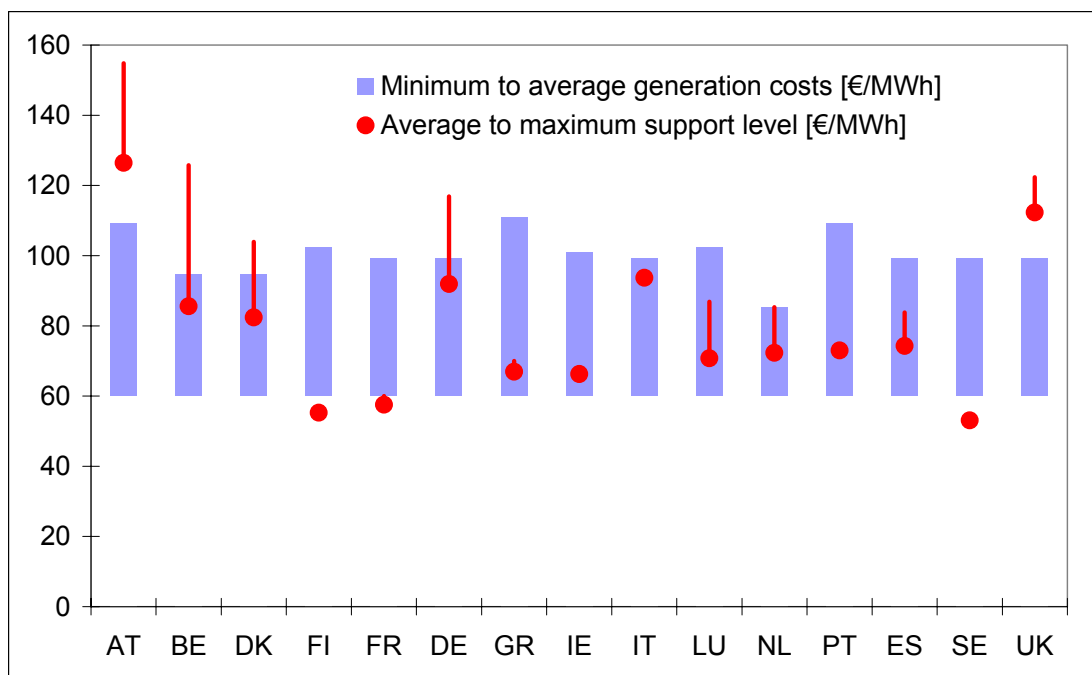


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

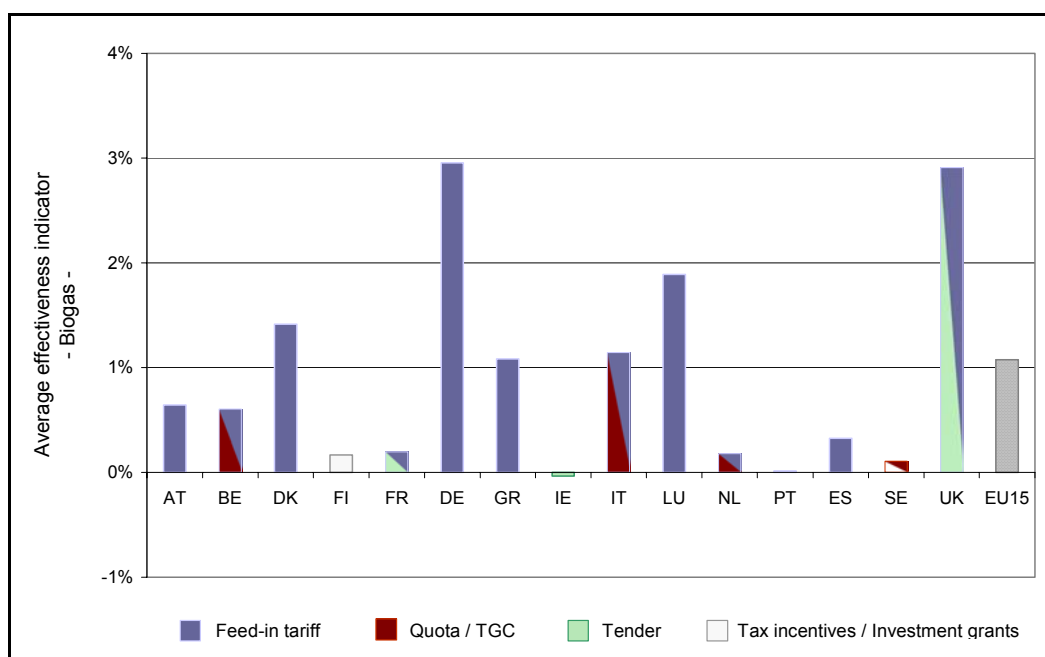


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

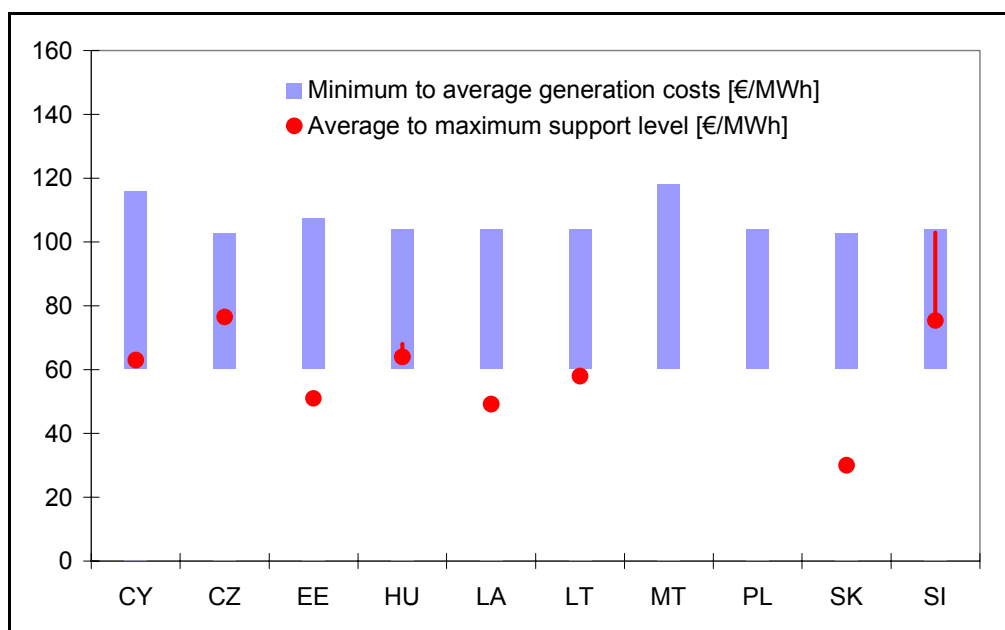


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

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).

