



COMMISSIE VAN DE EUROPESE GEMEENSCHAPPEN

Brussel, 7.12.2005
COM(2005) 627 definitief

MEDEDELING VAN DE COMMISSIE

Steun voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen

{SEC(2005 1571)}

INHOUDSOPGAVE

1.	Inleiding	3
2.	Beoordeling van de bestaande steunregelingen	5
3.	Aspecten van interne markt en handel	10
4.	Coëxistentie of harmonisering	12
5.	Administratieve hinderpalen	14
6.	Problemen in verband met de toegang tot het netwerk	16
7.	Garanties van oorsprong	18
8.	Conclusies	18
	Annex 1 – Current share of electricity from renewable energy sources	22
	Annex 2 – Inventory of current support systems	25
	Annex 3 – Costs of current support systems and effectiveness	27
	Annex 4 – Methodology for the investor’s perspective	44
	Annex 5 – Intermittency in production and balancing power: need for an appropriate combination of internal market and renewables regulation	47
	Annex 6 – Administrative barriers	49
	Annex 7 – Guarantees of origin	51

MEDEDELING VAN DE COMMISSIE

Steun voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen

(Voor de EER relevante tekst)

1. INLEIDING

1.1. Waarom moet elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen worden bevorderd?

Wanneer een groter gedeelte van de in de EU opgewekte elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen zou worden opgewekt, levert dit de volgende voordelen op:

- de continuïteit van de energievoorziening kan beter worden gegarandeerd;
- op het gebied van technologieën voor de opwekking van duurzame energie zal de EU voorsprong nemen op haar concurrenten;
- de EU-energiesector stoot minder broeikasgassen uit;
- de regionale en lokale uitstoot van vervuilende stoffen neemt af;
- de economische en sociale vooruitzichten verbeteren, vooral voor landelijke en geïsoleerde gebieden.

De Europese Unie streeft er dan ook naar om tegen 2010 21% van alle elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen op te wekken (zie bijlage 1). Deze doelstelling is geformuleerd in Richtlijn 2001/77/EG betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt¹, waarin ook streefcijfers voor elke lidstaat afzonderlijk zijn vermeld. Volgens die richtlijn moeten de lidstaten ook de toegang van producenten van hernieuwbare energie tot het elektriciteitsnet verbeteren, de vergunningsprocedures stroomlijnen en versoepelen en een systeem van garanties van oorsprong opzetten.

Het is verantwoord gerichte overheidssteun te verlenen om groene elektriciteit ingang te doen vinden op de elektriciteitsmarkt omdat de bovenvermelde voordelen geen (of slechts een beperkte) toegevoegde waarde opleveren voor de bedrijven die elektriciteit opwekken uit hernieuwbare energiebronnen.

Naar aanleiding van de richtlijn hebben de lidstaten individuele streefcijfers voor elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen (HE-E) opgesteld. Ze mogen zelf kiezen welke steunregelingen ze opzetten om deze streefcijfers te halen. Bovendien mogen ze deze regelingen ook na de eventuele goedkeuring van een nieuw EU-kader gedurende een

¹ Richtlijn 2001/77/EG betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt. PB L 283/33 van 27.10.2001. Deze richtlijn is in werking getreden in oktober 2003 en voor de nieuwe lidstaten op 1 mei 2004.

overgangperiode van minstens zeven jaar voortzetten. In artikel 4 van de richtlijn is bepaald dat de Commissie uiterlijk op 27 oktober 2005 een goed gedocumenteerd verslag moet indienen over de ervaring die met de toepassing en het naast elkaar bestaan van de verschillende nationale regelingen is opgedaan. Het verslag moet een evaluatie bevatten van het resultaat, met inbegrip van de kosteneffectiviteit, van de nationale steunregelingen voor het bevorderen van het verbruik van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen overeenkomstig de nationale indicatieve streefcijfers. In datzelfde artikel is ook gestipuleerd dat het verslag zo nodig vergezeld moet gaan van een voorstel voor een communautaire kaderregeling betreffende steunregelingen.

1.2. Toepassingsgebied

Met deze mededeling worden drie doelen nagestreefd:

- volgens artikel 4 van Richtlijn 2001/77/EG moet de Commissie een verslag opstellen waarin een overzicht wordt gegeven van de diverse regelingen die in de lidstaten worden gebruikt om de opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen te bevorderen en waarin toelichting wordt gegeven bij de **ervaring** die is opgedaan met de toepassing en het naast elkaar bestaan van de verschillende regelingen;
- volgens artikel 8 van bovenvermelde richtlijn moet de Commissie een verslag opstellen over **administratieve hinderpalen, problemen met het elektriciteitsnet** en de tenuitvoerlegging van de garantie van oorsprong voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen;
- er moet een plan voor de coördinatie van de bestaande regelingen worden opgesteld, gebaseerd op twee pijlers: **samenwerking** tussen landen en **optimalisering** van de nationale regelingen; dit plan zal waarschijnlijk tot gevolg hebben dat de regelingen beter op elkaar worden afgestemd.

2. BEOORDELING VAN DE BESTAANDE STEUNREGELINGEN

2.1. De bestaande steunregelingen

De in de EU gebruikte steunregelingen kunnen ruwweg worden ingedeeld in vier groepen: feed-in-tarieven, groenestroomcertificaten, aanbestedingsregelingen en belastingvoordelen.

- **Feed-in-tarieven** bestaan in de meeste lidstaten. Dit betekent dat elektriciteitsbedrijven (meestal distributeurs) gedurende meerdere jaren een specifieke prijs moeten betalen aan binnenlandse producenten van groene elektriciteit. De extra kosten van dergelijke regelingen worden door de leveranciers betaald naargelang hun verkoopsvolume, en worden doorgerekend aan de eindgebruikers van de elektriciteit in de vorm van een prijstoeslag per kWh. Het voordeel van dergelijke regelingen is dat de investeringszekerheid gewaarborgd is, dat de elektriciteitslevering nauwkeurig kan worden bijgesteld en dat middellange- en langetermijntechnologieën worden bevorderd. Anderzijds is het moeilijk om deze regelingen op EU-niveau te harmoniseren, kunnen ze ter discussie worden gesteld op basis van de beginselen van de interne markt en brengen ze een risico van overfinanciering met zich mee wanneer de leercurve voor elke HE-E-technologie niet

degressief is in de tijd. Een variant van feed-in-tarieven is de regeling met vaste premies, die in Denemarken en gedeeltelijk ook in Spanje wordt gebruikt. dit houdt in dat de overheid een vaste premie of milieupremie vaststelt die bovenop de normale of 'spot'-prijs aan producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen wordt betaald.

- Het systeem van **groenestroomcertificaten**, dat in Zweden, het Verenigd Koninkrijk, Italië, België en Polen wordt gebruikt, betekent dat elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen tegen marktprijs wordt verkocht. Om de extra kosten van de productie van groene stroom te financieren en om te garanderen dat de gewenste hoeveelheid groene stroom wordt opgewekt, worden alle consumenten (of in sommige landen de producenten) verplicht om voor een vast percentage van hun totaal stroomverbruik (of hun totale stroomproductie) certificaten van producenten van groene stroom te kopen. De boetes voor niet-naleving worden gestort in een fonds voor onderzoek, ontwikkeling en demonstratie op het gebied van hernieuwbare energiebronnen of in de algemene overheidsbegroting. Aangezien producenten en consumenten deze certificaten zo goedkoop mogelijk willen kopen, ontstaat een secundaire markt voor groenestroomcertificaten waar producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen met elkaar concurreren om deze certificaten te verkopen. Groenestroomcertificaten zijn dus marktgebaseerde instrumenten die er in theorie - als ze goed functioneren - voor kunnen zorgen dat producenten en consumenten het hoogste rendement voor hun investering krijgen. Dit systeem zou goed kunnen werken in een eengemaakte Europese markt en houdt in theorie een lager risico van overfinanciering in. Op lange termijn kunnen groenestroomcertificaten evenwel een hoger risico voor investeerders met zich meebrengen. Dure technologieën komen in een dergelijk systeem minder gemakkelijk van de grond. Ook zijn de administratieve kosten van dit systeem hoger.
- In twee lidstaten (Ierland en Frankrijk) werd uitsluitend een systeem van aanbestedingen gehanteerd. Frankrijk is onlangs overgestapt op feed-in-tarieven, in sommige gevallen gecombineerd met aanbestedingen, en Ierland heeft recentelijk aangekondigd hetzelfde te zullen doen. De aanbestedingsprocedure houdt in dat de overheid een aantal aanbestedingen plaatst voor de levering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, die op contractuele basis moet worden geleverd tegen de prijs die het resultaat is van de aanbesteding. De extra kosten van de aankoop van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen worden via een specifieke heffing doorgerekend aan de eindgebruikers van de elektriciteit. In theorie zorgen aanbestedingen ervoor dat optimaal gebruik wordt gemaakt van de marktwerking, maar ze hebben een tijdelijk karakter en zijn niet bevorderlijk voor de totstandbrenging van stabiele omstandigheden. Het risico van dergelijke regelingen is ook dat lage offertes tot gevolg kunnen hebben dat projecten niet worden uitgevoerd.
- De regelingen in Malta en Finland zijn uitsluitend op **belastingvoordelen** gebaseerd. In de meeste lidstaten (bijv. in Cyprus, het Verenigd Koninkrijk en Tsjechië) worden belastingvoordelen als aanvullend beleidsinstrument gebruikt.

De bovenstaande indeling in vier groepen is een vereenvoudigde voorstelling van de werkelijke situatie. Verscheidene regelingen bestaan uit een mix van deze elementen, meestal

in combinatie met belastingvoordelen. In bijlage 2 wordt een overzicht gegeven van de steunregelingen in de EU25.

2.2. Beoordeling van de prestaties

De kosten van het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen lopen sterk uiteen. Elke lidstaat beschikt over andere nationale en regionale hulpbronnen en landbouwgrondstoffen. Bij de beoordeling van de steunregelingen moet daarom aandacht worden besteed aan elke sector afzonderlijk.

Er zijn grote verschillen tussen de lidstaten wat het **steunniveau** voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen betreft. In bijlage 3 worden de totale opbrengsten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen vergeleken met de kosten van het opwekken van de elektriciteit², waarbij rekening wordt gehouden met de rendabiliteit van de verschillende steunregelingen. Hoe groter het verschil tussen de opwekkosten en de steun, hoe lager de rendabiliteit van een regeling. Gezien de complexiteit van de diverse soorten hernieuwbare energie en de verschillen tussen de nationale situaties, is gekozen voor een analyse per sector. Een parallelle lezing van de grafieken in bijlage 3 geeft een idee van de rentabiliteit en doeltreffendheid van de regeling.

Uit het systeem van groenestroomcertificaten blijkt dat er in het geval van windenergie een grote kloof bestaat tussen opwekkosten en steun. De hogere kosten kunnen worden verklaard door de grotere investeringsrisico's die dergelijke regelingen met zich meebrengen in de nog onvolgroeide markt voor groene certificaten.

In negen van de vijftig lidstaten wordt nauwelijks steun verleend voor windenergie. Daar zal weinig verandering in komen zolang de totale opbrengsten voor de producenten lager zijn dan de opwekkosten.

De helft van de lidstaten verleent onvoldoende steun om de kosten van het opwekken van energie uit biomassa te dekken. In bijna driekwart van de lidstaten volstaat de steun voor biogas niet om gebruik op grote schaal mogelijk te maken.

Behalve naar de kosten wordt in de beoordeling ook gekeken naar de **doeltreffendheid** van de diverse steunregelingen.

Doeltreffendheid duidt op het vermogen van een steunregeling om groene elektriciteit te bevorderen.

Het effect van meer recente steunregelingen op de doeltreffendheid valt moeilijk in te schatten. Met groene certificaten is totnogtoe minder ervaring opgedaan dan met feed-in-tarieven. Bovendien moet de hoeveelheid geproduceerde groene elektriciteit worden beoordeeld in het licht van het realistische potentieel³ van het land.

² Hierbij wordt uitgegaan van de gemiddelden voor 2003 en 2004. In de feed-in-regeling is het steunniveau gelijk aan de waarde van het tarief. De bron van de opwekkingskosten die in deze mededeling worden gebruikt is Green-X.

³ Dit is het "realiseerbare aanvullende potentieel, ervan uitgaande dat alle bestaande hinderpalen kunnen worden overwonnen en dat alle ondersteunende krachten actief zijn". Zie bijlage 3 voor een meer gedetailleerde toelichting.

Wat windenergie betreft, blijkt uit bijlage 3 dat alle landen waar de doeltreffendheid boven het EU-gemiddelde ligt, gebruik maken van feed-in-tarieven. Voor windenergie levert deze steunregeling momenteel de beste resultaten op.

De analyses van de biomassasectoren zijn niet zo duidelijk als die van de sector windenergie. Er zijn grote verschillen in de kosten van het opwekken van energie uit biomassa⁴. Deze grote verschillen zijn toe te schrijven aan: verschillende basismaterialen (bosbouwresten, hakhout met korte omlooptijd, stro, dierlijk afval enz.), verschillende transformatieprocessen (gezamenlijke verbranding, vergassing enz.) en verschillen in de grootte van de biomassa-fabrieken (die met een factor 200 kunnen verschillen). Er moeten dus veel nauwkeuriger analyses worden uitgevoerd, gebaseerd op specifieke basismaterialen en technologieën).

Uit de analyse blijkt evenwel dat zowel feed-in-tarieven als groene certificaten goede resultaten opleveren voor biogas (vier landen met feed-in-tarieven en twee met groene certificaten zijn doeltreffender dan het Europees gemiddelde). Wat de sector biomassa op basis van bosbouwproducten betreft, kan niet worden geconcludeerd dat het ene systeem beter is dan het andere. Door de complexiteit van de sector en de regionale verschillen spelen ook andere factoren een belangrijke rol⁵. Stimulansen voor boskap moeten ervoor zorgen dat meer ongebruikte biomassa uit bossen ter beschikking wordt gesteld van alle gebruikers.

Het is ook belangrijk de doeltreffendheid en **winst vanuit investeerdersstandpunt te bekijken**. Dit is gebeurd voor een beperkt aantal van de in bijlage 4 vermelde lidstaten, waarbij ervan werd uitgegaan dat de huidige prijzen zich over een langere periode zouden handhaven. Hieruit kan worden afgeleid of het succes van een specifieke beleidsmaatregel vooral het gevolg is van hoge financiële stimulansen of eerder van andere aspecten die een cruciale invloed hebben op de marktverspreiding in de betrokken landen.

2.3. Belangrijkste conclusies met betrekking tot de prestaties (zie bijlagen 3 en 4)

Windenergie

- Met het systeem van groene certificaten wordt momenteel een hoger steunniveau bereikt dan met feed-in-tarieven. Dit kan worden verklaard door de hogere risicopremies die door investeerders worden gevraagd, de administratieve kosten en de nog onvolgroeide markt voor groene certificaten. De vraag is hoe het prijsniveau zich op middellange en lange termijn zal ontwikkelen.
- De meest doeltreffende systemen voor windenergie zijn momenteel de feed-in-regelingen in Duitsland, Spanje en Denemarken.

⁴ De kosten van onshore-windenergie variëren van 40 tot 100 euro/MWh en die van biomassa van 25 tot 220 euro/MWh.

