

**CO₂-emissiereductie bij
elektriciteitsproductie uit
windenergie**

Literatuurstudie

CO₂-emissiereductie bij elektriciteitsproductie uit windenergie

Literatuurstudie

Opdrachtgever : MiNa-Raad Vlaanderen
3E Referentie : BPS171
Auteur : Achim Woyte, Geert Dooms, Geert Palmers
Datum : 30/05/2006

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	3
Verklarende woordenlijst en afkortingen	4
1 Inleiding	6
2 Besproken studies	7
2.1 België.....	7
2.2 Duitsland	7
2.3 Republiek Ierland.....	7
2.4 Scandinavië en Finland	8
2.5 Verenigd Koninkrijk	8
3 Overzicht	9
3.1 Randvoorwaarden en veronderstellingen	9
3.2 Conclusies van de besproken studies.....	14
4 Discussie.....	16
4.1 Internationale vergelijking	16
4.2 Discussiepunten voor België en Vlaanderen	17
Annex: Bespreking van de methodologie voor België	20
Referenties.....	22

Verklarende woordenlijst en afkortingen

Advanced priority listing	Geavanceerde methode voor de rangschikking van stuurbare centrales volgens een prioriteitenlijst; een Nederlandse term hiervoor is niet gebruikelijk
Day-ahead	Eén dag op voorhand; in deze context gebruikt voor de nominatie van injecties of afnames van elektriciteit telkens op de middag vóór het volgende etmaal; een Nederlandse term hiervoor is niet gebruikelijk
Dena	Deutsche Energieagentur, Duits federaal energieagentschap
DK	Denemarken; het westen en het oosten van Denemarken behoren tot verschillende synchrone zones
DTI	Department of Trade and Industry, Afdeling van de Britse overheid belast met energie
GB	Groot-Brittannië, het Verenigd Koninkrijk zonder Noord-Ierland; Groot-Brittannië en het eiland Ierland vormen elk een aparte synchrone zone
EMPS	Multi-area Power Market Simulator, programma voor de simulatie van elektriciteitsmarkten op wekelijkse basis, ontwikkeld door Sintef in Noorwegen
Intra-day	Binnen dezelfde dag; in deze context gebruikt voor de nominatie van injecties of afnames gedurende de dag van de realisatie tot één uur vóór de realisatie; een Nederlandse term hiervoor is niet gebruikelijk
Kortetermijnvoorspellingen	Voorspellingen van de elektriciteitsproductie uit windenergie met een tijdshorizon van enkele uren tot twee dagen; zij dienen om de verwachte windenergieproductie day-ahead of intra-day te nomineren
NI	Noord-Ierland
Noord-Europa	Denemarken, Zweden, Noorwegen, Finland en IJsland; in de Engelstalige literatuur worden deze landen de <i>Nordic Countries</i> genoemd
NORDEL	Organisatie voor de samenwerking tussen de transmissie-netbeheerders in Noord-Europa; de elektriciteitsnetten van de NORDEL-leden vormen een synchrone zone in Noord-Europa
Nord Pool	Naam van de gemeenschappelijke elektriciteitsmarkt in Noord-Europa
PROMIX	Programma voor de simulatie van de operationele status van elektriciteitscentrales op uurbasis, ontwikkeld door de afdeling Toegepaste Mechanica en Energieconversie aan de Katholieke Universiteit Leuven
SIVAEL	Simulatiemodel voor de planning van de opwekking van elektriciteit en warmte op uurbasis, ontwikkeld door de voormalige netbeheerder Eltra in Denemarken

STEG-centrale	Stoom- en gascentrale
Synchrone zone	verzameling van met elkaar verbonden elektriciteitsnetten die synchroon, dat wil zeggen met dezelfde netfrequentie, uitgbaat worden
Unit commitment	Engelse term voor de beschrijving van het beschikbaar stellen van centrales en de daarvoor gehanteerde criteria; een Nederlandse term hiervoor is niet gebruikelijk
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Unie voor de coördinatie van de transmissie van elektriciteit; de elektriciteitsnetten van de UCTE-leden vormen een synchrone zone in Europa
WKK	Warmtekrachtkoppeling

1 Inleiding

Hernieuwbare energiebronnen worden ingezet met het oog op lagere milieu-impact en CO₂-emissie in het bijzonder, en een grotere diversificatie van de energievoorziening door het gebruik van inheemse bronnen. Verschillende studies maken schattingen wat de bijdrage kan zijn van hernieuwbare energie tot de beleidsdoelstellingen inzake CO₂-emissiereductie in Vlaanderen, België en andere lidstaten van de Europese Unie. De studies geven soms uiteenlopende resultaten voornamelijk als gevolg van verschillende veronderstellingen met betrekking tot de starheid van het energiesysteem en daarmee de capaciteit om op intelligente en efficiënte wijze om te gaan met de variatie in aanbod- en vraag. Om de verscheidene resultaten deskundig te interpreteren is kennis van de aan de basis liggende veronderstellingen noodzakelijk.

Deze beperkte literatuurstudie wil een inzicht geven in de gebruikte methodologieën om de impact van niet-gestuurde bronnen op de CO₂-emissies van de elektriciteitsvoorziening te karakteriseren. De studie bevat geen eigen onderzoeksresultaten maar ze laat toe om de resultaten van bestaande studies te duiden in het licht van technisch mogelijke en/of verwachte trends in het energiesysteem van de toekomst. Ze opent de discussie over de nodige aanpassingen voor de integratie van windenergie in het productiepark en waar verder onderzoek nodig is, stelt zij de gepaste vragen. Daarbij wordt bijzondere aandacht besteed aan de situatie in België en specifiek Vlaanderen.

Deze literatuurstudie is in het bijzonder gericht op de CO₂-mindering verbonden aan de elektriciteitsproductie uit windenergie. Hiervoor wordt de CO₂-emissie aangerekend die vermeden wordt door substitutie van elektriciteit uit fossiele brandstoffen door elektriciteit uit windenergie. Om de netto-CO₂-mindering realistisch te berekenen wordt verder rekening gehouden met de invloed van de variabiliteit van de windenergieproductie op het globaal rendement van het centralepark. Bij een diepe windenergiepenetratie mag men verwachten dat vergeleken met de vroegere situatie verhoogde regelvermogens en reserves nodig zullen zijn om deze schommelingen op te vangen met als gevolg de frequentere inzet van fossiel gestookte centrales op sub-optimale werkingspunten. Dit effect zal met toenemende windenergiepenetratie vermoedelijk leiden tot afnemende waarden voor de CO₂-mindering per megawattuur uit windenergie. De studie vergelijkt de te verwachten netto-CO₂-mindering rekening houdend met dit effect volgens de verschillende berekeningen. De studie kijkt verder ook naar het bijkomend vereiste regelvermogen voor de integratie van grote windvermogens in het productiepark. Aangezien de definities voor verschillende vormen van regelvermogen en reserves niet consistent zijn in de beschouwde studies, zijn de aangegeven waarden voor regelvermogen vooral indicatief.