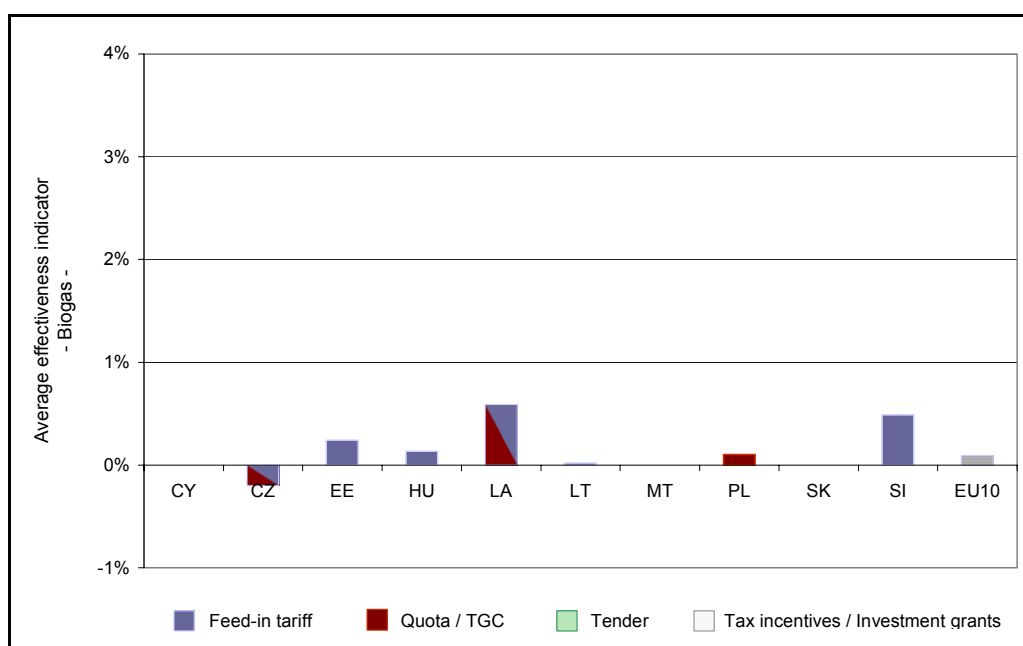


Figure 11:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

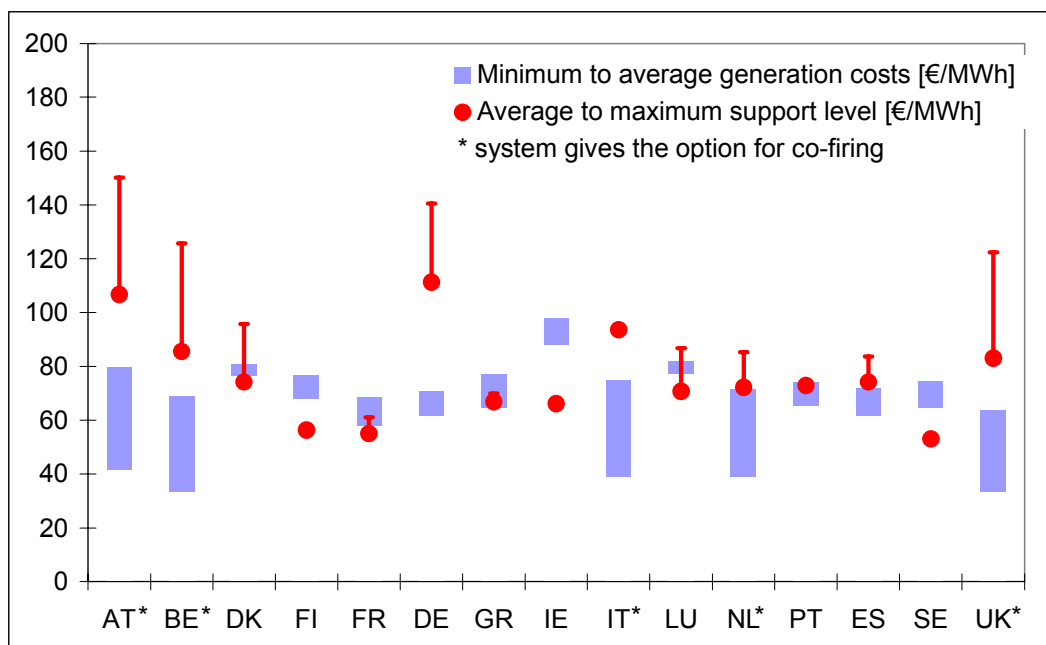


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

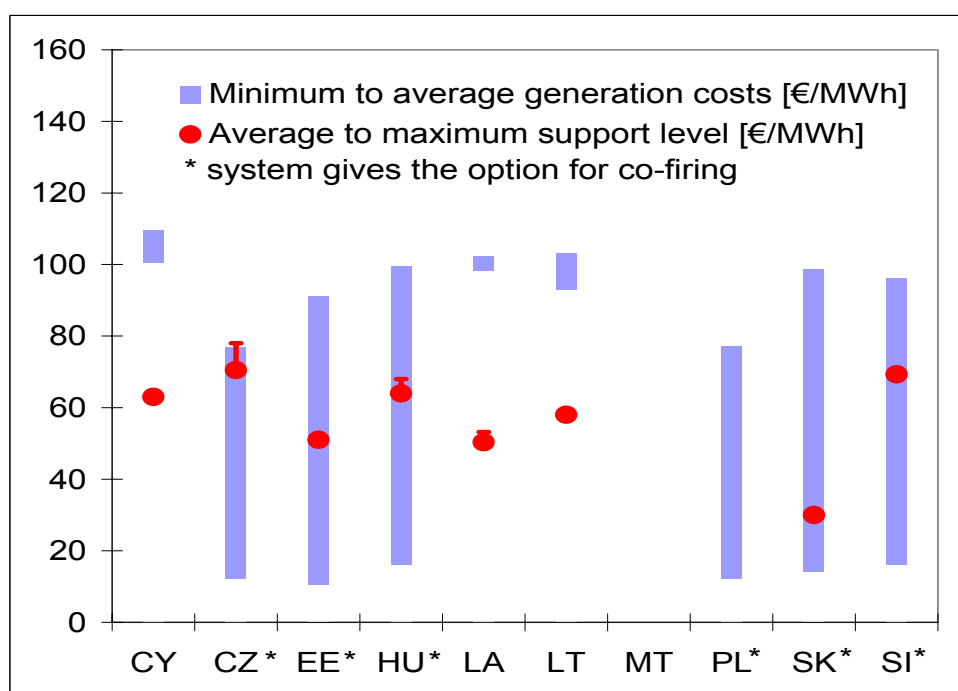


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = 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.