⁵ Het steunniveau voor biomassa is sterker afhankelijk van andere factoren, zoals beleidskeuzes (grote of kleine installaties, met of zonder gecombineerde verbranding enz.), dan van het gekozen steuninstrument (feed-in-tarieven of groene certificaten).

- Groene certificaten leveren een hoger rendement dan feed-in-tarieven. Dit hoge rendement (annuïteit) wordt berekend door extrapolatie op basis van de huidige certificaatprijzen⁶. Het rendement hangt af van de toekomstige prijsontwikkelingen.
- Uit analyse blijkt dat in een kwart van de lidstaten de steun te laag is om windenergie van de grond te doen komen. In nog eens een kwart van de lidstaten wordt voldoende steun verstrekt, maar levert dit slechts middelmatige resultaten op. Dit kan worden verklaard door netto toegangsproblemen en administratieve belemmeringen.
- De onderzochte feed-in-regelingen zijn wel doeltreffend maar leveren relatief lage winsten op voor de producenten. Groene certificaten hebben daarentegen wel een hoge winstmarge. Het dient te worden benadrukt dat deze groene certificaten betrekkelijk nieuwe instrumenten zijn. Het is dus mogelijk dat de huidige situatie van tijdelijke aard is.

Biomassa op basis van bosbouwproducten

- De Deense feed-in-regeling en gecentraliseerde warmtekrachtcentrales op stro⁷ en het Finse gemengde systeem (belastingvoordelen en investeringen) leveren de beste resultaten op, zowel wat de doeltreffendheid als wat de economische doelmatigheid van de steun betreft. Deze goede resultaten zijn vooral toe te schrijven aan de lange traditie in hoogtechnologisch gebruik van biomassa voor het opwekken van energie, langetermijnplanning en het gecombineerd opwekken van energie en warmte.
- In het algemeen leveren feed-in-tarieven betere resultaten op dan groene certificaten, die niet echt van de grond komen omdat de investeringsrisico's te groot zijn, maar wat bosbouw voor de productie van biomassa betreft is de situatie complexer. In deze sector wordt de doeltreffendheid van de systemen ook sterk beïnvloed door andere factoren dan de keuze van financiële instrumenten (infrastructuurbarrières, de omvang van de installaties, optimaal bosbeheer, het bestaan van secundaire instrumenten enz.).

In zowat de helft van de Europese landen is de steun aan bosbouw voor de productie van biomassa onvoldoende om deze veelbelovende sector verder te ontwikkelen. In veel regio's zijn gerichte stimulansen voor boskap nodig om de doorstroming van hout uit EU-bossen naar alle gebruikers te verbeteren en mogelijke verstoringen op de markt voor houtresten te voorkomen.

Biogas⁸

In zes landen is de doeltreffendheid hoger dan het EU-gemiddelde. Vier van deze landen maken gebruik van feed-in-tarieven (DK, DE, GR, LU), twee van groene certificaten (UK, IT). Naar analogie met bosbouw voor de productie van biomassa worden ook in deze sector de resultaten door andere factoren beïnvloed:

⁶ De grote vraag is hoe de prijs van groene certificaten in de komende jaren zal evolueren. De analyses in dit document zijn gebaseerd op een constante certificaatwaarde.

⁷ De analyse van biomassa op basis van bosbouwproducten omvat ook biomassa op basis van stro, hoewel stro eigenlijk geen bosbouwproduct is. Dit type biomassa wordt vooral in Denemarken gebruikt.

⁸ Biogas heeft betrekking op alle fermentatieprocessen van biomassa: co-fermentatiegas, riool- en stortgas.

- de agro-economische mogelijkheden en de keuze van de omvang van de fabrieken. Grote fabrieken zijn doeltreffender. Kleine fabrieken zijn vermoedelijk belangrijker voor de plattelandseconomie, maar zijn ook duurder;
- het bestaan van een aanvullende steunregeling. Er is een nauw verband tussen de biogassector en het milieubeleid op het gebied van afvalbehandeling. In landen als het VK wordt via secundaire instrumenten, zoals belastingvoordelen, steun verleend aan de biogassector. Aanvullende investeringssteun is ook een goede katalysator voor deze technologie;
- het opwekken van biogas uit landbouwproducten⁹ is duur maar milieuvriendelijk. Het opwekken van stortgas is goedkoper, maar het milieu is er minder mee gebaat.

Bijna 70% van de EU-landen verleent onvoldoende steun voor de ontwikkeling van deze technologie.

Andere hernieuwbare energiebronnen

In de sector kleine waterkracht lopen de steunniveaus en de opwekkingskosten sterk uiteen. De ontwikkeling van deze duurzame technologie wordt sterk beïnvloed door allerlei hinderpalen.

Fotovoltaïsche zonne-energie wordt actief gepromoot in DE (wereldleider op dit gebied), NL, ES, LU en AT.

Zie bijlage 3 voor een volledige analyse van de sectoren kleine waterkracht en fotovoltaïsche zonne-energie.

Er bestaan nog andere duurzame technieken voor de opwekking van elektriciteit, die niet in dit document zijn opgenomen. Een daarvan zijn grote waterkrachtcentrales, een gevestigde bron van hernieuwbare energie die meestal geen steun nodig heeft. Andere hernieuwbare energiebronnen, zoals geothermische energie, golf- en getijdenenergie en concentrerende systemen voor thermische zonne-energie, zijn niet opgenomen in dit verslag omdat ze slechts in enkele lidstaten worden gesteund en nog niet op industriële schaal worden toegepast.

3. ASPECTEN VAN INTERNE MARKT EN HANDEL

3.1. Inleiding

Er bestaat een nauw verband tussen de interne elektriciteitsmarkt en steun voor elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen. De installaties voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen dragen bij tot de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening en tot de diversificatie van de energiemix die door elektriciteitsproducenten wordt aangeboden. Aspecten van de interne markt, zoals vrije handel, transparantie, ontvlechting, onthulling en koppelingen, kunnen het gebruik van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt bevorderen. Steun voor hernieuwbare energiebronnen valt in veel gevallen onder de communautaire

⁹ Landbouwbiogas is het resultaat van de specifieke behandeling van dierlijk en plantaardig afval of van bepaalde energiegewassen. Stortgas heeft betrekking op methaanextractie op stortplaatsen.

kaderregeling inzake staatssteun ten behoeve van het milieu¹⁰. Staatssteunregels kunnen een invloed hebben op het ontwerp van de steunregeling.

3.2. Ontvlechting, transparantie en dominante spelers

In een ontvlechte markt¹¹ moeten onafhankelijke transmissiesysteembeheerders en onafhankelijke distributienetbeheerders garanderen dat alle producenten gelijke toegang tot het netwerk krijgen. Bovendien moeten zij de netwerkinfrastructuur ontwikkelen volgens een langetermijnstrategie, waarbij zij rekening moeten houden met de integratie van hernieuwbare energiebronnen.

Sommige landen worden nog steeds gekenmerkt door een dominante positie van een of enkele elektriciteitsbedrijven, die vaak op verticale wijze geïntegreerd zijn. Dit kan leiden tot een soort monopolie, wat hinderlijk is voor de ontwikkeling van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen.

Voor de goede werking van **alle** steunregelingen voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen is het van essentieel belang dat de transmissiebeheerders en distributienetbeheerders echt onafhankelijk zijn.

De overheden moeten de consumenten beter informeren over de wijze waarop de kosten van de steun voor hernieuwbare energie worden doorgerekend aan de gebruikers. Volgens ramingen van de Europese Commissie is in Spanje, het VK en Duitsland 4 à 5% van de kostprijs van energie toe te schrijven aan steun voor hernieuwbare energiebronnen; in Denemarken is dit zelfs 15%. Het aandeel van niet op waterkracht gebaseerde hernieuwbare energiebronnen bedraagt 3,5% in het VK, 9% in Duitsland, 7% in Spanje en 20% in Denemarken (zie bijlage 5).

3.3. Intermitterende energiebronnen en balanshandhaving: behoefte aan passende regelgeving om de regels inzake hernieuwbare energiebronnen in overeenstemming te brengen met de interne markt

Windenergie en de andere hernieuwbare energiebronnen zijn intermitterend. Daarbij moet rekening worden gehouden met de volgende punten:

- de windvoorspelling. In landen als Denemarken, het Verenigd Koninkrijk en Spanje moeten producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen hun productie voorspellen, zoals alle andere elektriciteitsproducten. De waarde van de intermitterende hernieuwbare energiebronnen neemt toe naarmate deze voorspelling preciezer is;
- het tijdstip van de gate closure¹². Hoe dichter de gate closure bij de reële tijd ligt, hoe beter intermitterende technologieën voor het opwekken van elektriciteit uit

¹⁰ PB C 37 van 3.2.2001, blz. 3.

¹¹ In Richtlijn 2003/54/EG is ontvlechting als volgt omschreven: met het oog op een efficiënte en niet-discriminerende toegang tot het netwerk moeten de distributie- en transmissiesystemen worden beheerd door entiteiten die juridisch en functioneel gescheiden zijn, met name van de opwekkings- en leveringsactiviteiten.

¹² Het uiterste tijdstip waarop elektriciteitsproductenten biedingen kunnen melden op de elektriciteitsbeurs.

hernieuwbare energiebronnen kunnen voorspellen hoeveel elektriciteit kan worden geleverd;

- het in rekening brengen van de balanshandhavingskosten. Het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Spanje¹³ hebben systemen ingevoerd om afwijkingen van de voorspelde elektriciteitsproductie, ongeacht uit welke bron (dus ook windenergie), in rekening te brengen. Zie bijlage 5 voor een nauwkeuriger analyse van de balanshandhavingskosten.

Een intelligent ontworpen steunregeling kan het probleem van de intermitterende productie helpen verlichten.

Wanneer een land een groot gedeelte van zijn elektriciteit op basis van intermitterende energiebronnen produceert, is het belangrijk dat producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen beter kunnen reageren op elektriciteitsprijzen op de spotmarkt. De integratie van een groot aandeel intermitterende elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen kan worden vergemakkelijkt door een steunregeling die rekening houdt met de elektriciteitsprijs op de spotmarkt en dus risicosprekend werkt. Voorbeelden van dergelijke regelingen zijn een premiesysteem¹⁴, een systeem van groene certificaten en sommige vormen van feed-in-tarieven, zoals bijvoorbeeld in Spanje¹⁵.

3.4. Handel in energie

Om na te gaan of de diverse steunregelingen voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen verenigbaar zijn met de interne markt, is het belangrijk na te gaan welk effect ze hebben op de handel. Daarbij dient onderscheid te worden gemaakt tussen de fysieke energiehandel (electriciteit) en de groene waarde van de elektriciteit.

Voor de fysieke handel en elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen gelden dezelfde beperkingen als voor conventionele elektriciteit¹⁶. Deze handel is algemeen genomen mogelijk en vindt op dit ogenblik ook plaats. De verdere groei van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen zal waarschijnlijk leiden tot een grotere behoefte aan grensoverschrijdende handel in energie en aan sterkere koppelingen.

In artikel 3, lid 6, van Richtlijn 2003/54/EG is bepaald dat de eindafnemers informatie moeten krijgen over het aandeel van elke energiebron in de totale brandstofmix. De volledige naleving van deze verplichting zou de groene waarde van hernieuwbare elektriciteit doen stijgen. De bekendmaking van de herkomst van de elektriciteit zou ook tot gevolg hebben dat een hoger aandeel van hernieuwbare energiebronnen een toegevoegde waarde geeft aan de energiemix van een producent.

¹³ In het Verenigd Koninkrijk wordt steun aan hernieuwbare energiebronnen vooral via groene certificaten verleend. Denemarken en Spanje maken gebruik van feed-in-tarieven.

¹⁴ Ter herinnering: premiesystemen worden normaal ondergebracht bij feed-in, maar er zijn verschillen. Producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen krijgen een premie bovenop de spotmarktprijs. De prijs die uiteindelijk aan de producenten wordt betaald, hangt dus af van de prijs op de gewone spotmarkt voor elektriciteit.

¹⁵ In het kader van de Spaanse feed-in-regeling moeten producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, zoals alle elektriciteitsproducenten, vergoedingen betalen voor afwijkingen van de voorspelde elektriciteitsproductie.

¹⁶ Momenteel wordt 11% van alle elektriciteit in Europa grensoverschrijdend verhandeld.

3.5. Staatssteunregels

Wanneer de concurrentie op de markt voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en de concurrentie tussen Europese economieën in het algemeen ter sprake komt, moet rekening worden gehouden met het versturende effect van steun op de goede werking van de markt. Zoals bepaald in overweging 12 van Richtlijn 2001/77/EG blijven de bepalingen van het EG-Verdrag, en in het bijzonder de artikelen 87 en 88, van toepassing op staatssteun. Dergelijke steun valt normaal onder de communautaire kaderregeling inzake staatssteun ten behoeve van het milieu en kan om bepaalde redenen economisch gerechtvaardigd zijn omdat de concurrentieverstoring niet opweegt tegen de positieve gevolgen van de steunmaatregelen voor het milieu. Aangezien het gebruik van hernieuwbare energiebronnen prioritaire aandacht geniet in het Gemeenschapsbeleid, zijn de bovenvermelde richtsnoeren niet erg streng voor dergelijke steunregelingen: in de periode 2001-2004 heeft de Commissie ongeveer 60 regelingen voor staatssteun aan hernieuwbare energiebronnen goedgekeurd.

3.6. Belangrijkste conclusie

Op middellange en lange termijn is het van essentieel belang dat de diverse steunregelingen voor hernieuwbare energie verenigbaar zijn met de ontwikkeling van de interne elektriciteitsmarkt. De Europese interne markt moet tot stand worden gebracht via adequate regelgeving, waarbij rekening moet worden gehouden met de maatregelen die nodig zijn voor de ontwikkeling van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. De organisatie van de markt speelt een belangrijke rol bij de ontwikkeling en benutting van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Voorzover van toepassing moet bij het opzetten van de steunregelingen rekening worden gehouden met de staatssteunregels.

4. COËXISTENTIE OF HARMONISERING

Aangezien de mogelijkheden en ontwikkelingen op het gebied van hernieuwbare energiebronnen sterk verschillen van lidstaat tot lidstaat, is het bijzonder moeilijk om op korte termijn een harmonisering tot stand te brengen. Door op korte termijn veranderingen aan te brengen in het systeem, kunnen bepaalde markten bovendien verstoord raken, waardoor de lidstaten moeilijker hun doelstellingen kunnen halen. Toch is het noodzakelijk de voor- en nadelen van harmonisering van de verschillende systemen te onderzoeken en te volgen, vooral met betrekking tot de ontwikkelingen op middellange en lange termijn.

4.1. Mogelijke voordelen

- Uit een aantal studies blijkt dat het streefcijfer voor het aandeel van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in 2010 veel goedkoper kan worden gehaald door de systemen van groene certificaten of feed-in-regelingen te harmoniseren dan door de huidige uiteenlopende nationale beleidsmaatregelen voort te zetten. Deze kostenbesparing kan echter alleen worden gerealiseerd wanneer de interne elektriciteitsmarkt beter functioneert, de capaciteit voor koppellijnen en handel wordt verhoogd en marktversturende steun voor conventionele energiebronnen wordt stopgezet.
- De integratie van hernieuwbare energie in de interne markt aan de hand van één fundamenteel pakket regels kan de schaalvoordelen opleveren die nodig zijn om de sector van hernieuwbare energie te doen floreren en concurrerder te maken.