Deze literatuurstudie behandelt niet het capaciteitskrediet voor windenergie. Het capaciteitskrediet beschrijft het centraal stuurbaar geïnstalleerd vermogen dat gesubstitueerd kan worden door een bijkomend geïnstalleerde hoeveelheid windvermogen met gelijkblijvende betrouwbaarheid van de voorziening. Het capaciteitskrediet wordt bijvoorbeeld behandeld in [VanH 04, Gie 05] en ook in de hier behandelde studies komt het capaciteitskrediet aan bod met relatief gelijklopende resultaten. De literatuurstudie behandelt ook niet de invloed van windenergie op de uitbating van transmissie en distributienetten en de nodige investeringen. Informatie over deze problematiek is beschikbaar bijvoorbeeld in [VanH 05, Woy 05] en specifiek voor offshore windenergie in België in het ontwikkelingsplan van Elia [Elia 05]. Uiteindelijk behandelt deze studie ook niet de bijkomende kost die gepaard gaat met grootschalige invoering van windenergie voor het nodige regelvermogen. Dit onderwerp wordt wel behandeld in de meeste van de beschouwde nationale studies. Ook de bepaling of beoordeling van maximaal mogelijke penetratiegraden of van scenario's van het geïnstalleerd windvermogen maakt geen deel uit van deze studie. Tenslotte behandelt de studie geen andere variabele bronnen zoals zonne-energie of kleine waterkracht omdat in Vlaanderen en België de fractie van elektriciteit uit deze bronnen gedurende de komende 20 jaar relatief klein zal blijven vergeleken met deze uit windenergie.

De literatuurstudie begint met een overzicht van de beschouwde studies uit verschillende Europese landen in Hoofdstuk 2. De randvoorwaarden en veronderstellingen aan de basis van de verschillende studies worden opgelijst in Hoofdstuk 3. Hoofdstuk 4 bevat de discussie van de bekomen resultaten met de bedoeling om mogelijke verschillen te verklaren en verder ter discussie te stellen waar aangegeven. In deze discussie is bijzondere aandacht besteed aan de situatie in België en Vlaanderen.

2 Besproken studies

In verschillende Europese landen werden reeds studies uitgevoerd over de invloed van de elektriciteitsproductie uit windenergie op de uitbating van het bestaande centralepark en de gevolgen voor de totale CO₂-uitstoot.

Studies uit de volgende landen of regio's worden besproken:

- België,
- Ierland,
- Verenigd Koninkrijk,
- Duitsland,
- Noord-Europa.

Dikwijls vormen studies van verschillende auteurs een geheel voor de beschouwing van de situatie in een specifiek land. We sommen hier de meest belangrijke studies op per land met een korte uitleg over hun achtergrond.

2.1 België

In de doctoraatsthesis van J. Soens [Soe 05], Hoofdstuk 6, wordt de invloed van windenergie op de potentiële vermindering van CO₂-uitstoot van het Belgische centralepark geschat. Soens baseert zijn studie op statistische tijdreeksen van de gemeten windsnelheid op verschillende plaatsen. Hij berekent hieruit de zogenaamde "betrouwbare windenergiegeneratie." Met behulp van het rekenprogramma PROMIX berekent hij in een volgende stap de relatieve CO₂-mindering bij verschillende geïnstalleerde windenergievermogens en voor verschillende betrouwbaarheidsniveaus.

Het programma PROMIX werd ontwikkeld aan de K.U.Leuven door K. Voorspools, W. D'haeseleer en anderen. De beschikbaarheid van centrales wordt in het algemeen beschreven door het zogenaamde *unit commitment*. In PROMIX gebeurt dit unit commitment met behulp van een *advanced priority listing*; de stuurbare centrales worden dus gerangschikt volgens een prioriteitenlijst. Deze prioriteitenlijst wordt opgesteld op basis van de marginale productiekost, rekening houdend met technische randvoorwaarden. Soens [Soe 05] refereert voor de beschrijving van PROMIX naar [Voo 00a] en [Voo 04]. Een gedetailleerde beschrijving van PROMIX is ook beschikbaar in [Voo 00b].

2.2 Duitsland

De zogenaamde Dena-studie [Dena 05] werd uitgevoerd in opdracht van de Deutsche Energieagentur (Dena). In deel 3 beschouwt de Dena-studie de gevolgen van de verdere uitbouw van de windenergie in Duitsland op het centralepark. De studie becijfert het nodige bijkomende regelvermogen voor de integratie van 36 GW geïnstalleerd windvermogen rond het jaar 2015. De auteurs houden hierbij rekening met kortetermijnvoorspellingen voor de windenergieproductie en op lange termijn ook met de verwachte aanpassingen van het centralepark ten gevolge van veranderende randvoorwaarden: stillegging van nucleaire centrales, de toenemende volatiliteit van de elektriciteitsmarkt, emissiehandel en de brandstofprijzen.

2.3 Republiek Ierland

Het Ierse elektriciteitsnet vormt een relatief kleine aparte synchrone zone. Het strekt zich uit over de Republiek Ierland en Noord-Ierland en het is via een gelijkstroomverbinding geconnecteerd met het net van Groot-Brittannië. Het geïnstalleerde windenergievermogen in de Republiek Ierland bedroeg 500 MW einde 2005. Dit vermogen is groot in verhouding tot de piekbelasting van 4.2 GW. De invloed van windenergie op het productiepark en zijn CO₂-uitstoot werd dan ook door verschillende auteurs in detail onderzocht.

De transmissienetbeheerder ESB National Grid heeft de invloed van 500 tot 3500 MW geïnstalleerd windvermogen op het centralepark in de Republiek Ierland onderzocht in [ESB 04]. De studie is gebaseerd op een statistische analyse van gemeten windsnelheids- en vermogendata en meer bepaald op de statistische verdeling van fluctuaties van de verwachte productie van uur tot uur. De studie van ESB National Grid beschouwt geen kortetermijnvoorspellingen.