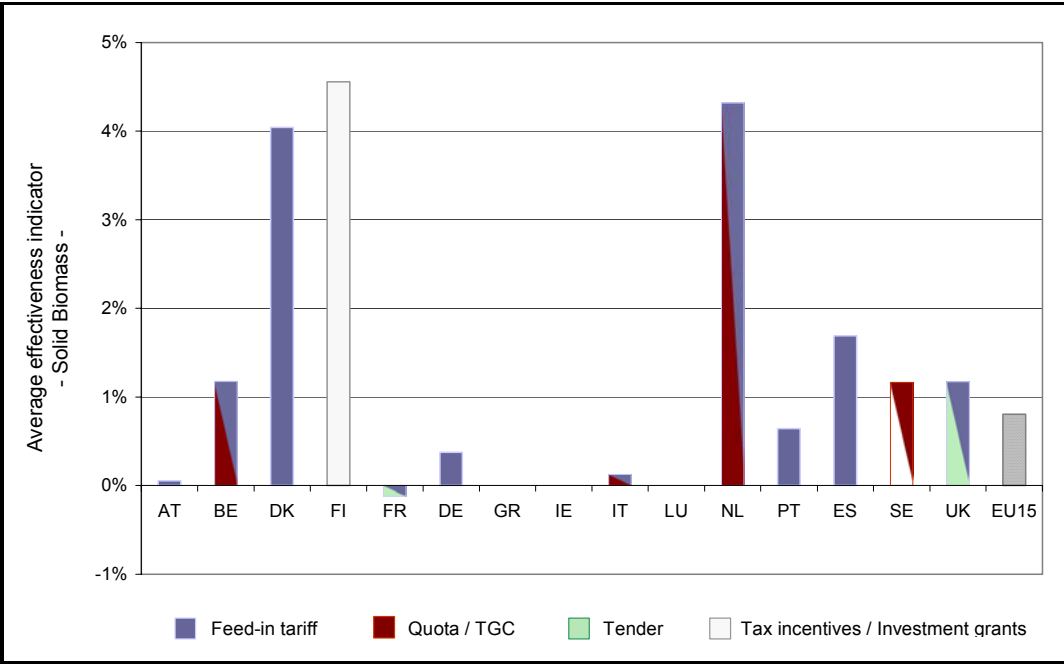
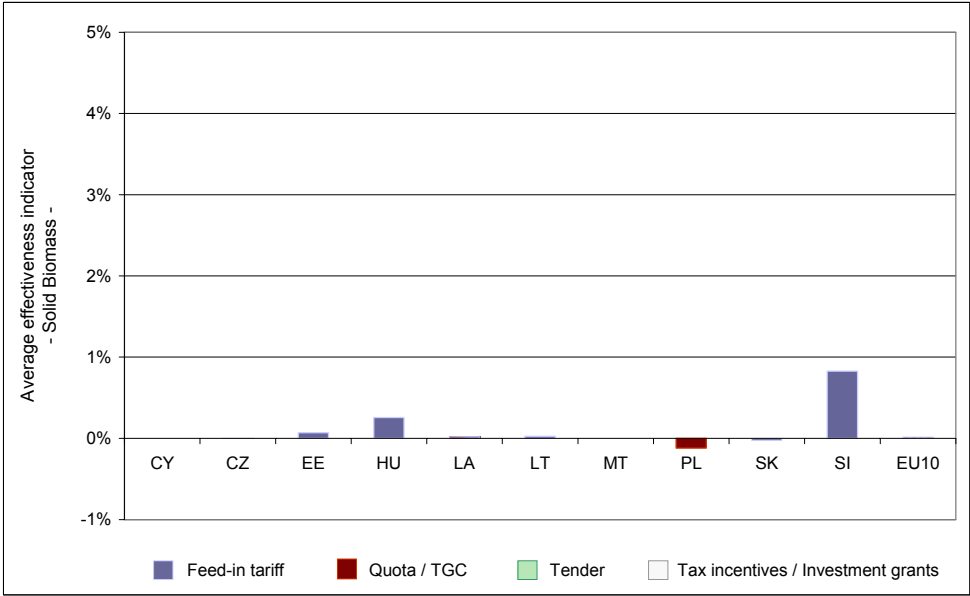


Figure 14:
Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



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.