- Een systeem van groene certificaten dat in heel Europa geldig is, zal vermoedelijk leiden tot een grotere en meer liquide certificatenmarkt. De prijzen op deze grote certificatenmarkt zullen waarschijnlijk ook stabiel zijn dan op de kleinere (nationale) markten. De administratieve kosten van een dergelijk systeem moeten evenwel worden afgewogen tegen die van de actuele situatie.
- Een Europese feed-in-regeling, waarbij rekening wordt gehouden met de beschikbaarheid van lokale middelen, zou in de hele Unie de kosten van alle technologieën voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen kunnen drukken omdat de installaties in dat geval niet beperkt zijn tot bepaalde lidstaten. Een dergelijke feed-in-regeling kan twee vormen aannemen: vaste tarieven of premies bovenop een basisprijs die gekoppeld is aan de gemiddelde elektriciteitsprijs.

4.2. Mogelijke nadelen

- Een geharmoniseerd systeem van groene certificaten kan alleen werken als het resulteert in de correcte certificaatprijzen en boetes in de hele EU en dus in de meest efficiënte oprichting van installaties voor de opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in de verschillende landen. Grote schommelingen in de prijs van groene certificaten kunnen tot gevolg hebben dat de onzekerheid bij investeerders toeneemt en slechts een beperkt aantal installaties voor de opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen wordt opgericht.
- Er is veel informatie over technologieën en kosten nodig om optimale tarieven vast te stellen en de kosten van een geharmoniseerde feed-in-regeling laag te houden. Als deze kwesties niet goed worden beheerd, kan dit te koste gaan van de prijs en de flexibiliteit van het systeem.
- Harmonisering via een systeem van groene certificaten, zonder onderscheid te maken tussen de technologieën, zou een negatieve invloed hebben op de dynamische efficiëntie. Aangezien een dergelijk systeem in de eerste plaats de rendabiliteit zou bevorderen, zouden alleen de technologieën die op dit ogenblik concurrerend zijn, uitbreiding nemen. Op korte termijn zou dit voordelig zijn, maar het zou tot gevolg kunnen hebben dat andere veelbelovende technologieën onvoldoende gestimuleerd worden door het systeem van groene certificaten. Deze regeling moet derhalve worden aangevuld met andere beleidsmaatregelen.
- Het is mogelijk dat lidstaten die in een geharmoniseerd systeem invoerder worden van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, weigeren de rekening te betalen wanneer zij niet mee profiteren van de lokale voordelen (werkgelegenheid en plattelandontwikkeling, diversiteit en dus zekerheid van de binnenlandse energielevering en beperking van de lokale vervuiling) die ontstaan als de hernieuwbare energieën op hun grondgebied worden geproduceerd.
- Anderzijds is het ook mogelijk dat de uitvoerende landen niet meer elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen willen produceren dan ze zelf nodig hebben. Overproductie kan immers tot gevolg hebben dat de bevolking zich verzet tegen toekomstige installaties

voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (het "NIMBY"-fenomeen¹⁷).

5. ADMINISTRATIEVE HINDERPALEN

De discussie over de steunregelingen kan niet worden los gezien van het probleem van de administratieve hinderpalen. Om de doelstellingen met betrekking tot de penetratiegraad van hernieuwbare energiebronnen op rendabele wijze te verwezenlijken, moet een proces worden opgestart dat het mogelijk maakt de capaciteit voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen snel en eenvoudig tot stand te brengen.

Overeenkomstig artikel 6 van Richtlijn 2001/77/EG worden in dit hoofdstuk de diverse problemen geanalyseerd en enkele voorstellen gedaan om de administratieve last te beperken (zie bijlage 6 voor meer informatie).

5.1. Geconstateerde hinderpalen

De hinderpalen waarmee projectontwikkelaars en investeerders worden geconfronteerd bij het totstandbrengen van nieuwe capaciteit kunnen van administratieve, sociale en financiële aard zijn of betrekking hebben op het netwerk. De Commissie heeft onlangs het brede publiek geraadpleegd om na te gaan hoe tegen deze hinderpalen wordt aangekeken¹⁸.

De geconstateerde administratieve hinderpalen kunnen in de volgende categorieën worden ingedeeld:

- 1. De betrokkenheid van een groot aantal instanties en het gebrek aan coördinatie tussen die instanties*

Het bestaan van meerdere bevoegdheidsniveaus voor het verlenen van vergunningen voor opwekinstallaties vormt een belangrijke hinderpaal voor de ontwikkeling van de capaciteit voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. De eisen die door de talrijke betrokken instanties (op nationaal, regionaal en gemeentelijk niveau) worden gesteld leiden vaak tot vertragingen, onzekerheid over investeringen, nodeloze inspanningen en mogelijk een toename van de vraag naar stimulansen vanwege projectontwikkelaars om hun investeringsrisico's of de oorspronkelijke kapitaalintensiteit van het project te compenseren.

Wanneer meerdere administratieve niveaus betrokken zijn, moeten de lidstaten één loket voor het verlenen van de vergunningen aanwijzen, zoals het Duitse Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, dat bevoegd is voor het verlenen van vergunningen voor offshore windenergieprojecten. Deze loketten zijn verantwoordelijk voor de coördinatie van de diverse administratieve procedures. De diverse instanties moeten ook gebruik maken van gestandaardiseerde formulieren en voorschriften.

- 2. Lange wachttijden voor het verkrijgen van de nodige vergunningen*

¹⁷ NIMBY is het acroniem van "Not In My Back Yard".

¹⁸ De raadpleging van belanghebbenden bestond uit een vragenlijst op internet en follow-up interviews. Dit proces is beschreven in de effectbeoordeling bij deze mededeling.

De procedures voor het verlenen van vergunningen voor onshore-windenergieprojecten kunnen twee tot zeven jaar in beslag nemen¹⁹. In sommige gevallen werd geïnsinueerd dat dit een strategie was om de ontwikkeling van deze markt te 'bevriezen'. De procedures voor het verlenen van vergunningen voor offshore-windenergieprojecten verlopen nog minder efficiënt; tot voor kort bestonden er zelfs geen duidelijke procedures voor de verdeling van de bevoegdheden tussen de betrokken overheidsinstanties.

Het verdient aanbeveling duidelijke richtsnoeren voor vergunningsprocedures op te stellen, die onder meer verplichte antwoordtermijnen voor de betrokken instanties bevatten. Het vaststellen van goedkeuringspercentages²⁰ is een uitstekend instrument om na te gaan in hoeverre de vergunningsprocedures gestroomlijnd zijn.

3. *In de ruimtelijke planning is onvoldoende rekening gehouden met projecten voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energie*

In veel landen en regio's wordt bij het opstellen van de ruimtelijke plannen geen rekening gehouden met de toekomstige ontwikkeling van projecten voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Dit betekent dat nieuwe ruimtelijke plannen moeten worden goedgekeurd om dergelijke projecten mogelijk te maken in een bepaald gebied. Dit kan zeer veel tijd in beslag nemen. Het verkrijgen van de vergunningen neemt vaak het grootste gedeelte in beslag van de volledige tijd die nodig is voor het opzetten van een project. Dit is met name het geval voor projecten op het gebied van windenergie en biomassa. De autoriteiten moeten worden aangemoedigd om te **anticiperen op de ontwikkeling van toekomstige projecten voor het opwekken van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (proactieve planning)** in hun regio door geschikte gebieden hiervoor te reserveren.

Wanneer verschillende overheidsniveaus bij het project betrokken zijn, vormt de **proactieve planning** zoals die wordt uitgevoerd in Denemarken en Duitsland een mogelijke oplossing: de gemeenten moeten locaties selecteren die ter beschikking worden gesteld van projectontwikkelaars op voorwaarde dat op die locaties een bepaalde capaciteit voor het opwekken van hernieuwbare elektriciteit wordt ontwikkeld. In deze gebieden gelden minder strenge eisen voor vergunningen en worden de vergunningen sneller afgegeven. In Zweden worden deze gebieden "gebieden van nationaal belang voor windenergie" genoemd.

In de plannings- en vergunningsprocedures moet ook rekening worden gehouden met de naleving van de Europese milieuwetgeving, zoals de kaderrichtlijn water en de habitat- en vogelrichtlijn. De Commissie werkt verder aan een verbetering van de transparantie en duidelijkheid bij de toepassing van deze richtlijnen in relatie tot de ontwikkeling van hernieuwbare energie. Een voorbeeld hiervan is het aan de gang zijnde initiatief van de Commissie met betrekking tot de link tussen de kaderrichtlijn water en de richtlijn inzake elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen.

5.2. Aanbevelingen met betrekking tot administratieve hinderpalen

Aangezien de vergunningsprocedures aanzienlijk verschillen van de ene lidstaat tot de andere, kunnen alleen algemene aanbevelingen voor verbeteringen worden geformuleerd. In de

¹⁹ Dit is het geval in Nederland en Schotland.

²⁰ De "British Wind Energy Association" publiceert jaarlijkse goedkeuringspercentages: in 2004 bedroeg het goedkeuringspercentage 80%.

richtlijn betreffende hernieuwbare energiebronnen (2001/77/EG) wordt ertoe opgeroepen de totale vergunningsprocedure in te korten. Dit kan alleen via een sterke verbintenis en betrokkenheid van de centrale overheden, samen met de regionale en gemeentelijke instanties, maar met een zeer duidelijke bevoegdheidsverdeling tussen de verschillende niveaus. De Commissie beveelt de volgende maatregelen aan:

- voor het behandelen van de vergunningsaanvragen en het verlenen van bijstand aan de aanvragers moet **één loket** worden opgericht;
- de lidstaten moeten **duidelijke richtsnoeren** voor vergunningsprocedures opstellen, met een duidelijke bevoegdheidsverdeling. Zoals bepaald in de jurisprudentie van het Hof van Justitie moeten administratieve vergunningen gebaseerd zijn op objectieve criteria, die niet-discriminerend en voor de betrokken ondernemingen vooraf kenbaar zijn; aldus wordt een grens gesteld aan de wijze van uitoefening van de beoordelingsvrijheid van de nationale autoriteiten en wordt willekeur voorkomen²¹;
- de lidstaten moeten **mechanismen voor proactieve planning** opzetten, waarbij regio's en gemeenten locaties moeten reserveren voor de verschillende hernieuwbare energiebronnen;
- voor kleine projecten moeten **soepeler procedures** worden opgesteld;
- bijstand verlenen om het verband met de Europese milieuwetgeving te verduidelijken.

6. PROBLEMEN IN VERBAND MET DE TOEGANG TOT HET NETWERK

Redelijk geprijsde en transparante toegang tot het netwerk is het belangrijkste doel van artikel 7 van Richtlijn 2001/77/EG en is van essentieel belang voor de ontwikkeling van opwekkingsinstallaties die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen. Dat artikel verplicht de lidstaten maatregelen te nemen om de toegang van hernieuwbare elektriciteit tot het net te vergemakkelijken.

De netwerkinfrastructuur is voor het grootste gedeelte gebouwd toen de elektriciteitssector in overheidshanden was en is afgestemd op grote elektriciteitscentrales in de nabijheid van mijnen, rivieren of plaatsen waar het verbruik zeer hoog ligt. De opwekkingsinstallaties die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen bevinden zich normaal gezien op andere plaatsen dan deze conventionele elektriciteitscentrales; bovendien vindt de elektriciteitopwekking er op een andere schaal plaats. Hoewel sommige elektriciteitsinstallaties op biomassa een capaciteit van ongeveer 200MW hebben en windmolenparken stilaan dezelfde capaciteit bereiken, gebeurt de opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen meestal op veel kleinere schaal. De opwekkingsinstallaties die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen zijn vaak gekoppeld aan het distributienetwerk en ondervinden dus ook de gevolgen van netwerkuitbreidingen en -versterkingen en investeringen in netwerkaansluitingen. Op enkele uitzonderingen na hebben de lidstaten **wetgeving** opgesteld om te garanderen dat netwerkexploitanten de transmissie en distributie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen mogelijk maken. Bij de

²¹ Zie Arrest C-205/99 "Analir" van het Hof van Justitie van 20.2.2001.

transmissie wordt vaak echter geen prioriteit gegeven aan elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen.

Er zijn **transparante regels** nodig om te bepalen hoe de kosten van de nodige netwerkinvesteringen moeten worden verdeeld want veel hinderpalen voor netwerktoegang zijn het gevolg van het gebrek aan dergelijke regels. De vastgestelde regels en de graad van transparantie van deze regels variëren aanzienlijk tussen de lidstaten. Op het vlak van transparantie van de kostenverdeling dient nog veel te gebeuren.

Voorbeelden van goede werkwijzen kunnen worden gevonden in landen als Denemarken, Finland, Duitsland en Nederland. Deze landen hebben transparante regels opgesteld voor het verdelen van de kosten van diverse netwerkinvesteringen. Zij hebben gekozen voor een "ondiepe" kostenbenadering, waarbij de kosten van de aansluiting op het netwerk worden gedragen door de projectontwikkelaars die de aansluiting vragen of worden gedeeld met de netwerkbeheerders, terwijl de kosten voor de noodzakelijke netwerkuitbreidingen en –versterkingen op distributie- en transmissieniveau door de netwerkbeheerders worden gedragen en worden doorgerekend via de structuur voor netwerktarieven. In Denemarken worden bepaalde aansluitingskosten voor windenergie ook gedragen door de netwerkexploitant, waardoor de producenten van windenergie minder te lijden hebben onder de economische gevolgen van de kosten van netwerkinvesteringen. In Nederland geniet elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen geen prioritaire toegang tot het netwerk, maar de aansluitingskosten worden in het algemeen gedragen door de netwerkbeheerders.

Ook onvoldoende netwerkcapaciteit vormt een hinderpaal voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Dit wordt nog verergerd door een gebrek aan duidelijke, afdwingbare regels voor de verdeling van de diverse netwerkinvesteringskosten, en door verticale integratie en dominante nutsbedrijven.

Het is pas mogelijk een aanzienlijk aandeel van de elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen te produceren wanneer de planning en het algemene beheer van de netwerken verbetert. In het kader van het trans-Europese energienetwerkprogramma en de kaderprogramma's voor onderzoek en technologische ontwikkeling is de Europese Unie steun beginnen te verlenen voor studies over netwerkaanpassing en –optimalisering met het oog op de integratie van projecten voor elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen.

De Commissie beveelt in de eerste plaats aan dat de beginselen van de kostenverdeling volledig transparant en niet-discriminerend zouden zijn. Ten tweede moet de netwerkinfrastructuur worden aangepast aan de toekomstige ontwikkelingen op het gebied van de opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Ten derde moeten de kosten voor het aanpassen van de netwerkinfrastructuur worden gedragen door de netwerkbeheerders. Ten vierde moet de prijs van elektriciteit op het hele elektriciteitsnetwerk op eerlijke en transparante wijze worden vastgesteld, waarbij rekening moet worden gehouden met de voordelen van ingebede elektriciteitsopwekking.

7. GARANTIES VAN OORSPRONG

Om de handel te vergemakkelijken en de transparantie voor de consumenten te verbeteren moeten de lidstaten een systeem opzetten om de oorsprong van de elektriciteit uit

hernieuwbare energiebronnen te garanderen²². Ze moeten erop toezien dat op verzoek garanties van oorsprong worden afgegeven. Zoals blijkt uit bijlage 7 wordt het systeem van de garanties van oorsprong niet in alle lidstaten op dezelfde wijze toegepast.