Een verdergaande studie van het University College Dublin in samenwerking met ESB National Grid behandelt de systeemkosten en de uitstoot van CO₂ en andere schadelijke emissies verder in detail [Doh 04]. In deze studie worden verschillende scenario's bestudeerd: een base case zonder windenergie, windenergie als negatieve belasting zonder invloed op het unit committent en een scenario rekening houdend met kortetermijnvoorspellingen voor een geïnstalleerd windvermogen van 1500 MW.

2.4 Scandinavië en Finland

In de doctoraatsthesis van H. Holttinen [Hol 04] wordt de invloed van windenergie op het energiesysteem en de uitbating van het centralepark onderzocht. Holttinen houdt daarbij rekening met het gebruik van kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie. Haar werk is in essentie een verzameling van wetenschappelijke publicaties over verschillende detailspecten van de invloed van windenergie op de elektriciteitsproductie. De volgende studies betreffen specifiek de invloed van windenergie op regelvermogen en CO₂-uitstoot:

- Een studie over de variabiliteit van de windenergieproductie in de verschillende landen, gebaseerd op tijdreeksen van de windsnelheid op uurbasis [Hol 05].
- Een gedetailleerde analyse van het thermische centralepark in het westen van Denemarken, ook met een resolutie van één uur [Hol 03]. De berekeningen gebeurden met het simulatiemodel SIVAEL dat in Denemarken ontwikkeld werd als planningstool. SIVAEL is een dispatch en unit commitment model met een resolutie van één uur [Ped 90].
- Een meer algemene berekening van de CO₂-mindering die bereikt kan worden door het gebruik van windenergie in Scandinavië en Finland [Hol 04b]. Deze berekening gebeurde op basis van wekelijkse data met de marktsimulator EMPS. EMPS werd ontwikkeld door Sintef in Noorwegen voor de planning van waterkrachtcentrales en de voorspelling van marktprijzen voor elektriciteit.

2.5 Verenigd Koninkrijk

Zoals in Ierland vormt ook het elektriciteitsnet van Groot-Brittannië (Verenigd Koninkrijk zonder Noord-Ierland) een aparte synchrone zone, gekoppeld via gelijkstroomverbindingen met Noord-Ierland en Frankrijk.

In het Verenigd Koninkrijk werd door het Department of Trade and Industry (DTI) een studie in opdracht gegeven over de additionele systeemkosten van hernieuwbare energie in 2020 [Ilex 02]. De studie werd uitgevoerd door het adviesbureau ILEX Energy Consulting en de Universiteit van Manchester. Een verdergaande publicatie die aansluit op deze studie maakt een schatting van het nodige regelvermogen [Dal 03]. De resultaten zijn gebaseerd op het capaciteitskrediet van de windenergieproductie die bepaald werd op de basis van tijdreeksen. In [Dal 04] geven de auteurs ook een schatting van de bijkomende emissies als gevolg van lagere rendementen van thermische centrales die dan vaker werken in deellast.

3 Overzicht

3.1 Randvoorwaarden en veronderstellingen

Tabel 1 geeft een overzicht van de meest belangrijke randvoorwaarden en veronderstellingen in de verschillende studies. Daarbij vermelden we enkel die randvoorwaarden die een significante invloed hebben op het resultaat. De volgende criteria worden in kaart gebracht:

Windstatistiek

Om de invloed van de windenergieproductie op het centralepark te bepalen moeten de stochastische eigenschappen van het ogenblikkelijk windvermogen gemodelleerd worden. De optredenswaarschijnlijkheid van een specifiek vermogen wordt beschreven door een waarschijnlijkheidsdistributie. De variatie in de tijd wordt beschreven door de autocorrelatie. Uitmiddelingseffecten door de ruimtelijke spreiding van windturbines worden beschreven door de kruiscorrelatie. Voor de simulatie van het centralepark bestaat nu de mogelijkheid om te werken met:

- ofwel gemeten tijdreeksen over een langere termijn waarbij de stochastische eigenschappen impliciet exemplarisch benaderd worden,
- ofwel wiskundige modellen waarin de stochastische eigenschappen zelf verwerkt worden,
- ofwel synthetische tijdreeksen berekend door de computer op basis van de stochastische eigenschappen.

Kortetermijnvoorspellingen

Voorspellingen van de windenergieproductie op korte termijn (*day-ahead* of *intra-day*) kunnen gebruikt worden om rekening te houden met de verwachte windenergieproductie bij het plannen van de productie één dag op voorhand en binnen de dag tot één uur voor de levering. Kortetermijnvoorspellingen zijn nooit perfect en de voorspellingsfout neemt toe met een toenemende voorspellingshorizon. Door het gebruik van kortetermijnvoorspellingen wordt het vereiste regelvermogen voor vereffening van schommelingen in de windenergieproductie gereduceerd. Het vereiste regelvermogen komt dan overeen met de voorspellingsfout. In België werden eind 2006 voor zo'n 11% van het geïnstalleerde windvermogen dagelijkse kortetermijnvoorspellingen berekend. In het Belgisch regulerend kader gebeurt dit vandaag meestal in opdracht van de toegangsverantwoordelijke.

Ontwikkeling van het productiepark

Bij de beschouwing van scenario's van de windenergieproductie over vijf tot tien jaar is het nuttig ook rekening te houden met de te verwachten veranderingen die het productiepark zou kunnen ondergaan. Het park kan veranderingen ondergaan wegens: de windenergieproductie zelf; de vrijmaking van de elektriciteitsmarkten en een daaraan gelinkte algemene trend naar centrales met lage kapitaal-kosten; veranderingen in de vraag of politieke beslissingen zoals emissiehandel, hernieuwbare energiequota of de sluiting of opening van kerncentrales.

Invloed van import/export mee bestudeerd

In de meeste studies wordt een regelzone, een land of de ruimte van een gemeenschappelijke elektriciteitsmarkt beschouwd als afgesloten. In de praktijk is er handel mogelijk tussen regelzones. Deze is vandaag beperkt en de reservering van transmissiecapaciteit over de grens moet ten laatste een dag op voorhand gebeuren. Op langere termijn is een toename van de mogelijkheden voor handel over de grens ook op korte termijn (*day-ahead* en *intra-day*) te verwachten [Mee 05].