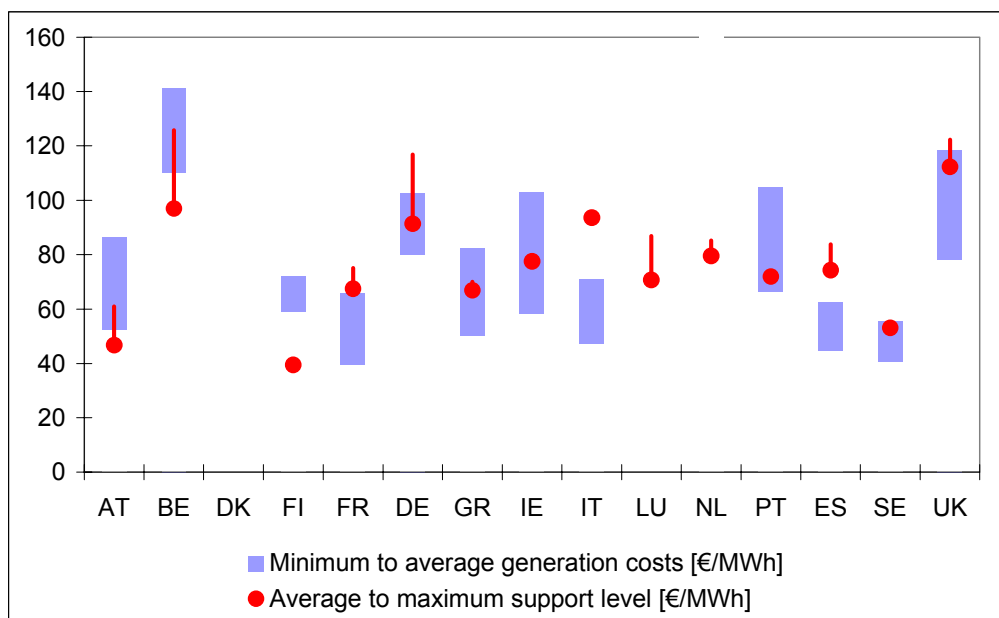


Figure 16:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

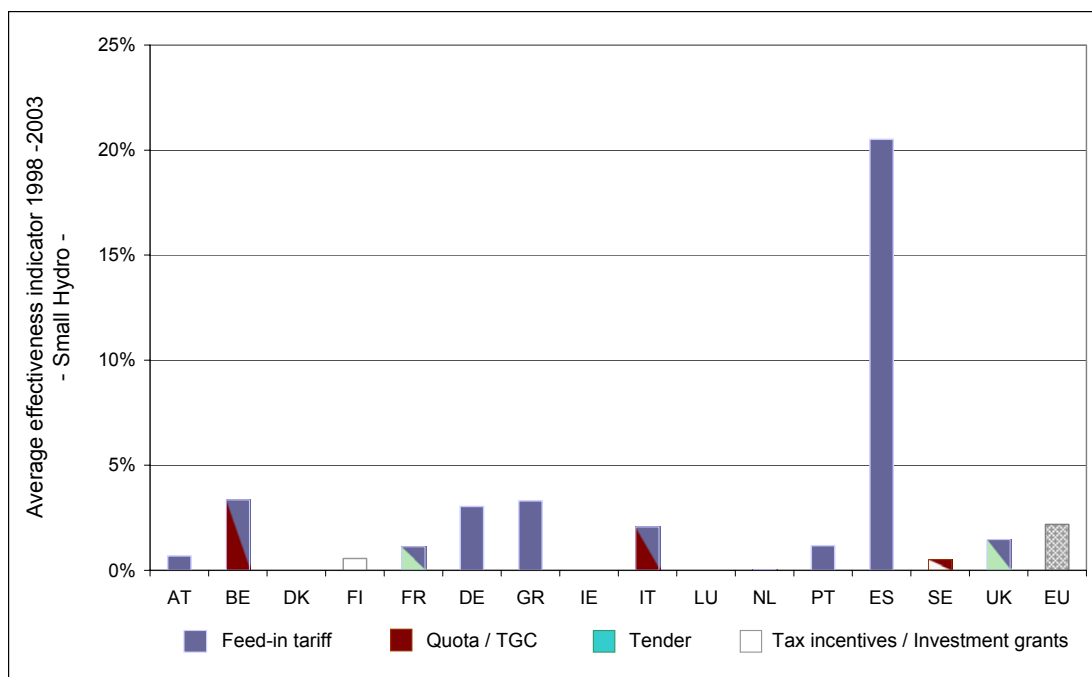


Figure 17:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