De nieuwe richtlijn betreffende de interne elektriciteitsmarkt²³ dateert van na Richtlijn 2001/77/EG. Volgens artikel 3(6) van Richtlijn 2003/54/EG moeten de lidstaten een plan voor de bekendmaking van de brandstofmix opstellen. De Commissie beschouwt deze bepaling als een belangrijke stap op weg naar transparantie voor de consumenten omdat ze betrekking heeft op de volledige elektriciteitssector en niet alleen op elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Deze informatie kan worden gebaseerd op de garantie van oorsprong.

Er wordt handel gevoerd in groene elektriciteit maar tot dusver wordt geen groene elektriciteit die in het ene land is geproduceerd overgedragen naar een ander land om daar de doelstellingen te halen. Om te vermijden dat dergelijke elektriciteit twee keer wordt meegerekend, is een uniforme garantie van oorsprong absoluut noodzakelijk. Voorts moet overeenstemming worden bereikt over een waterdicht systeem voor de afkoop van "gebruikte" groene certificaten. Diverse lidstaten beschikken al over een dergelijk systeem, maar dit moet verder worden gecoördineerd of zelfs geharmoniseerd om het geschikt te maken voor de grotere volumes die grensoverschrijdende handel met zich meebrengt.

8. CONCLUSIES

Coördinatie

Concurrentie tussen nationale regelingen is niet ongezond, toch niet tijdens de overgangperiode die nodig is om op EU-niveau ervaring op te doen met steunregelingen voor hernieuwbare energie. Concurrentie kan immers leiden tot een ruimere keuze aan oplossingen en heeft ook voordelen: een systeem van groene certificaten heeft bijvoorbeeld alleen maar baat bij het bestaan van een feed-in-regeling omdat de kosten van minder doeltreffende technologieën zullen dalen ten gevolge van het technologische leerproces, wat op zijn beurt leidt tot lagere transferkosten voor de consument. Het is bovendien nog te vroeg om de voor- en nadelen van gevestigde steunmechanismen te vergelijken met die van regelingen die nog niet lang bestaan. Om deze redenen, en rekening houdend met de analyse in deze mededeling, acht de Commissie het niet opportuun om op dit ogenblik een geharmoniseerd Europees systeem voor te stellen.

De Commissie is eerder voorstander van **coördinatie** van de steunregelingen voor hernieuwbare energiebronnen, op basis van twee pijlers: **samenwerking** tussen landen en optimalisering van het effect van de nationale regelingen.

8.1. Samenwerking

Intensieve coördinatie tussen landen in de vorm van "**samenwerking**" kan nuttig zijn voor de ontwikkeling van de diverse steunregelingen in Europa. De ontluikende samenwerking tussen de feed-in-regelingen in Duitsland, Spanje en Frankrijk of op de Iberische markt en de geplande gemeenschappelijke Zweeds-Noorse regeling voor groene certificaten kunnen een

²² Artikel 5 van Richtlijn 2001/77/EG.

²³ Richtlijn 2003/54/EG betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en houdende intrekking van Richtlijn 96/92/EG.

voorbeeld zijn voor andere landen. In lidstaten met regelingen die voldoende op elkaar lijken, kan later een subharmonisatie plaatsvinden.

8.2. Optimalisering

De Commissie stelt een proces voor de **optimalisering van nationale systemen** voor en herinnert eraan dat de instabiliteit of ondoeltreffendheid van systemen zich normaal vertaalt in hogere kosten voor de consument. Optimalisering heeft betrekking op economische mechanismen en rendabiliteit, maar ook op het opheffen van administratieve hinderpalen en belemmeringen van de netwerktoegang.

De lidstaten moeten hun steunregelingen optimaliseren en verfijnen door:

- **de stabiliteit van de wetgeving te verbeteren en de investeringsrisico's te beperken.** Een van de belangrijkste problemen met nationale steunregelingen is hun startstop-karakter. Onstabiele regelingen hebben hogere investeringskosten tot gevolg, die meestal worden doorgerekend aan de consument. Om deze risico's te beperken, moeten de marktdeelnemers ervan overtuigd zijn dat de regeling op lange termijn stabiel en betrouwbaar is. Het beperken van de investeringsrisico's en het verhogen van de liquiditeit zijn belangrijke aspecten, vooral op de markt voor groene certificaten. Een steunregeling moet zodanig ontworpen zijn dat onnodige marktrisico's tot een minimum worden beperkt. Verhoogde liquiditeit heeft tot gevolg dat meer gebruik wordt gemaakt van langetermijncontracten en levert een duidelijker marktprijs op;
- **administratieve hinderpalen uit de weg te ruimen**, wat onder meer inhoudt dat administratieve procedures moeten worden gestroomlijnd. De administratieve vereisten voor toegang tot steunregelingen moeten worden beperkt om de last voor de consument zo laag mogelijk te houden. Duidelijke richtsnoeren, één loket voor vergunningen, mechanismen voor proactieve planning en lichtere procedures zijn enkele concrete voorstellen aan de lidstaten, naast de volledige toepassing van de richtlijn inzake elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen;
- **netwerkproblemen op te lossen** en te zorgen voor transparante aansluitingsvoorwaarden. De versterking van de transmissie moet van tevoren worden gepland en ontworpen en moet op passende wijze worden gefinancierd. De Commissie beveelt in de eerste plaats aan dat de beginselen van de kostenverdeling volledig transparant en niet-discriminerend zouden zijn. Ten tweede moet de netwerkinfrastructuur worden aangepast aan de toekomstige ontwikkelingen op het gebied van de opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Ten derde moeten de kosten voor het aanpassen van de netwerkinfrastructuur worden gedragen door de netwerkbeheerders. Ten vierde moet de prijs van elektriciteit op het hele elektriciteitsnetwerk op eerlijke en transparante wijze worden vastgesteld, waarbij rekening moet worden gehouden met de voordelen van ingebedde elektriciteitsopwekking;
- **technologische diversiteit aan te moedigen.** Sommige steunregelingen hebben tot gevolg dat alleen de hernieuwbare technologieën met de sterkste concurrentiepositie worden ondersteund. Projecten voor offshore-windenergie zouden bijvoorbeeld niet worden uitgevoerd als ze volgens dezelfde financiële criteria als onshore-windenergieprojecten werden beoordeeld. Om de technologische diversiteit te

bevorderen kunnen dergelijke regelingen worden aangevuld met andere steunregelingen. Om goed te zijn moet een algemeen beleid voor steun aan hernieuwbare elektriciteit betrekking hebben op alle technologieën;

- de lidstaten aan te moedigen beter gebruik te maken van **belastingvrijstellingen en -verminderingen** voor hernieuwbare energiebronnen in het kader van de richtlijn betreffende de belasting van energieproducten²⁴;
- **de compatibiliteit met de interne markt voor energie te garanderen.** De EU-lidstaten zijn bezig met de liberalisering van hun energiemarkten. Zij moeten nagaan hoe gemakkelijk een steunregeling kan worden geïntegreerd in een geliberaliseerde energiemarkt en hoe doeltreffend ze kan functioneren in combinatie met bestaande en nieuwe beleidsinstrumenten;
- **werkgelegenheid en lokale en regionale voordelen te stimuleren.** Een aanzienlijk gedeelte van de publieke voordelen die worden nagestreefd met beleidsmaatregelen ter bevordering van hernieuwbare energiebronnen heeft betrekking op werkgelegenheid, sociaal beleid en plattelandsontwikkeling, terwijl ook rekening moet worden gehouden met andere beleidsdoelstellingen;
- **twinning tot stand te brengen met acties op het vlak van energie-efficiëntie en vraagbeheer.** De vooruitgang op het gebied van de opwekking van hernieuwbare elektriciteit wordt ongedaan gemaakt door de buitensporige toename van het elektriciteitsverbruik. Dit moet worden vermeden. De doelen die Europa zich gesteld heeft op het vlak van energiebeleid kunnen alleen worden verwezenlijkt via een combinatie van steunmaatregelen voor hernieuwbare elektriciteit en maatregelen ter bevordering van energie-efficiënt eindgebruik.

8.3. Volgende stappen

Grote wijzigingen in de communautaire regelgeving zijn op korte termijn niet wenselijk omdat dit de verwezenlijking van de doelstellingen van 2010 in het gedrang zou brengen. Gezien de inspanningen ter voltooiing van de interne elektriciteitsmarkt en de mogelijkheden om de rentabiliteit te doen toenemen, zal de Commissie nagaan hoe de nationale steunregelingen kunnen worden geoptimaliseerd, gecoördineerd en eventueel geharmoniseerd en wat de gevolgen daarvan zullen zijn. Zij zal ook onderzoeken welke vooruitgang wordt geboekt op het vlak van liberalisering en transmissiecapaciteit en lessen trekken uit de ervaring die in de lidstaten is opgedaan met de diverse steunregelingen.

De Commissie volgt van nabij de stand van zaken met betrekking tot de uitvoering van het EU-beleid voor hernieuwbare energie en stelt uiterlijk in december 2007 een verslag op over de niveaus die beoogd worden door de nationale systemen ter bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, in het kader van de aan de gang zijnde beoordeling van de doelstellingen voor 2020 en een beleidskader voor hernieuwbare energiebronnen na 2010. Op basis van de resultaten van deze beoordeling kan de Commissie voorstellen de aanpak en de regelingen ter ondersteuning van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in de Europese Unie te herzien, waarbij moet worden voorzien in de nodige overgangspannen en

²⁴ Richtlijn 2003/96/EG tot herstructurering van de communautaire regeling voor de belasting van energieproducten en elektriciteit (PB L 283 van 31.10.2003, blz. 51).

-bepalingen. Met name de voor- en nadelen van verdere harmonisering zullen worden onderzocht.

Het Europees Parlement heeft onlangs een resolutie over hernieuwbare energie²⁵ goedgekeurd, waarin de criteria voor een eventuele toekomstige harmonisering van de Europese steunregelingen worden toegelicht.

Overeenkomstig artikel 4 van Richtlijn 2001/77/EG zal de Commissie een verslag indienen over de ervaring die is opgedaan met de toepassing en het naast elkaar bestaan van de verschillende nationale steunregelingen. Dit verslag bevat een evaluatie van het resultaat, met inbegrip van de kosteneffectiviteit, van de steunregelingen en gaat zo nodig vergezeld van een voorstel voor een communautaire kaderregeling betreffende steunregelingen ten behoeve van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Een dergelijk voorstel voor een kaderregeling zou:

- a) *moeten bijdragen tot het bereiken van de nationale indicatieve streefcijfers;*
- b) *verenigbaar moeten zijn met de beginselen van de interne markt voor elektriciteit;*
- c) *rekening moeten houden met het karakter van de verschillende hernieuwbare energiebronnen en met de verschillende technieken en de geografische verschillen;*
- d) *het doelmatige gebruik van hernieuwbare energiebronnen moeten bevorderen en tegelijkertijd eenvoudig en zo efficiënt mogelijk moeten zijn, vooral wat de kostprijs betreft;*
- e) *toereikende overgangsperioden van ten minste zeven jaar voor de nationale steunregelingen moeten bevatten en het vertrouwen van de investeerders moeten behouden.*

²⁵ Resolutie van het Europees Parlement van 28 september 2005 (Turmes-verslag over het aandeel van hernieuwbare energie in de EU).

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.

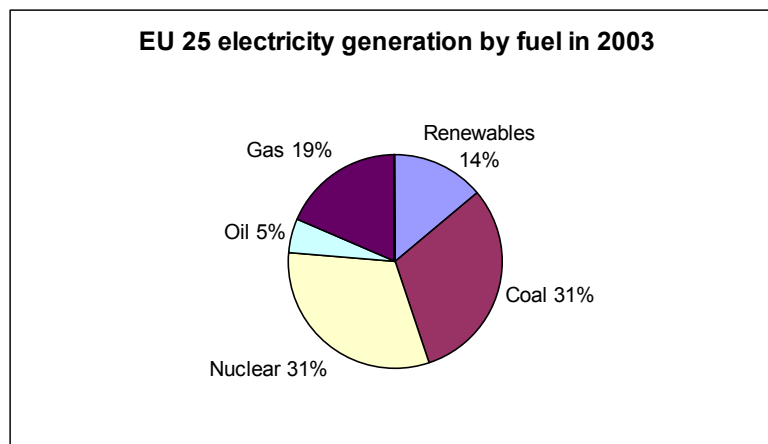


Figure 1:
EU25 electricity generation by fuel in 2003.

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.

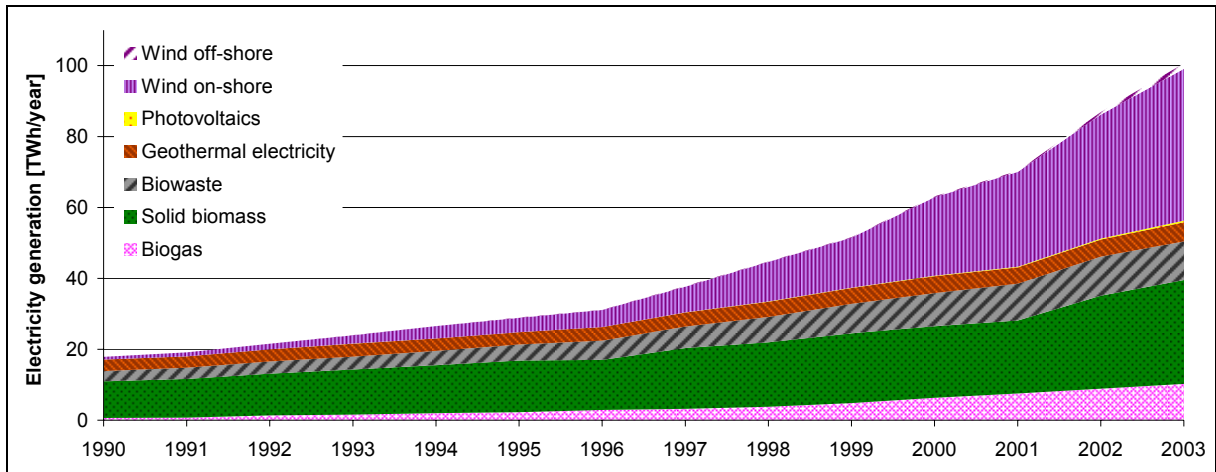


Figure 2:
Historical development of electricity generation from 'new' RES-E in the European Union (EU-25) from 1990 to 2003.

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.