Karakteristieke gegevens van het huidige productiepark

De karakteristieke gegevens van het huidige productiepark worden beschreven in Tabel 2. We tonen deze data om de situaties in verschillende landen in verhouding te kunnen zetten tot elkaar. Belangrijk

is de verhouding van het geïnstalleerd windvermogen tot de piekvraag en de minimumvraag. Daarnaast hebben kerncentrales en waterkrachtcentrales met stuwmeren een grote invloed op de flexibiliteit van het productiepark. Kerncentrales dekken traditioneel de basisbelasting. Ze moeten bij voorkeur altijd draaien op maximaal vermogen en kunnen beschouwd worden als niet stuurbaar. Ook waterkracht wordt bij voorkeur gebruikt om de basisbelasting te dekken. Waterkrachtcentrales met stuwmeren vertonen echter ook een heel korte reactietijd en het stuwmeer kan dienen als buffer voor tijdelijke schommelingen. Waterkrachtcentrales worden daarom ook ingezet voor de levering van regelvermogen. Ze introduceren flexibiliteit in het productiepark.

Tabel 1: Methodologie, veronderstellingen en randvoorwaarden van de onderzochte studies uit Hoofdstuk 2

	België	Duitsland	Republiek Ierland	Noord-Europa (specifiek West-Denemarken)	Verenigd Koninkrijk
Windstatistiek	<ul style="list-style-type: none"> synthetische reeksen uit empirische data, aggregatie over de regelzone autocorrelatie met behulp van Markov-ketens reductie op betrouwbare windenergiegeneratie: minimumproductie over 1 uur, 6 uur, 24 uur 	<ul style="list-style-type: none"> waarschijnlijkheidsdistributie op basis van empirische data, reeds geaggregeerd voor de regelzones geen autocorrelatie 	<ul style="list-style-type: none"> gemeten tijdreeksen van windsnelheid en vermogens van bestaande windparken autocorrelatie door statistische verdeling van vermogenfluctuaties (transitiewaarschijnlijkheden) tijdsbasis voor de transitiewaarschijnlijkheden: 30 min, 60 min en 90 min 	<ul style="list-style-type: none"> gemeten waarden op uurbasis, op verschillende sites en geaggregeerd voor de markt simulatie: statistische weekprofielen gebaseerd op langetermijnmetingen geen model voor autocorrelatie (wel autocorrelatie van de gemeten realisaties) 	<ul style="list-style-type: none"> gemeten vermogens (30 min) gedurende 1.1 maanden aggregatie over de regelzone met introductie van kleine tijdsverschillen tussen sites als benadering voor de correlatie tussen sites geen model voor autocorrelatie (wel autocorrelatie van de gemeten realisaties)
Kortetermijnvoorspellingen	<ul style="list-style-type: none"> geen voorspellingen betrouwbare windenergiegeneratie gebruikt als input geen uitspraken over de interactie van voorspellingen en regelvermogen 	<ul style="list-style-type: none"> voorspellingen voor de regelzone, day-ahead en 4-uur-ahead regelvermogen uit centrale productie moet de voorspellingsfout compenseren 	<ul style="list-style-type: none"> geen voorspellingen vermeld in [ESB 04] verschil met en zonder voorspellingen onderzocht in [Doh 04] 	<ul style="list-style-type: none"> voorspellingen voor de regelzone, day-ahead en intra-day regelvermogen uit centrale productie moet de voorspellingsfout compenseren 	<ul style="list-style-type: none"> geen voorspellingen, windenergie wordt beschreven als "unpredictable" generatoren op biomassa en centrale productie moeten de variaties compenseren

	België	Duitsland	Republiek Ierland	Noord-Europa (specifiek West-Denemarken)	Verenigd Koninkrijk
Ontwikkeling v/h productiepark	huidig productiepark verondersteld met additioneel verspreidingsscenario's voor windenergie	verschillende scenario's tot 2015, rekening houdend met: <ul style="list-style-type: none"> ▪ sluiting 1/3 v/d kerncentrales ▪ volatiliteit o/d vrije energiemarkt ▪ verschuiving van steenkool naar gas ▪ emissiehandel 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Toename van het piekvermogen van 5 GW naar 6.5 GW na 2010 ▪ shift van steenkool naar gasturbines en STEG 	<p>huidige situatie en één scenario voor 2010 voor Noord-Europa rekening houdend met:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ sluiting van één kerncentrale ▪ verschuiving van steenkool naar STEG en WKK ▪ CO₂-heffing 	<p>grote hoeveelheid scenario's voor 2010/2020:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ wind/biomassa/andere hernieuwbare bronnen ▪ nucleaire/conventionele centrale productie ▪ ontwikkeling van de vraag
Involed van Import/Export meebestudeerd	neen	neen	neen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Involed van import/export bekeken voor West-Denemarken ▪ Gedeeltelijk: studie van de handel binnen de <i>Nord Pool</i> markt 	neen

Tabel 2. Geïnstalleerd vermogen in 2002, geïnstalleerd windenergievermogen einde 2005 en piek- en minimumbelasting¹

	België	Duitsland	Republiek Ierland	Denemarken	Finland	Zweden	Verenigd Koninkrijk
Thermisch fossiel [GW]	8.37 (53.6%)	80.37 (64.5%)	4.76 (87.4%)	10.19 (76.5%)	10.93 (65.7%)	7.38 (22.1%)	61.87 (78.8%)
Waterkracht [GW]	1.42 (9.1%) ²	8.26 (6.6%)	0.53 (9.7%)	0.01 (0.1%)	2.97 (17.9%)	16.14 (48.4%)	4.26 (5.4%)
Nucleair [GW]	5.76 (36.9%)	21.44 (17.2%)	-	-	2.67 (16.1%)	9.44 (28.3%)	12.10 (15.4%)
Wind (2002) [GW]	0.07 (0.4%)	14.61 (11.7%)	0.16 (2.9%)	3.12 (23.4%)	0.05 (0.3%)	0.40 (1.2%)	0.31 (0.4%)
Totaal (2002) [GW]	15.61 (100%)	124.67 (100%)	5.45 (100%)	13.31 (100%)	16.61 (100%)	33.36 (100%)	78.54 (100%)
Wind (2005) [GW]	0.17 (1.1%)	18.43 (14.8%)	0.50 (9.2%)	3.12 (23.4%)	0.08 (0.5%)	0.50 (1.5%)	1.35 (1.7%)
Piekbelasting [GW]	12.82	74	4.2	West DK: 3.68 ³ Oost DK: 2.68	14	26	GB: 62.6 ⁴ NI: 1.6
Minimumbelasting [GW]	6	38	1.5	West DK: 1.2 Oost DK: 0.8	niet bekend	9.2	GB: 21.1 NI: niet bekend
Nettoverbruik [TWh]	79.7	509	23.0	32.4	80.8	129.8	337

¹ De data zijn geheel overgenomen van [VanH 05] en [Woy 05a]; zij zijn gebaseerd op Eurostat [Eur 04] en andere nationale informatiebronnen. De windenergievermogens van 2005 komen uit [EWEA 06]; de aangegeven percentages zijn gerelateerd aan het totaal geïnstalleerd vermogen in 2002.