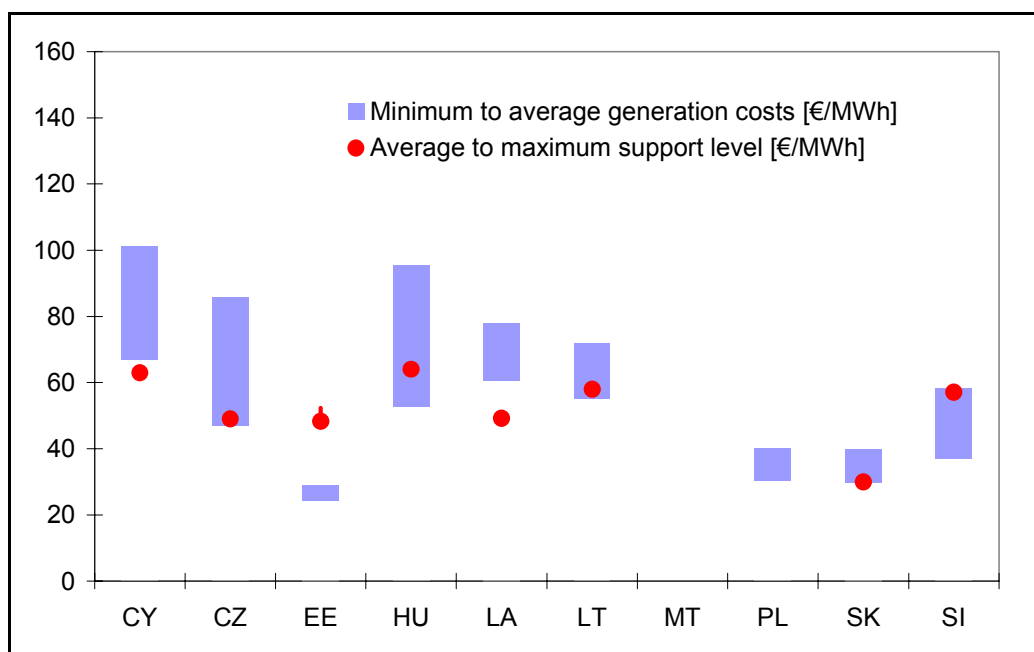


Figure 18:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

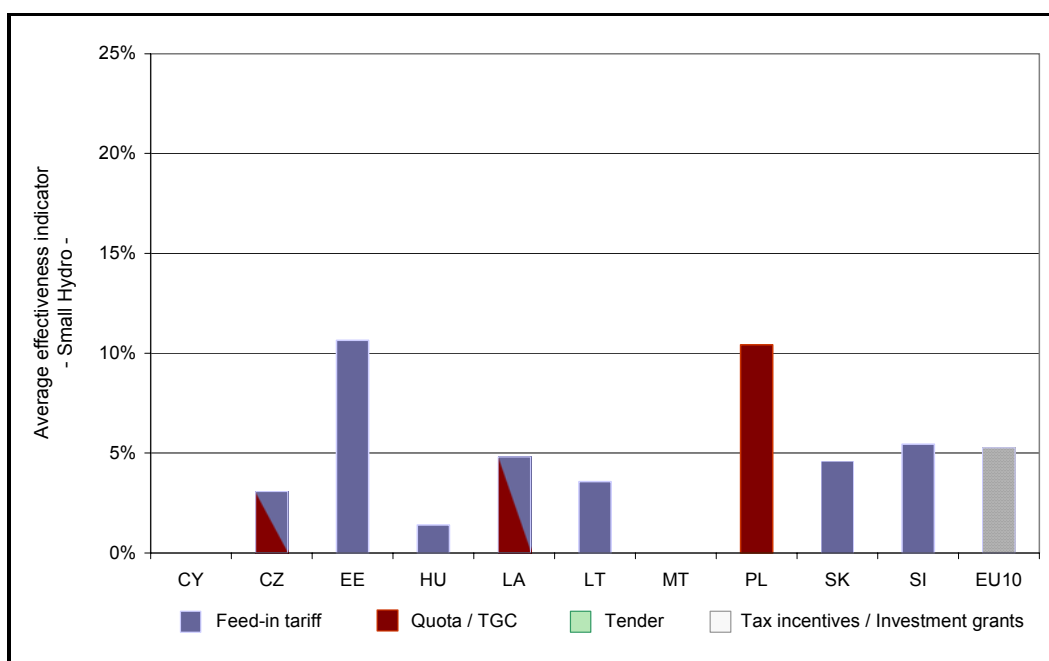


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

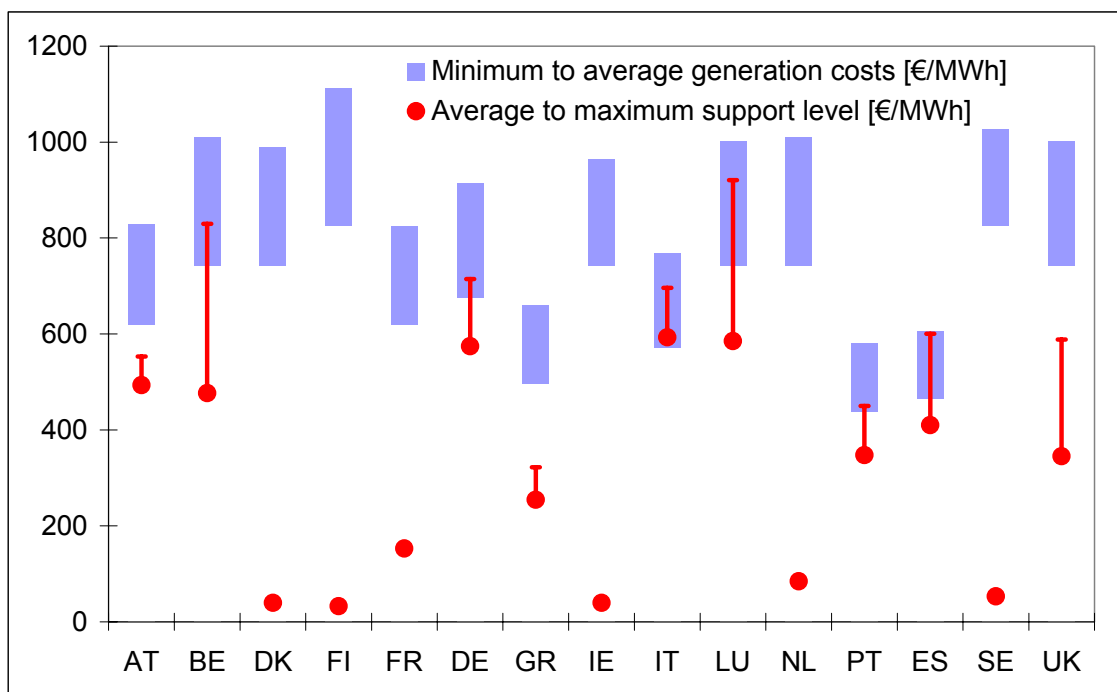