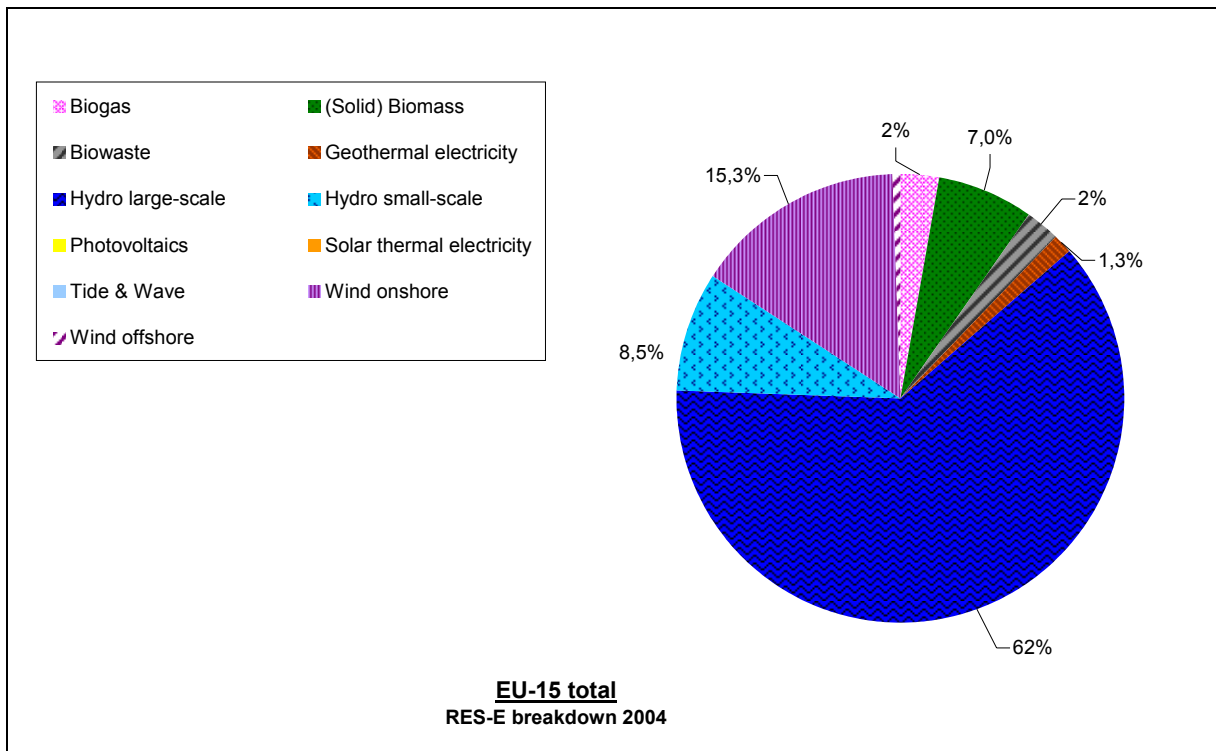
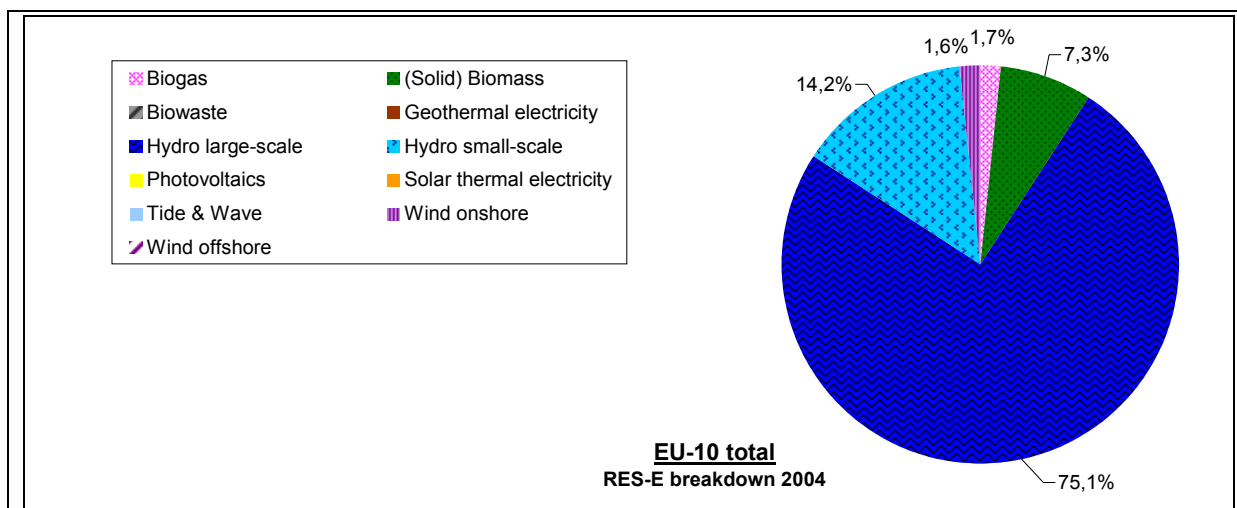


Figure 3:
RES-E as a share of the total achieved potential in 2004 for the EU-15.



**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.

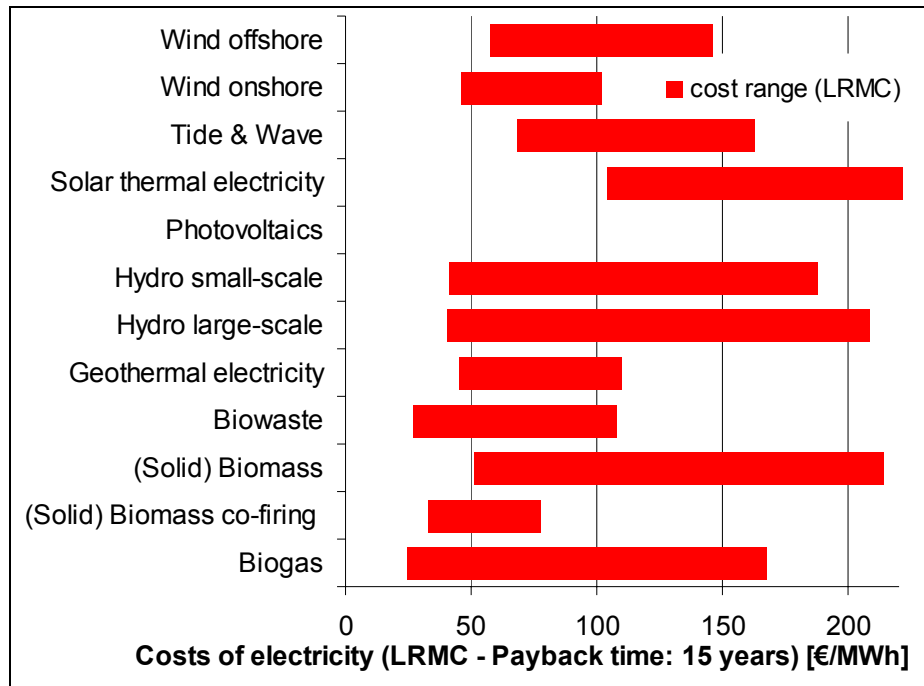


Figure 1:
Cost of electricity generation –Long-run marginal costs (LRMC). Sources: FORRES report.

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:

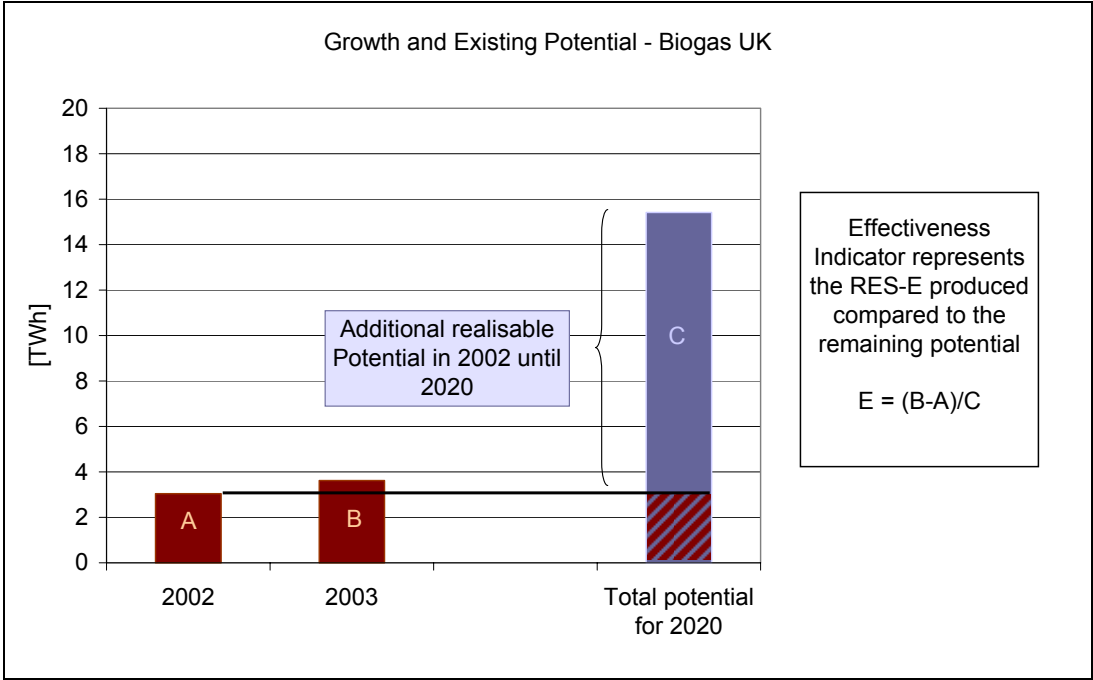


Figure 2: 2003 effectiveness indicator – example biogas in UK

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.

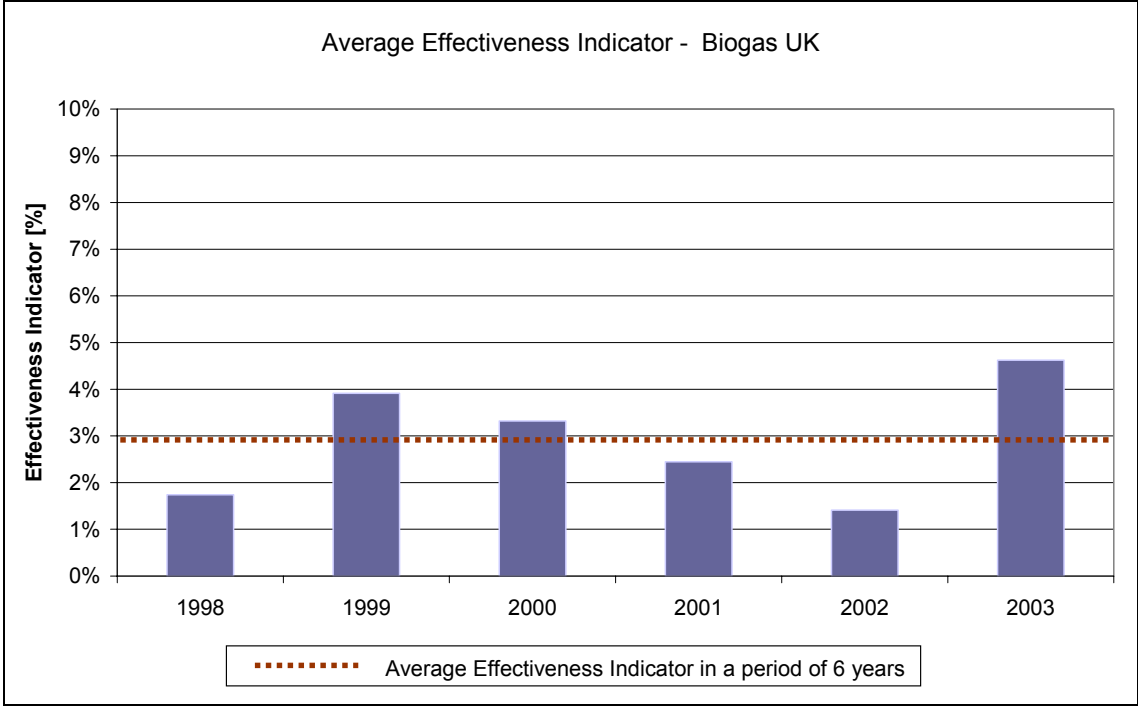


Figure 3: Average effectiveness indicator for the period 1998-2003 –Example biogas in UK

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).

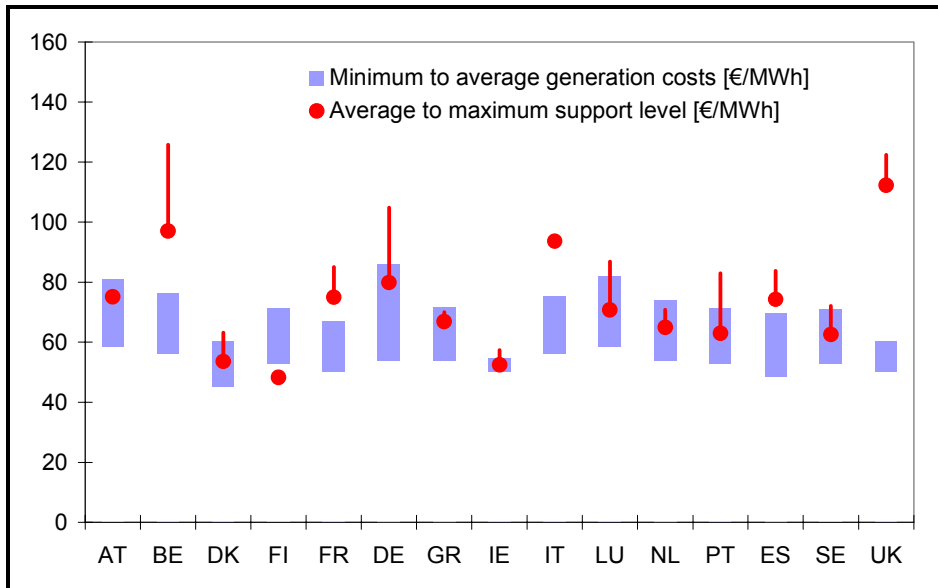


Figure 4:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of wind onshore in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs). Support schemes are normalised to 15 years.

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.