² Van dit vermogen zijn 1.31 GW pompslag. Het vermogen kan na een pompeurt ontwikkeld worden gedurende 4 uur. De pompcentrale is daarmee tijdelijk beschikbaar voor de levering van regelvermogen maar niet voor de dekking van de basisbelasting. Eurostat [Eur 04] maakt in de statistiek van geïnstalleerde capaciteit hiervoor geen onderscheid.

³ Het Deense transmissienet bestaat uit twee aparte synchrone zones: West DK (synchroon met UCTE) en Oost DK (synchroon met Nordel).

⁴ Het Verenigd Koninkrijk beschikt over twee aparte synchrone zones: het eiland Groot-Brittannië (GB) als één zone en Noord-Ierland (NI, synchroon met het eiland Ierland).

3.2 Conclusies van de besproken studies

België

De Belgische studie [Soe 04] schat dat windenergie in België maximaal 4% kan bijdragen tot de potentiële vermindering van de CO₂-uitstoot van het Belgische centralepark. Deze waarde komt overeen met 700 MW geïnstalleerd windvermogen op plaatsen waar de gemiddelde windsnelheid hoog is. De gemiddelde CO₂-mindering die berekend werd voor dit scenario bedraagt 567 kg/MWh.

Voor bijkomend geïnstalleerd windvermogen is de toegevoegde waarde in termen van netto-CO₂-reductie volgens deze studie zeer laag. Soens pleit daarom ervoor dat de installatie van windturbines in België aangemoedigd wordt tot een totaal vermogen van ongeveer 500 tot 700 MW [Soe 04].

Duitsland

De Dena-studie besluit dat bij 36 GW geïnstalleerd windvermogen in Duitsland (dwz. 29% van het totaal geïnstalleerd vermogen in 2002) de windmolens geïnstalleerd na 2003 samen zo'n 12 tot 19 TWh elektriciteit zullen vervangen, bijna volledig uit steen- en bruinkoolcentrales.

Het door de windenergie vereiste regelvermogen zal dan gemiddeld 8% en maximaal 19% bedragen van het geïnstalleerde windvermogen.

De Dena-studie berekent ook de CO₂-mindering ten opzichte van 2003 door de installatie van bijkomend windvermogen. De CO₂-mindering door bijkomende windenergie zit in alle onderzochte scenario's tussen 400 en 800 kg/MWh. In het algemeen is de CO₂-mindering door windenergie lager in een scenario met emissiehandel aangezien in dit scenario de CO₂-uitstoot van het centralepark tegen 2015 in zijn geheel zal afnemen.

Republiek Ierland

De Ierse studies concluderen dat de integratie van tot 1500 MW op middellange termijn en tot 3500 MW op langere termijn mogelijk is met een verhoging van het totaal geïnstalleerd vermogen van 5000 MW naar 6500 MW.

Doherty et al. [Doh 04] berekenen onder meer het nodige regelvermogen één uur voor de levering (*hour ahead reserve*). Vergeleken met de base case zonder windenergie neemt dit toe met 35% van het geïnstalleerd windvermogen wanneer windenergie niet voorspeld en als negatieve belasting beschouwd wordt. Bij day-ahead voorspellingen bedraagt deze toename 11% en bij voorspellingen één uur op voorhand 2.4%. Bij gevolg is ook de mindering van CO₂ en andere emissies duidelijk groter bij toepassing van kortetermijnvoorspellingen.

Met toenemend geïnstalleerd windvermogen neemt de relatieve CO₂-mindering af van 590 kg/MWh bij 500 MW wind naar 470 kg/MWh bij 1500 MW wind. Bij 3500 MW bedraagt zij nog 330 kg/MWh. Hierbij is niet duidelijk op bij deze laatste cijfers reeds rekening werd gehouden met kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie.

Scandinavië en Finland

Holtinen [Hol 04] stelt voor Noord-Europa vast dat bij een windenergieproductie van 5%, 10% of 20% van de totale vraag een bijkomend regelvermogen vereist is van respectievelijk 1%, 2% of 4% van het geïnstalleerd windvermogen. De CO₂-mindering door windenergie bedraagt initieel 700 kg/MWh uit windenergie en ze zal verminderen tot 620 kg/MWh wanneer de windenergieproductie 10% van de jaarlijkse elektriciteitsvraag overschrijdt. In Noord-Europa wordt deze afnemende CO₂-mindering daardoor veroorzaakt dat windenergie bij hoge penetratiegraden niet enkel fossiele brandstof maar ook waterkracht substitueert.

Het productiepark in West-Denemarken verschilt duidelijk van de rest van Scandinavië en Finland. Het is gekarakteriseerd door een grote hoeveelheid aan decentrale productie-eenheden op basis van WKK en windenergie en zeer weinig waterkracht. In een aparte beschouwing voor West-Denemarken bedraagt de CO₂-mindering initieel 450 kg/MWh. Wanneer windenergie op jaarbasis 30 tot 40% van de

vraag dekt dan resulteert dit voor de bijkomende windenergieproductie in een CO₂-mindering van 350 kg/MWh [Hol 03].

Verenigd Koninkrijk

Dale et al. [Dal 03] schatten het bijkomende regelvermogen voor het balanceren van schommelingen uit de windenergieproductie rond 5% van het geïnstalleerde windvermogen wanneer 20% van het jaarverbruik gedekt wordt door windenergie. Zij schatten verder dat de emissievermindering door windenergie door bijkomende windturbines bij deze penetratie ongeveer 1% lager is dan voor de eerste geïnstalleerde turbines. De berekening van de geassocieerde CO₂-mindering worden in deze publicaties echter niet gedetailleerd.

4 Discussie

4.1 Internationale vergelijking

Regelvermogen

Het bijkomende regelvermogen dat nodig wordt door de introductie van windenergie verschilt sterk in de verschillende studies. De waarden van 1 tot 4% van het geïnstalleerd windvermogen zoals berekend voor Noord-Europa zijn opvallend laag. Zij zijn een gevolg van het grote aandeel aan waterkracht uit stuwmeren in deze landen.