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

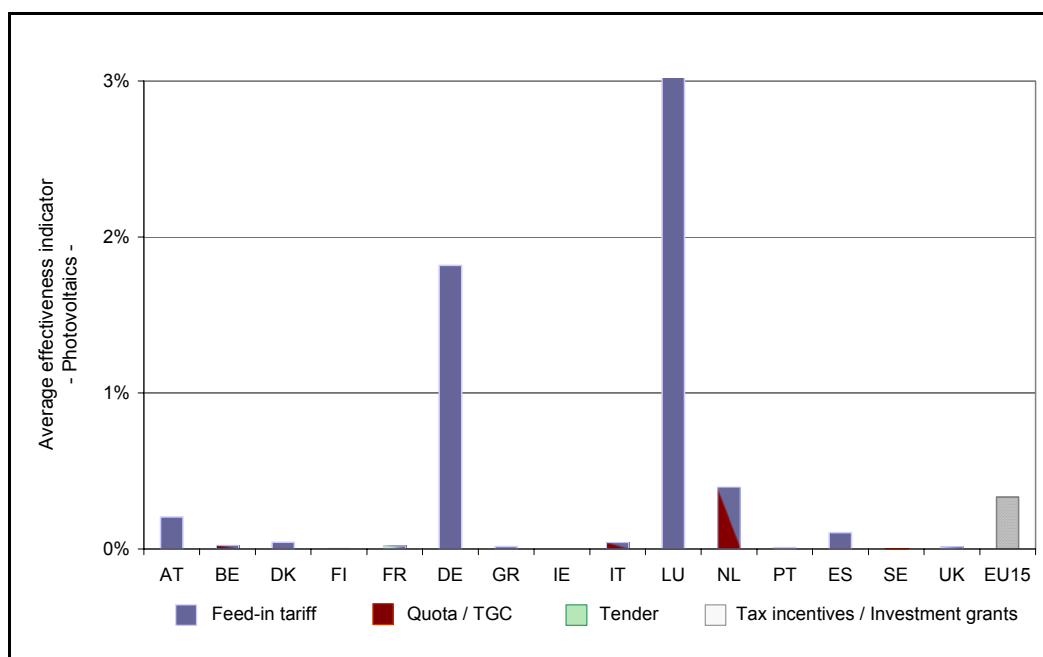


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

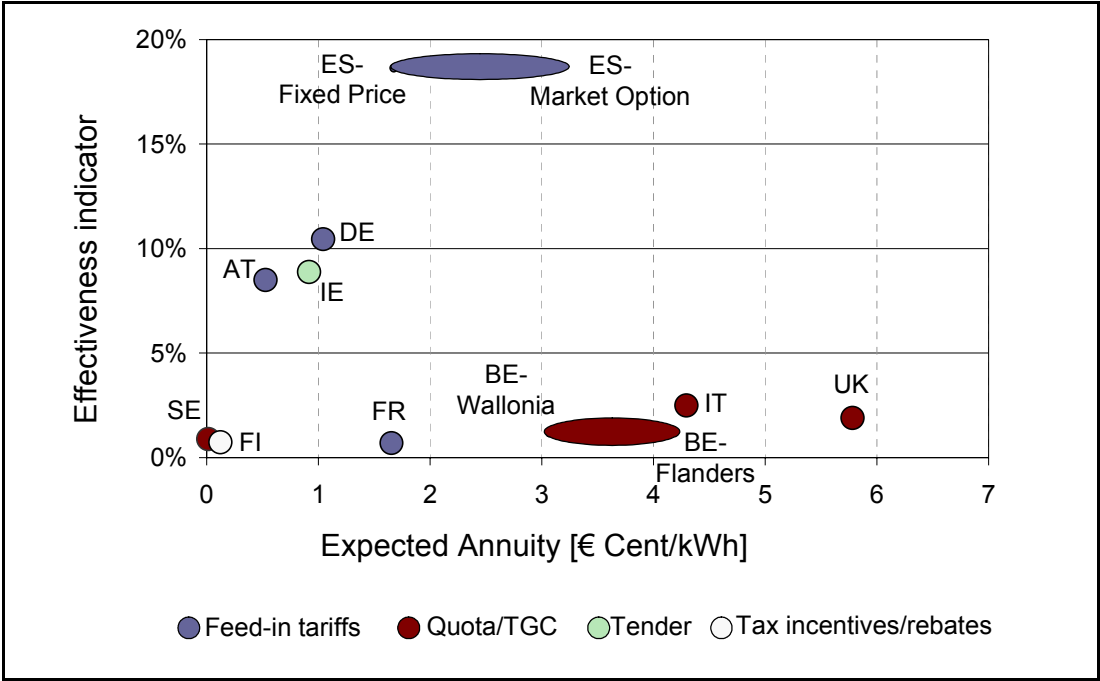


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