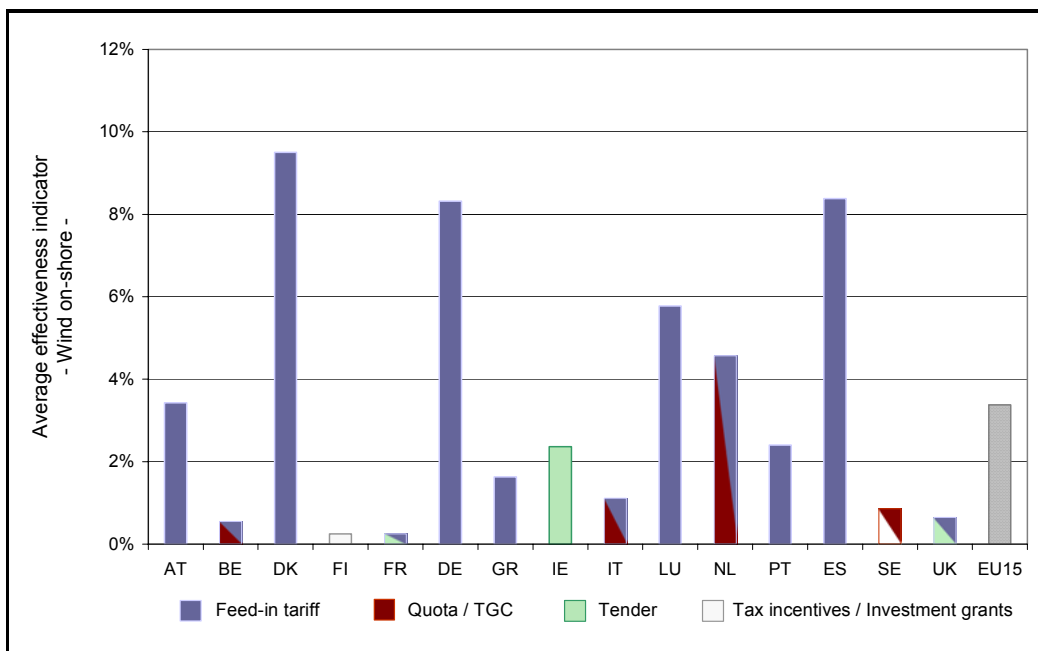


Figure 5:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

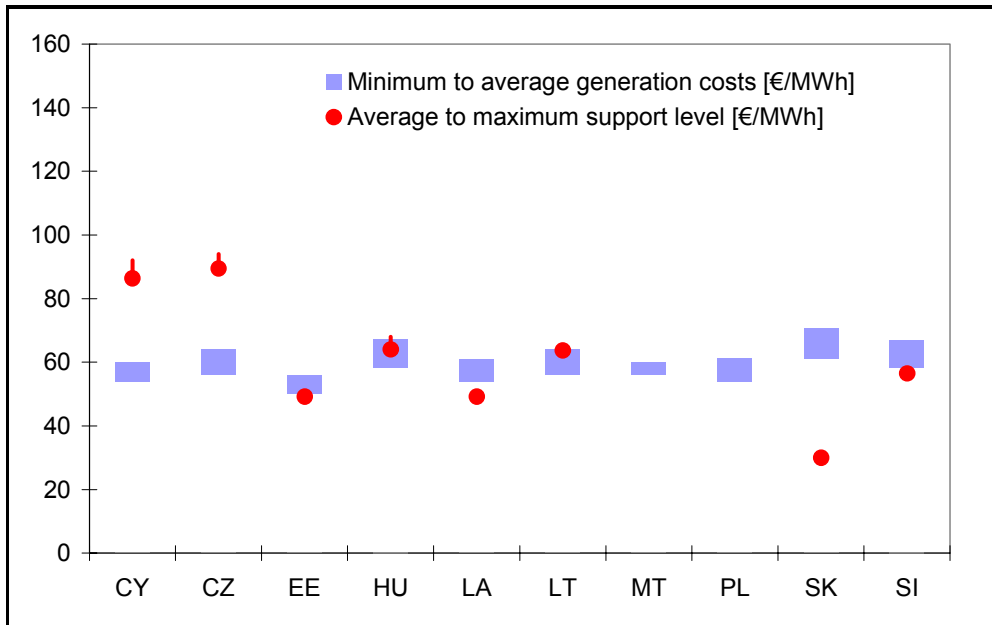


Figure 6:
Price ranges (average to maximum support) for supported wind onshore in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long term marginal generation costs (minimum to average costs).

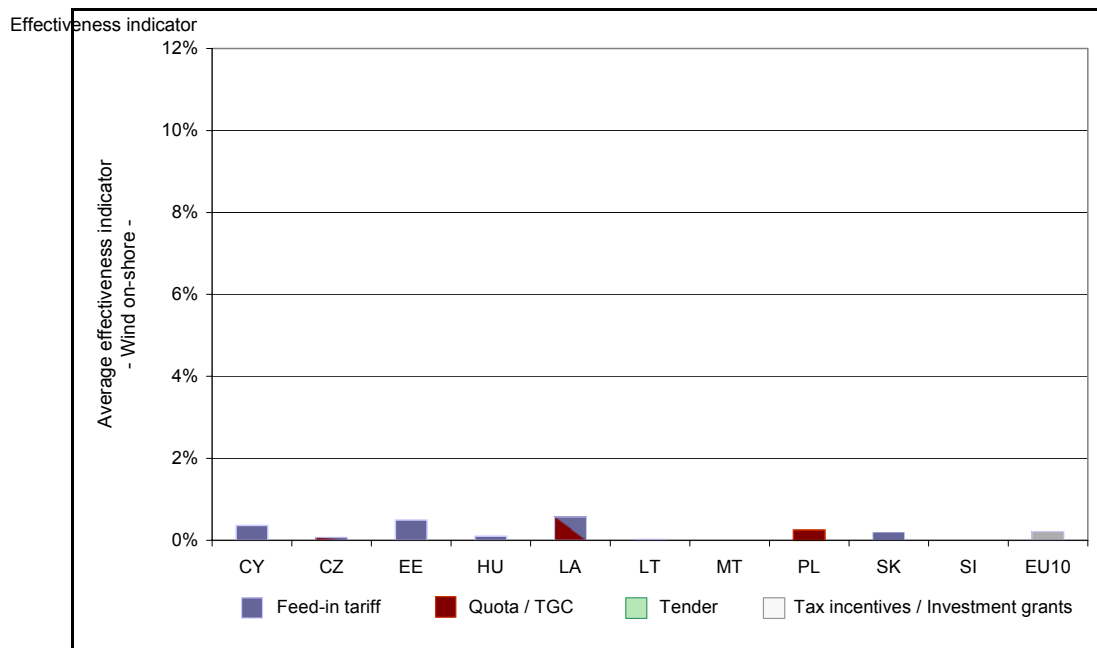


Figure 7:
Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

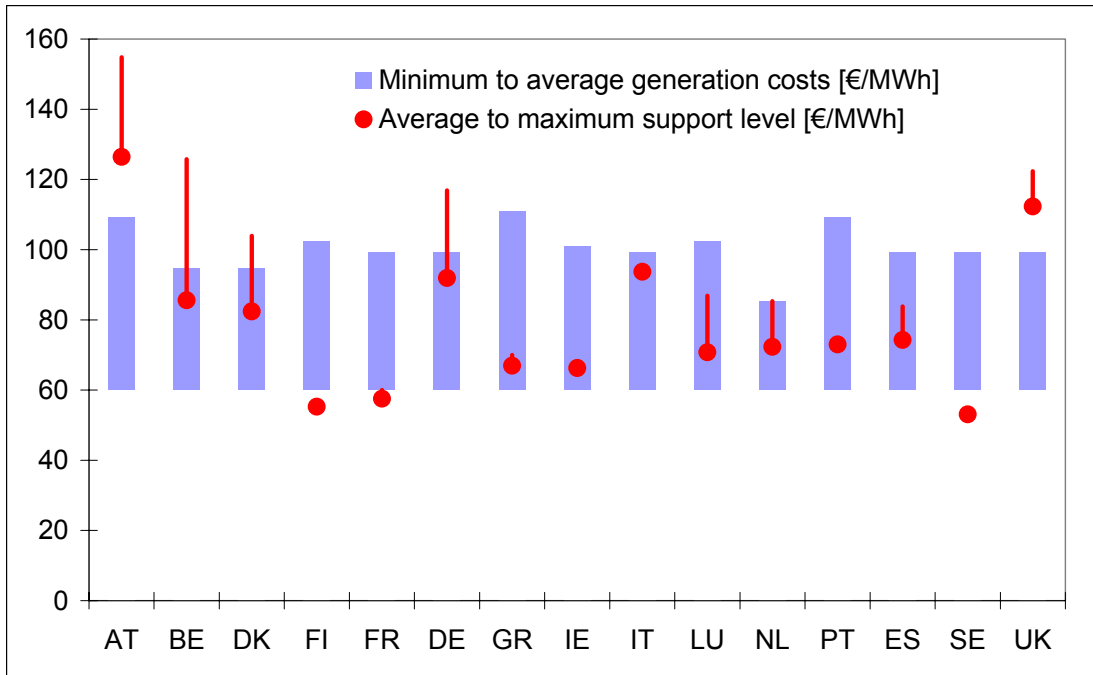


Figure 8:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of agricultural biogas in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

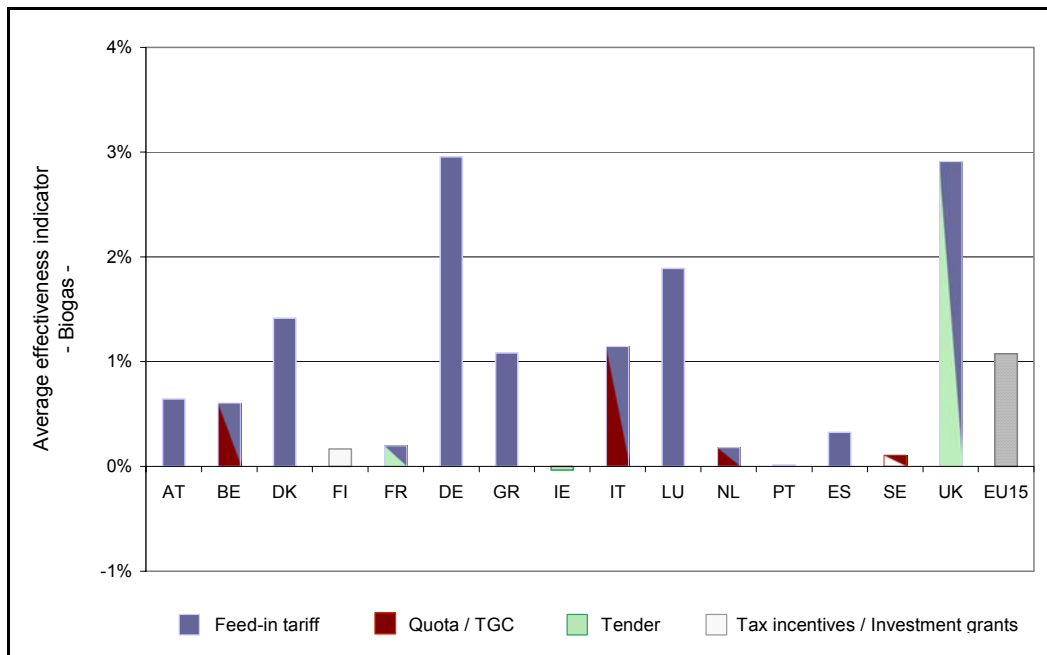


Figure 9:
Effectiveness indicator for biogas electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

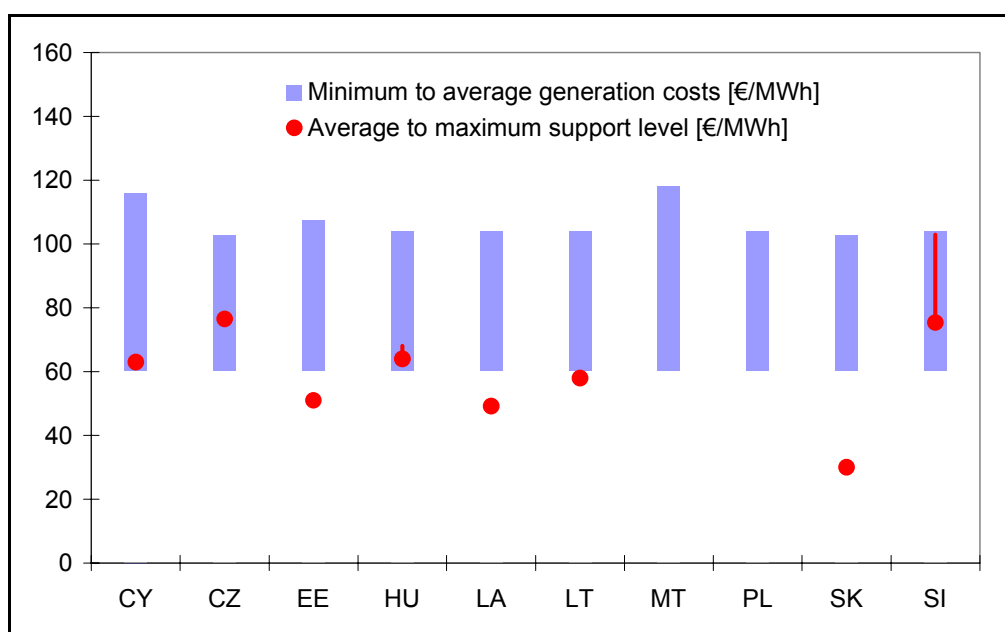


Figure 10:
Price ranges (average to maximum support) for supported agricultural biogas in EU-10 member states

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).

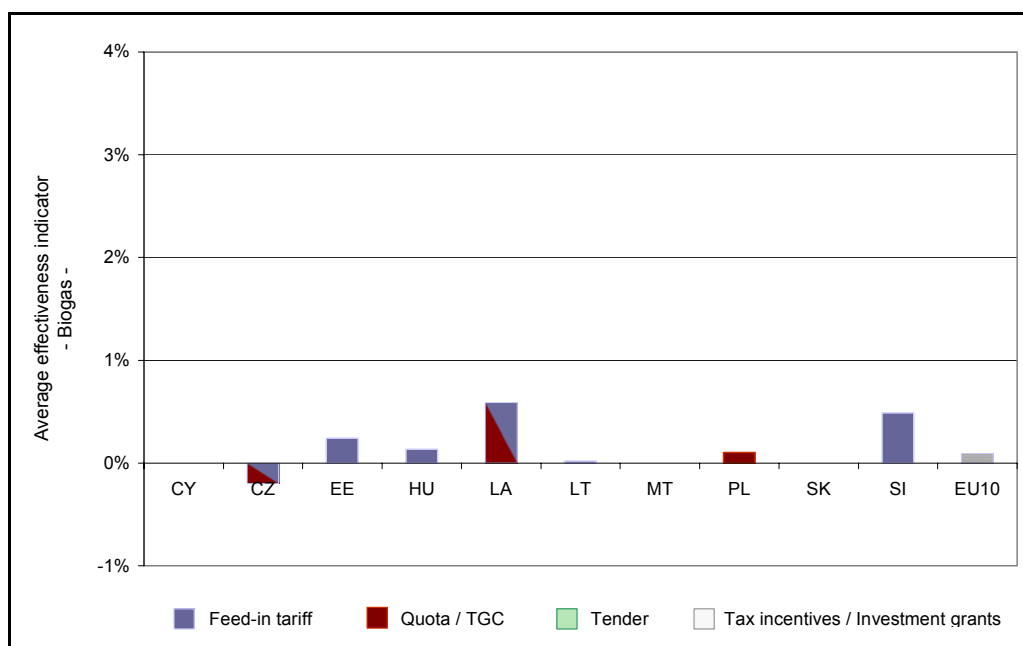


Figure 11:

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.