Als we de situatie in het Verenigd Koninkrijk vergelijken met Noord-Europa en Duitsland lijkt de schatting van een bijkomende 5% regelvermogen in Groot-Brittannië eerder aan de lage kant. Aangezien de onderzochte publicaties de berekening niet detailleren, is het niet mogelijk om dit verder na te gaan. De studies uit Ierland en Duitsland (rekening houdend met day-ahead voorspellingen) komen in orde van grootte overeen.

Voor het fossiel gedomineerde productiepark in Duitsland werden waarden berekend van 8 tot 19% voor 36 GW geïnstalleerd windvermogen. Bij de berekening van het regelvermogen in Duitsland is rekening gehouden met de geplande kernuitstap, een verschuiving naar gasgestookte centrales en een vermindering van de elektriciteitsvraag.

De Belgische studie van Soens berekent het bijkomend vereiste regelvermogen niet maar zij bepaalt omgekeerd het vereiste betrouwbaarheidsniveau van de windenergiegeneratie zodanig dat het regelvermogen door het bestaande centralepark geleverd kan worden.

Vermindering van CO₂-emissies

De CO₂-vermindering door elektriciteitsproductie uit windenergie wordt in de beschouwde studies bekeken in de context van de emissies van het nationale productiepark. Daarbij wordt verondersteld dat het eerste megawattuur uit windenergie de elektriciteit vervangt met de hoogste marginale kost. Deze elektriciteit wordt altijd bespaard in steen- of bruinkoolcentrales, in STEG-centrales of in gasturbines. De specifieke combinatie van deze centraletypes bepaalt de CO₂-mindering per megawattuur. Bij hoge aardgasprijzen zal de elektriciteit met de hoogste marginale kost vooral in STEG-centrales geproduceerd worden en zal de initiële CO₂-mindering eerder aan de lage kant zijn. Een systeem van emissiehandel kan dan weer leiden tot de hoogste marginale kost in steenkoolcentrales en daarmee tot een hogere initiële CO₂-mindering. In de beschouwde studies zit de initiële CO₂-mindering in de orde van grootte van 450 tot 800 kg/MWh. Voor België werd 567 kg/MWh berekend op basis van het huidige centralepark voor windenergie op zee.

Wanneer windenergie meer dan 10% en tot 30% van de elektriciteitsvraag dekt wordt hiervoor in alle studies een vermindering van de CO₂-emissiereductie per megawattuur uit windenergie vastgesteld. Voor Noord-Europa is deze vooral te wijten aan het feit dat windenergie bij hoge penetratiegraden meer en meer ook waterkracht zal vervangen. Voor Duitsland, Ierland en ook het westen van Denemarken is deze vermindering vooral te wijten aan de verhoogde behoefte aan regelenergie en reserves die gepaard gaan met de inzet van deze generatoren op werkingspunten met suboptimale rendementen. De waarden voor CO₂-mindering door windenergie bij deze hoge penetraties worden voor Duitsland, Ierland en West-Denemarken berekend in de orde van grootte van 300 tot 400 kg/MWh.

In het bijzonder de Ierse studie [Doh 04] maakt in dit verband het belang duidelijk van kortetermijnvoorspellingen met mogelijkheden voor een regelmatige update van de nominatie bij voorkeur tot één uur voor de levering. Wanneer windenergie niet voorspeld wordt, blijven volgens de aanpak van Doherty et al. [Doh 04] alle thermische centrales operationeel. Het variabele windvermogen wordt geïnterpreteerd als negatieve vraag en verdeeld over de thermische centrales die daardoor gedurende langere tijd op minder efficiënte werkingspunten moeten draaien. In dit geval kan de bijkomende CO₂-mindering bij deze hoge penetratiegraden zelfs tegen nul gaan. Wanneer windenergie voorspeld wordt kan hiermee rekening gehouden worden tijdens het unit committent day-ahead of intra-day. In dit geval moeten de actieve centrales tijdens het uur van de levering enkel de voorspellingsfout mee com-

penseren. Des te beter de kwaliteit van deze voorspellingen, des te korter vóór het uur van opwekking de voorspelde productie genomineerd kan worden, des te minder regelvermogen nodig zal zijn.

In de Belgische studie leidt windenergie enerzijds tot een windvermogen van 5% van de piekbelasting tot een duidelijke CO₂-mindering, bijvoorbeeld gemiddeld 567 kg/MWh voor het scenario met windenergie geconcentreerd op zee. Anderzijds wordt de verdere installatie van windturbines boven dit geïnstalleerd vermogen niet verder aangemoedigd. Deze methodologie die aan de basis ligt van dit resultaat wordt beknopt besproken in Annex.

4.2 Discussiepunten voor België en Vlaanderen

Geïnstalleerde windvermogens voor België en Vlaanderen

In de studie [Pal 04] worden scenario's uitgewerkt voor de windenergieontwikkeling in België (Tabel 3). Deze scenario's zijn gebaseerd op criteria van ruimtelijke orde en esthetiek. De studie ontwikkelt een *business-as-usual* scenario dat met het huidige beleid haalbaar is, en een *pro-active* scenario dat kan beschouwd worden als een maximum haalbaar potentieel. Voor Vlaanderen werden verschillende scenario's opgesteld in 2005 (Tabel 4 volgens [Dev 05]). Geen van beide studies werden getoetst aan de beperkingen van het huidige productiepark. Ze mogen dan ook niet geïnterpreteerd worden als voorspellingen van de toekomst maar als beschrijving van een mogelijke situatie.

Indien we de proactieve scenario's veronderstellen als ambitieuze beleidsdoelstellingen voor België en Vlaanderen, moeten we deze gegevens toetsen aan de beperkingen van het toekomstige productiepark. De Vlaamse doelstellingen voor elektriciteit uit hernieuwbare bronnen zijn gebaseerd op [Dev 05].

Op de basis van de randvoorwaarden en conclusies van [Soe 04] lijkt het in België niet aangewezen om deze doelstellingen na te streven om CO₂-emissiereducties te realiseren. Over de kwestie hoe en of doelstellingen in deze orde van grootte bereikt kunnen worden, aan welke prijs en met welke invloed op de CO₂-emissies van het Belgische en Vlaams productiepark heerst onenigheid. De vraag hoe ons toekomstig energiesysteem er moet uitzien blijft onbeantwoord.