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.

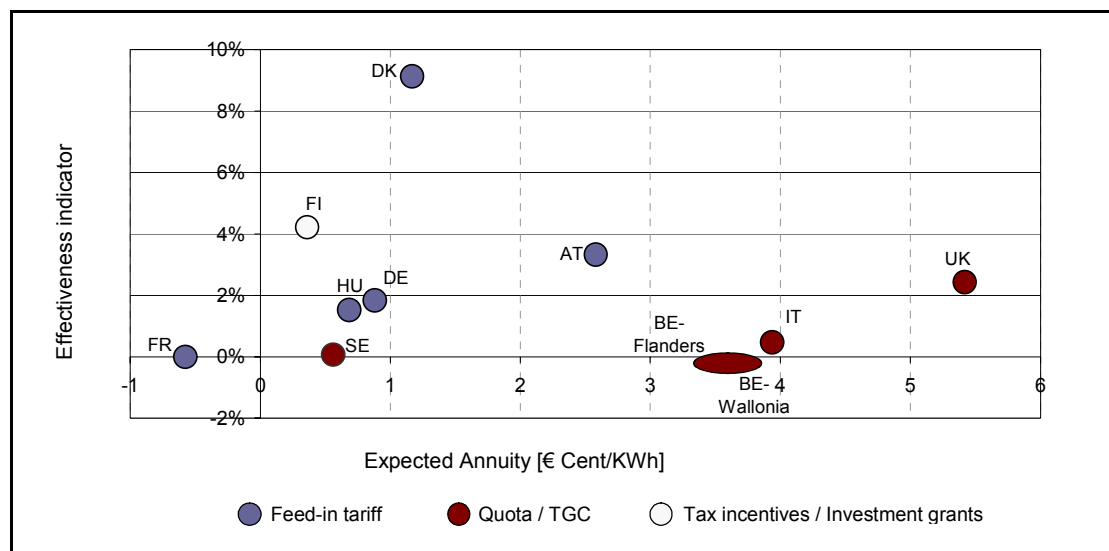


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

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).