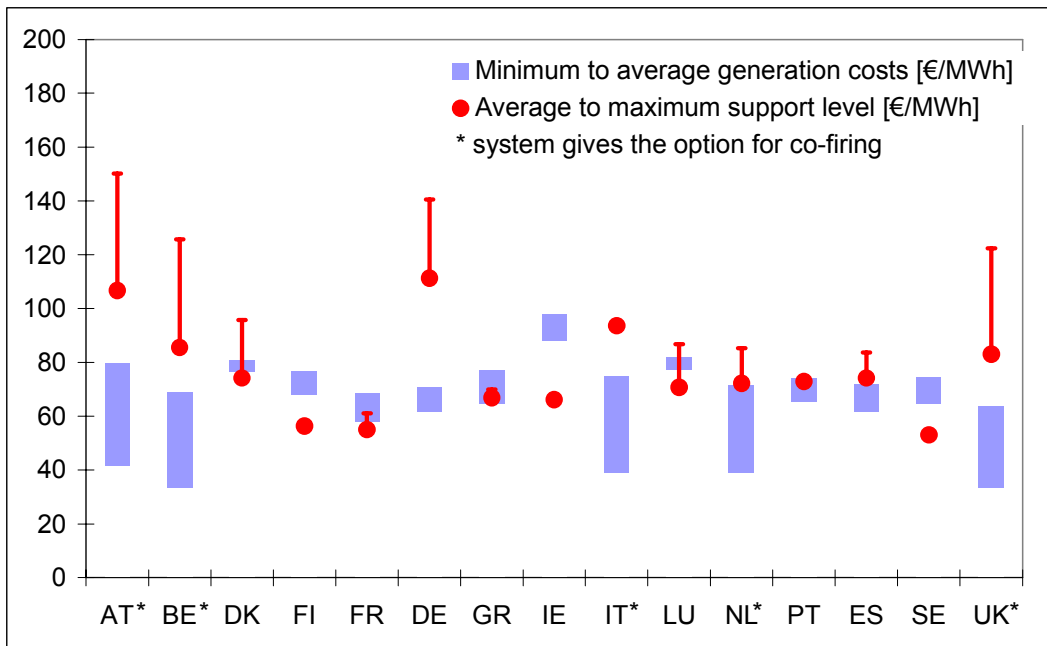


Figure 12:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-15 member states (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

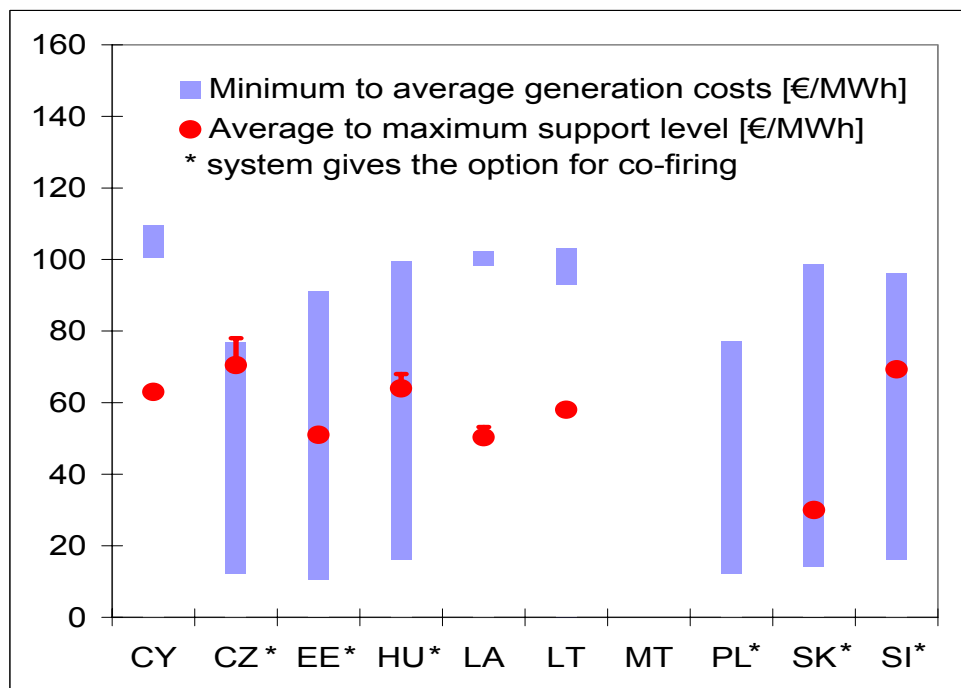


Figure 13:
Price ranges (average to maximum support) for supported biomass electricity production from forestry residues in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

* = 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.

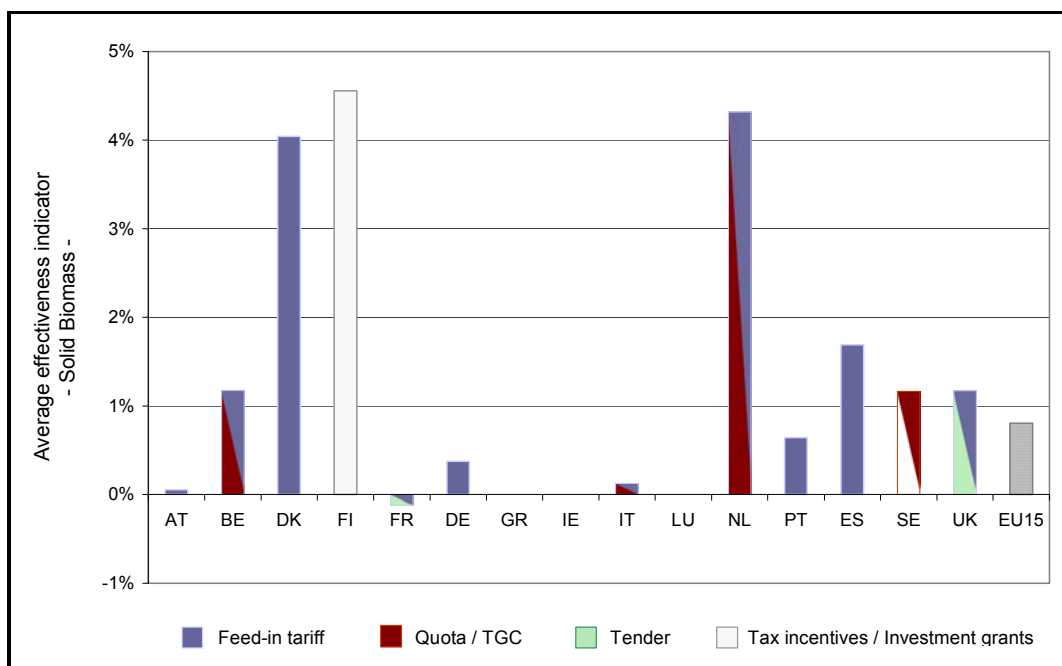
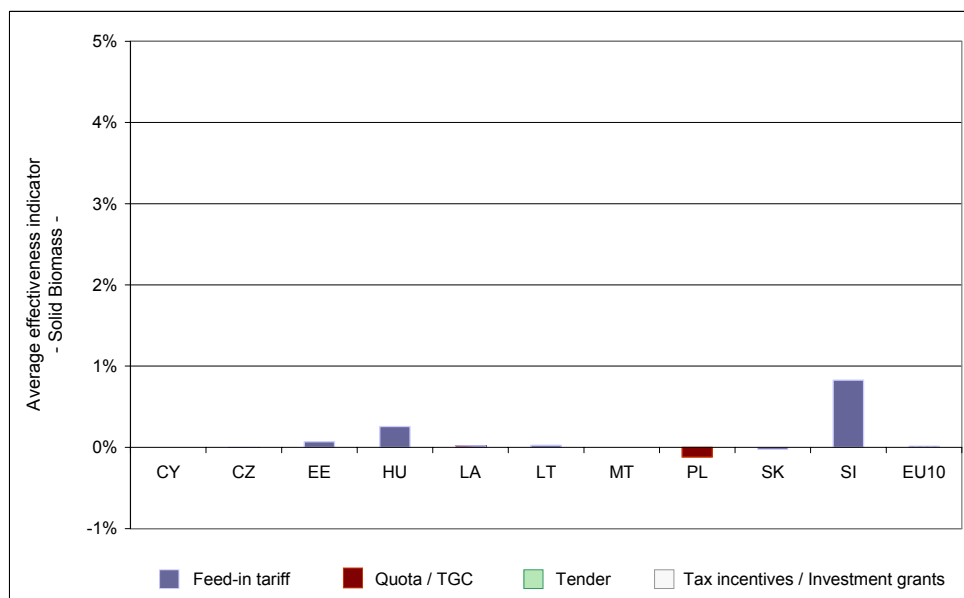


Figure 14: Effectiveness indicator for biomass electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.



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.

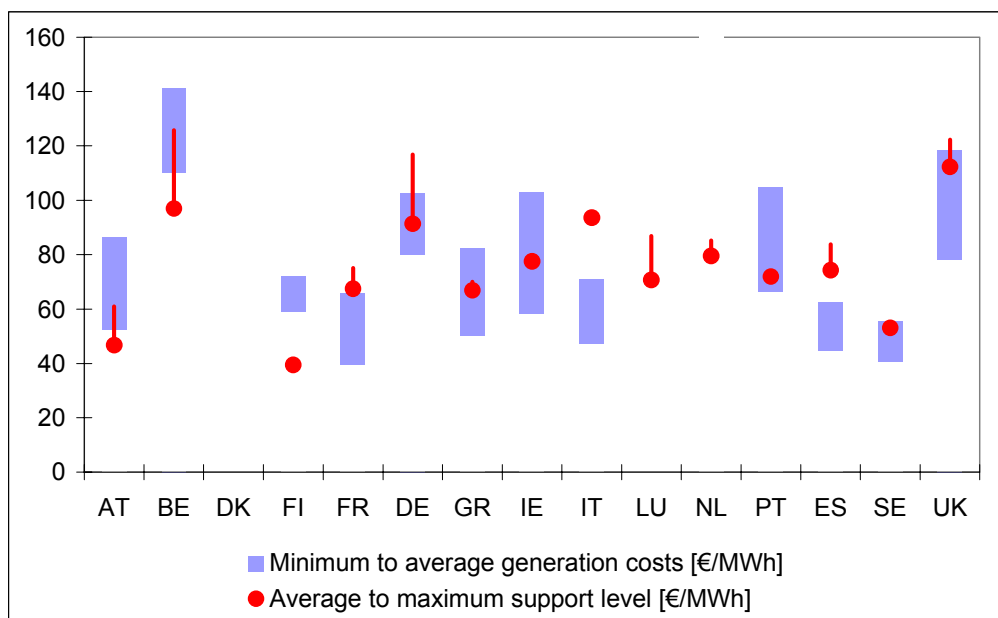


Figure 16: Price ranges (average to maximum support) for direct support of **small-scale hydro** in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

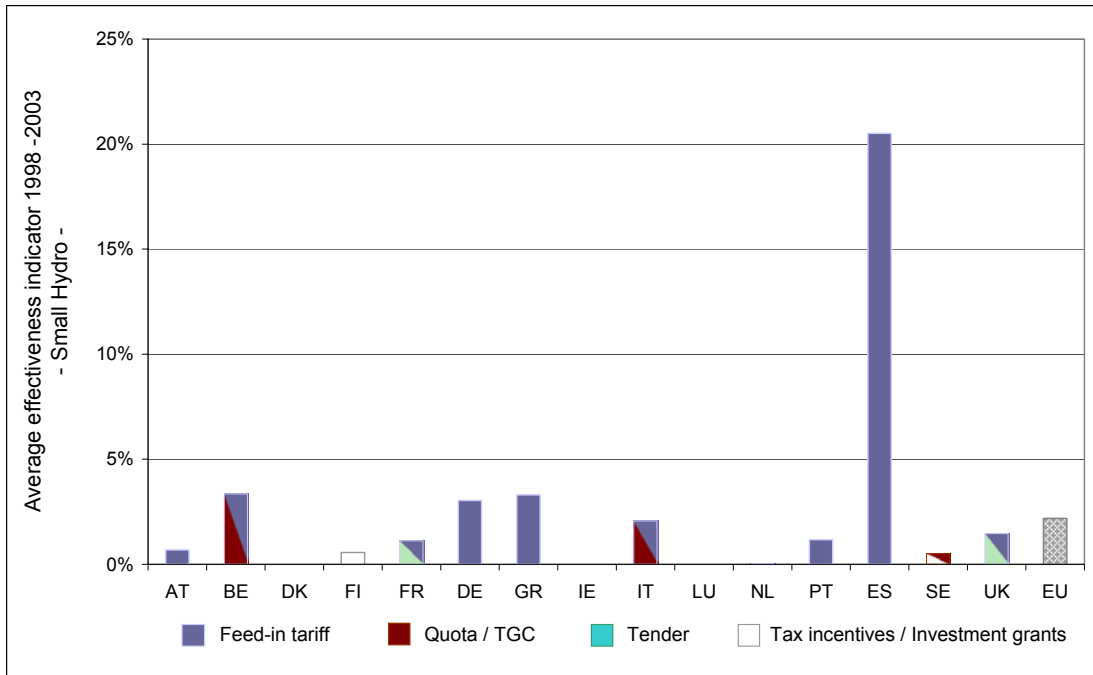


Figure 17: Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

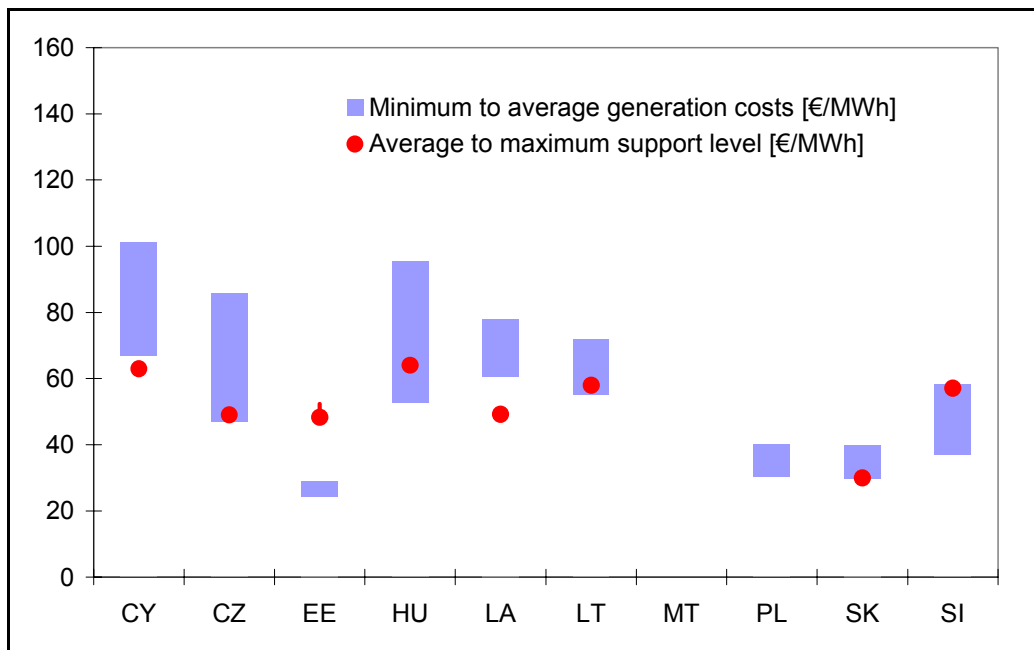


Figure 18: Price ranges (average to maximum support) for direct support of small-scale hydro in EU-10 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

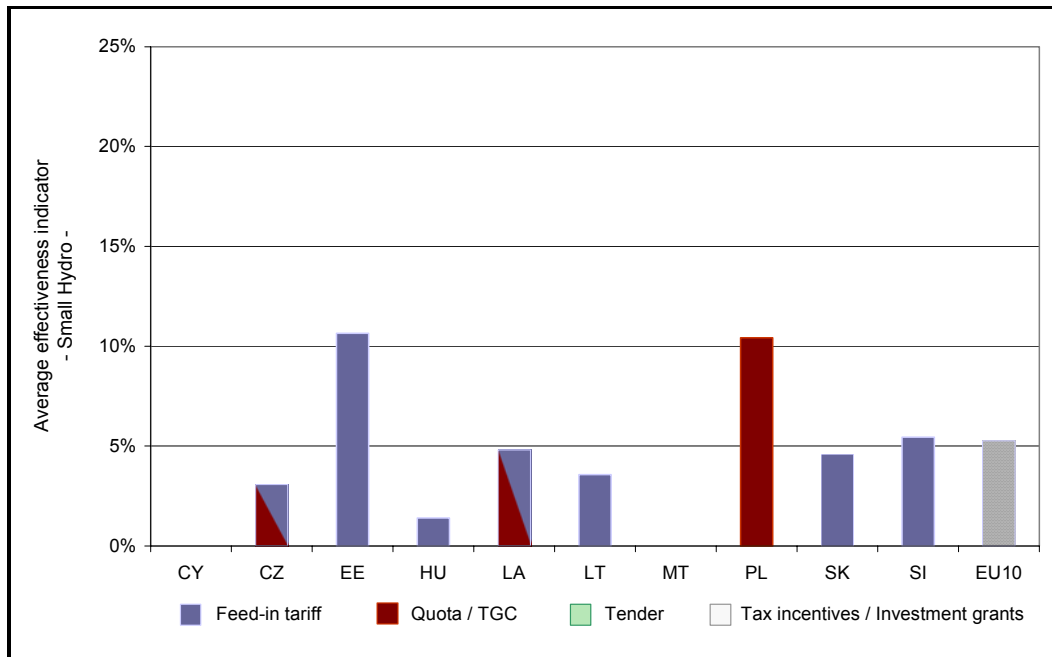


Figure 19:
Effectiveness indicator for small hydro electricity in the period 1998-2003. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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.