Tabel 3: Geïnstalleerd vermogen en windenergieproductie voor twee scenario's in België voor het jaar 2025; veronderstelling van het elektriciteitsverbruik in 2025: 107297 TWh [Pal 04]

	Business-as-Usual Scenario	Proactief Scenario
Geïnstalleerd windvermogen	1790 MW	4582 MW
Windenergieproductie	4335 GWh	12091 GWh
Fractie van het elektriciteitsverbruik	4.0%	11.3%

Tabel 4: Geïnstalleerd vermogen en windenergieproductie voor twee windenergiescenario's in Vlaanderen voor het jaar 2020 gerelateerd aan twee scenario's voor het elektriciteitsverbruik in 2020; de scenario's bevatten een fractie van het totaal geïnstalleerd offshore vermogen [Dev 05]

	Business-as-Usual Scenario	Proactief Scenario
Geïnstalleerd windvermogen	1013 MW	2018 MW
Windenergieproductie	2254 GWh	5046 GWh
Fractie van het elektriciteitsverbruik bij 54448 TWh/jaar	4.1%	9.3%
Fractie van het elektriciteitsverbruik bij 64711 TWh/jaar	3.5%	7.8%

Betrouwbare windenergiegeneratie

Het gebruik van tijdreeksen van de betrouwbare windenergiegeneratie zoals in [Soe 04] is een zinvolle aanpak om de bijkomende CO₂-emissies door draaiende reserves en door de inzet van klassieke centrales op suboptimale werkingspunten te bepalen. Wanneer het vermogenverschil tussen de betrouwbare windenergiegeneratie en fysisch beschikbare windenergiegeneratie geïnjecteerd wordt in het net dient echter rekening gehouden te worden met de substitutie van energie uit een andere centrale en de daaruit volgende CO₂-mindering. Deze energie bedraagt ruim meer dan de helft van de beschikbare windenergieproductie.⁵

Evolutie van het productiepark

In de Belgische studie wordt geen rekening gehouden met mogelijke veranderingen van het productiepark. Deze kunnen een rechtstreekse invloed hebben op het unit commitment en daarmee op de CO₂-uitstoot van de centrales met de hoogste marginale kost. Ook de flexibiliteit van het productiepark en daarmee het beschikbare regelvermogen hangt af van de samenstelling van het park.

Aangezien de Vlaamse overheid duidelijk grotere windenergievermogens nastreeft dan enkele honderd megawatt, zijn verdere studies die rekening houden met verschillende ontwikkelingen van het productiepark noodzakelijk.

Realistische integratie van kortetermijnvoorspellingen

In de Belgische studie wordt weliswaar verondersteld dat de betrouwbare windenergiegeneratie op voorhand bekend is voor het unit commitment. Met kortetermijnvoorspellingen van de fysische windenergiegeneratie wordt echter geen rekening gehouden. Aangezien de resultaten uit Ierland een sterke invloed tonen van kortetermijnvoorspellingen op de CO₂-mindering ten gevolge van windenergie is het aangewezen in toekomstige studies in Vlaanderen rekening te houden met voorspellingen.

Daarbij moeten onder meer realistische aannames gemaakt worden voor wat betreft de kwaliteit van de voorspellingen en meer bepaald hun betrouwbaarheid, het voorspellingshorizon en het regulerend kader voor de nominatie van de windenergieproductie.

Ontwikkeling van marktmechanismen voor de efficiënte integratie van windenergie in het productiepark

De marktmechanismen die in de meeste modellen verondersteld worden dateren uit de tijd vóór de liberalisering van de elektriciteitsmarkten. Deze modellen veronderstellen één geïntegreerde marktspeler met verantwoordelijkheid voor de infrastructuur, de centrales, de levering en het systeembeheer. Deze marktspeler had ten alle tijde kennis van de operationele status van zowel het net als ook het productiepark.

Vandaag hebben de netbeheerders en de meeste producenten geen informatie over de operationele status van de gedistribueerde windparken. Een studie van de mogelijke marktmechanismen die de efficiënte integratie van windenergie in het productiepark bevorderen is aangewezen.

Mogelijkheid tot internationale uitwisseling van regelvermogen

De geaccumuleerde windenergieproductie in de tijd wordt vereffend door ruimtelijke spreiding van de productie. Volgens [Soe 04] is dit effect relatief klein over de oppervlakte van België. Over oppervlaktes met dimensies in de orde van grootte van 1000 km is de correlatie van de windsnelheden echter zeer klein [Gie 00]. Om op Europees niveau gebruik te maken van transcontinentale vereffeningseffecten zijn transmissieinfrastructuren nodig maar in het bijzonder ook marktmechanismen met mogelijkheden voor de internationale handel van regelvermogen in Europa.

⁵ [Soe 04], Het juiste percentage van de fysisch beschikbare windenergiegeneratie dat in rekening gebracht wordt als betrouwbaar beschikbare generatie, kan berekend worden op basis van Figure 6.14, Figure 6.15 (bldz. 153) en Table 6.1 (bldz. 139). Uit Figure 6.14 en Figure 6.15 kunnen de gebruiksuren berekend worden voor de betrouwbare windenergiegeneratie, uit Tabel 6.1 volgen de fysisch beschikbare gebruiksuren.

Vraagsturing en opslag kunnen bijdragen tot een efficiëntere integratie van windenergie

Vraagsturing en opslag worden in [Soe 04] vermeld als aanbevelingen voor verder onderzoek. Een literatuurstudie over deze onderwerpen voor de Vlaamse Gemeenschap [Woy 05b] wijst erop dat na de invoering van kortetermijnvoorspellingen vraagsturing economisch meer aantrekkelijk is dan opslag. Nieuwe opslaginstallaties zijn zeer duur. Voor een intelligente sturing van de vraag daarentegen is vooral communicatieinfrastructuur vereist en software. Onderzoek en demonstratieprojecten omtrent de sturing van de elektriciteitsvraag moeten verband houden met variabiliteit van het aanbod uit windenergie en andere niet stuurbare bronnen.