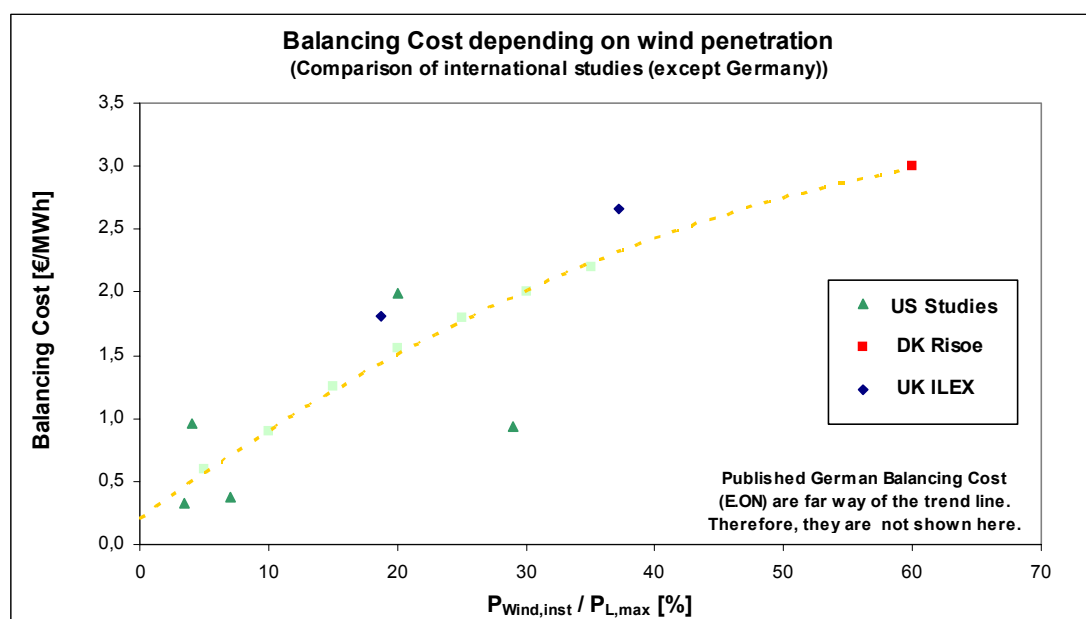


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

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%.

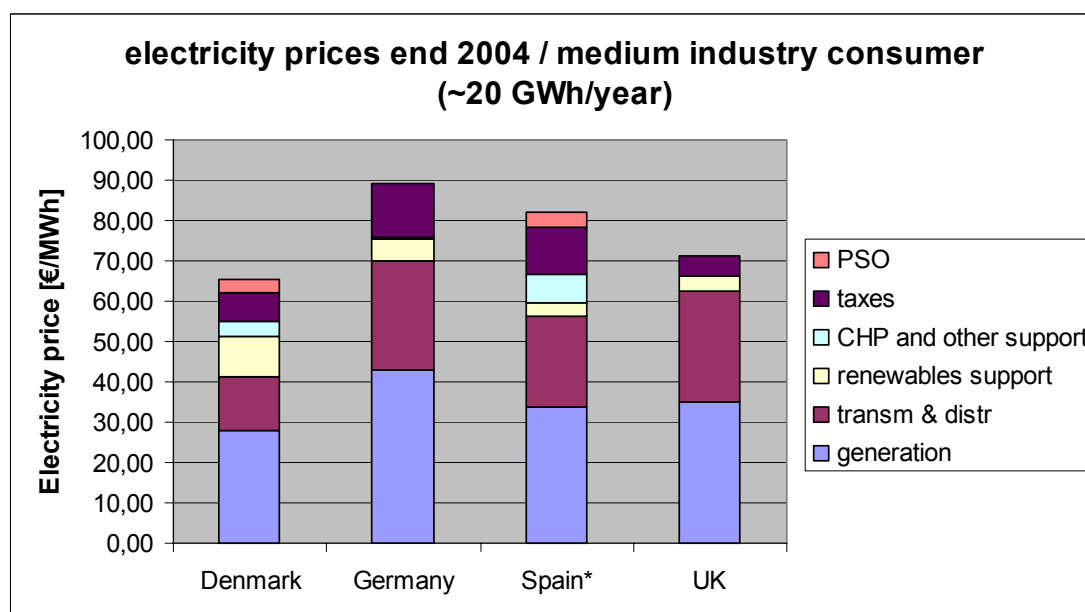


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

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.