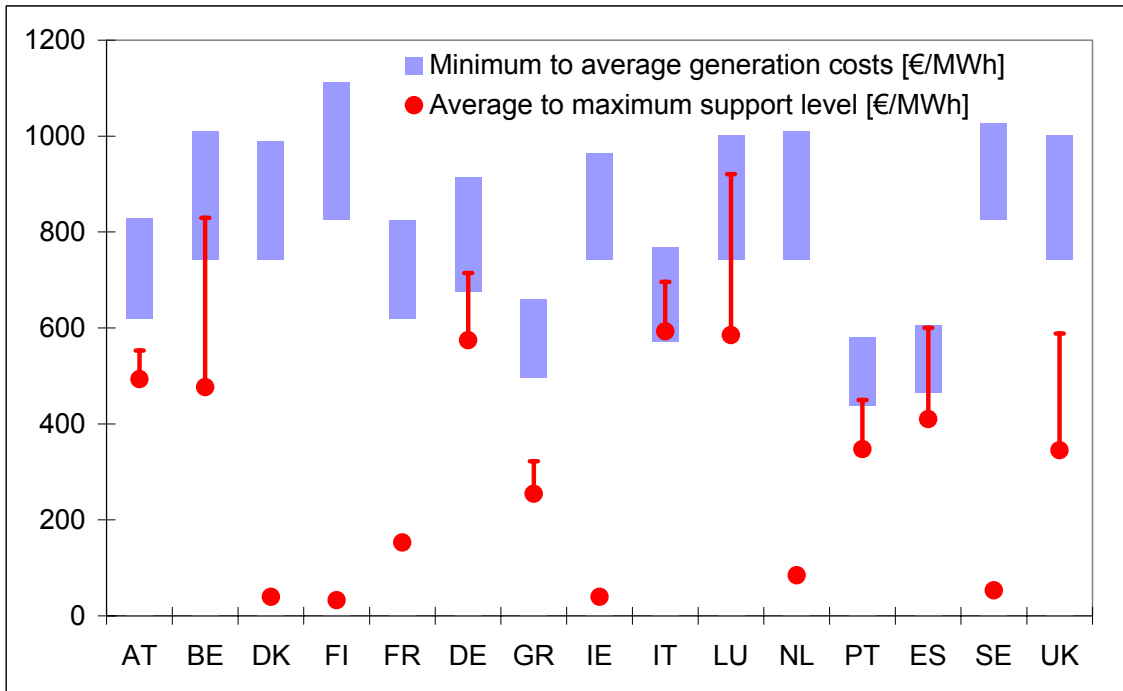


Figure 20:
Price ranges (average to maximum support) for direct support of photovoltaic electricity in EU-15 Member States (average tariffs are indicative) compared to the long-term marginal generation costs (minimum to average costs).

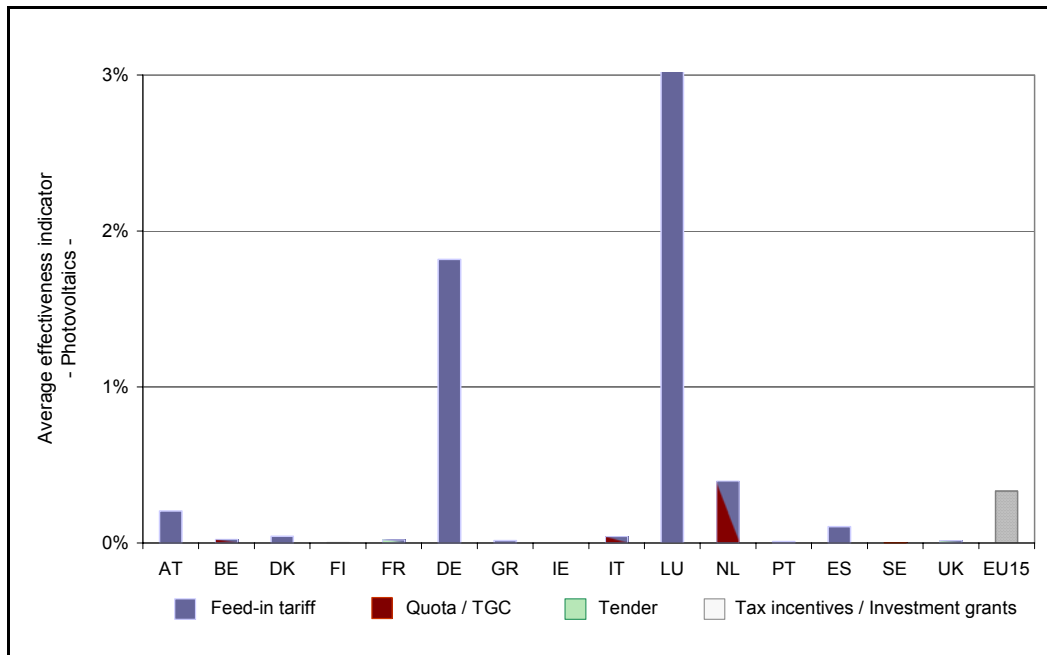


Figure 21:
Effectiveness indicator for photovoltaic electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

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:

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

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.

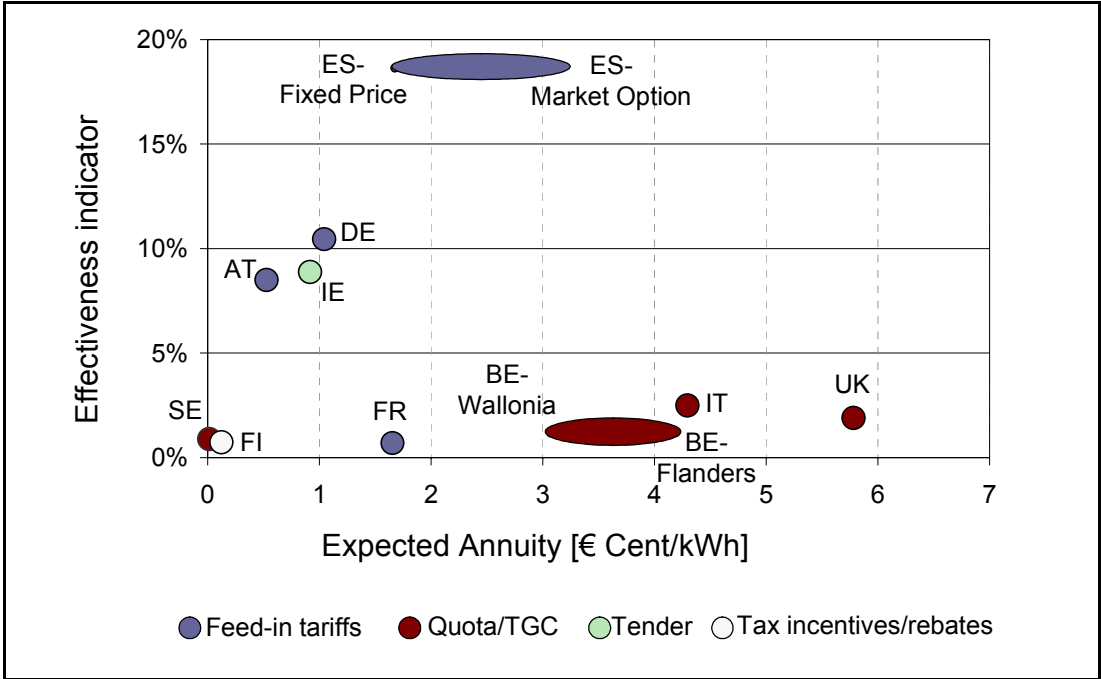


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

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.

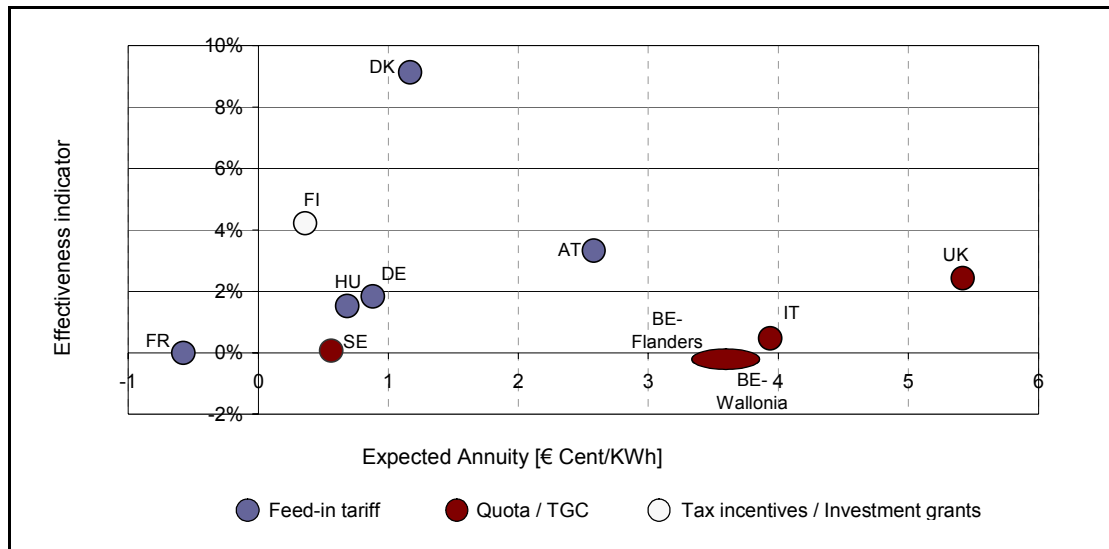


Figure 2: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. BIOMASS

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).

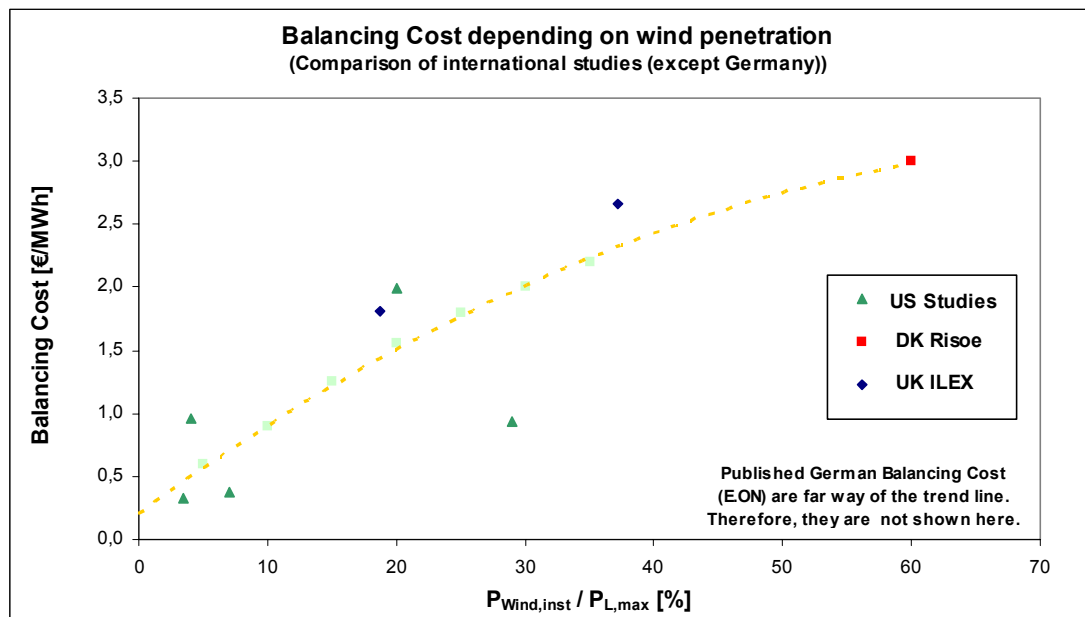


Figure 1:
Comparison of international studies on additional balancing cost due to large-scale intermittent wind integration.

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%.

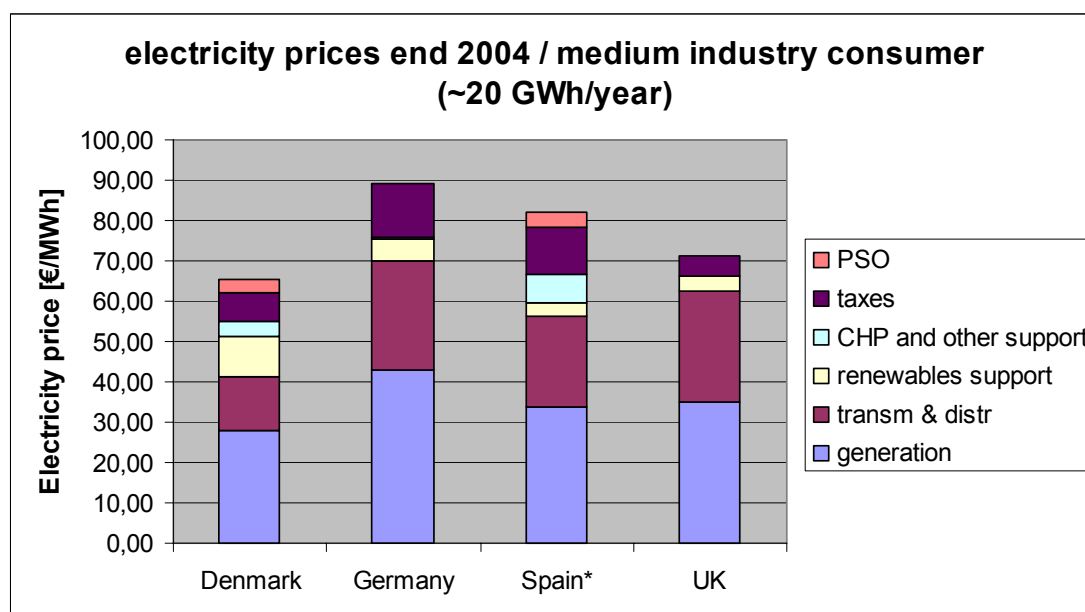


Figure 2: Approximate breakdown of electricity prices. European Commission, own estimation⁴⁷. * No tax is considered for Spain.

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

<i>EU-10</i>			
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.