Annex: Bespreking van de methodologie voor België

Het centrale begrip in de beschouwde studie voor België [Soe 04], Hoofdstuk 6, is de notie van "betrouwbare windenergiegeneratie." De auteur stelt tijdreeksen op van de betrouwbare windenergiegeneratie die het beschikbaar vermogenniveau aanduiden dat met een betrouwbaarheid van 90% gedurende de volgende x uren niet zal onderschreden worden. Hij geeft aan dat voor kleine waarden van geïnstalleerd windvermogen de tijdreeksen van beschikbare windenergie beschouwd kunnen worden als een even grote afname van de geaggregeerde energievraag.⁶ De betrouwbare windenergiegeneratie mag dus gelijk worden gesteld aan de fysisch beschikbare windenergiegeneratie. De berekende CO₂-mindering voor deze situatie bedraagt 567 kg/MWh.⁷

De studie concludeert in dit verband: "De waarde van geïnstalleerd vermogen vanaf wanneer een zekere betrouwbaarheid vereist is, is niet eenduidig te bepalen. De auteur is van mening dat hoogstens 1.3 GW ogenblikkelijk beschikbaar windvermogen als equivalente afname van de last kan beschouwd worden. Deze waarde komt overeen met het maximaal vermogen van de pompcentrale van Coö." Aangezien deze centrale nu al belast wordt door "peak shaving" wordt in deze studie geschat dat het regelvermogen van Coö, beschikbaar voor de compensatie van windenergie 700 MW bedraagt.⁸

In de studie wordt gesteld dat enkel waterkracht uit pompcentrales geschikt is om korte variaties in de windenergieproductie te compenseren. Een intensiever gebruik van het volledig werkingsbereik van klassieke thermische centrales en dus een frequentere afwijking van hun optimaal werkingspunt zou hun globaal rendement zodanig verlagen dat het bijkomend geïnstalleerd windvermogen tot een verhoging zal leiden van de netto-CO₂-emissies.⁹ De studie steunt zich in deze context op de vaststelling dat turbojets veel brandstof verbruiken.¹⁰

In de studie wordt verder gesteld dat een betrouwbare windenergiegeneratie met een betrouwbaarheid van 90% vereist is gedurende minimum één uur maar meer realistisch zes uur wanneer reserves voorzien moeten worden door klassieke thermische centrales. De auteur stelt daarom voor om de conclusies omtrent de CO₂-mindering te baseren op de berekeningsresultaten uitgaande van de betrouwbare windenergiegeneratie voor zes uur. Op deze manier kan in de PROMIX-berekening indirect rekening gehouden worden met de lagere betrouwbaarheid van de productie en de grotere behoefte aan regelvermogen en draaiende reserves.

Het gebruik van de betrouwbare windenergiegeneratie voor de berekeningen in PROMIX impliceert dat ook de berekende CO₂-mindering¹¹ in functie van het geïnstalleerd windvermogen gebaseerd is op de betrouwbare windenergiegeneratie. Het verschil tussen de betrouwbare windenergiegeneratie en de fysisch beschikbare windenergiegeneratie wordt daarmee niet in rekening gebracht in de berekening van de CO₂-uitstoot. Deze situatie komt overeen met een scenario waar het totale windvermogen op elk ogenblik afgeregeld wordt op de betrouwbare windenergiegeneratie aangezien in andere omstandigheden niet voldaan wordt aan de energiebalans van elektriciteitsproductie en consumptie. Het verschil tussen de betrouwbare windenergiegeneratie en fysisch beschikbare windenergiegeneratie wordt daardoor in deze berekening energetisch niet in rekening gebracht.

Tenslotte besluit de studie uit berekeningen waarbij de betrouwbare windenergiegeneratie gelijk is gesteld aan de fysische windenergiegeneratie dat de absolute bovengrens van de relatieve CO₂-mindering door windenergie bereikt wordt "in het geval van een windpark op zee met een geïnstalleerd vermogen van 10% van de piekvraag zonder vereisten voor de betrouwbaarheid van continue wind-

⁶ [Soe 04], bldz. XXIV

⁷ Deze waarde volgt uit de berekende CO₂-mindering van $1.54 \cdot 10^3$ ton/jaar per MW voor 700 MW geïnstalleerd windvermogen op zee en een gebruiksduur van 2716 uur. De totale CO₂-mindering bedraagt daarmee 4.15% van de CO₂-emissie van het Belgische productiepark. Voor de andere scenario's rondt Soens dit percentage af vóór de komma en is er sprake van 2 tot 4%. De precieze CO₂-mindering per MWh blijkt daarom voor deze scenario's niet rechtstreeks uit de text.

⁸ Ibid, bldz. XXV-XXVI

⁹ "In the author's view, only the pumped hydro storage can be considered as a resource to compensate for the instantaneously fluctuating wind power generation. A more intense use of the entire operating range of classic thermal plants, thus frequently deviating from their optimal operation regime, would lower their overall efficiency to such an extent that the effect of wind power on emissions is reversed: higher needs of reserve generation capacity increase the emissions more than the decrease realized by wind power." Ibid, bldz. 157-158

¹⁰ Ibid, bldz. 157

¹¹ Ibid, Figuur 23, bldz. XXV

energieproductie.¹² De CO₂-mindering bedraagt dan in het gunstigste geval 10% van de CO₂-uitstoot van het totale Belgische productiepark. Hogere windvermogens vereisen een uitgebreide reorganisatie van het productiepark en van de beslissingen voor unit commitment ten gevolge van de grotere behoefte aan reservevermogen.¹³

¹² [Soe 04], bldz. XXV

¹³ Ibid, bldz. 157

Referenties

- [Dal 03] L. Dale, D. Milborrow, R. Slark, G. Strbac. A shift to wind is not unfeasible. *Power UK* **109**, March 2003, pp. 17–25.
- [Dal 04] L. Dale, D. Milborrow, R. Slark, G. Strbac. Total cost estimates for large-scale wind scenarios in the UK. *Energy Policy* **32** (2004), pp.1949–1956.
- [Dena 05] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Endbericht. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), DeutschesWindenergie-Institut (DEWI), E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH. Study commissioned by Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Köln, Germany, 24 February 2005.
- [Dev 05] N. Devriendt, G. Dooms, J. Liekens, W. Nijs, L. Pelkmans. Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020 – Eindrapport. Rapport 2005/IMS/R/339. VITO en 3E in opdracht van ANRE, Brussels, Belgium, October 2005.
- [Doh 04] R. Doherty, E. Denny, M. O'Malley. System operation with a significant wind power penetration. *Proc. IEEE PES General Meeting*. Denver (CO), USA, June 2004, pp. 102–107.
- [Elia 05] Ontwikkelingsplan 2005 – 2012; federaal. Elia, Brussel, Belgium, September 2005.
- [ESB 04] ESB National Grid. Impact of Wind Power Generation in Ireland on the Operation of Conventional Plant and the Economic Implications. February 2004.
- [Eur 04] *Energy: Yearly statistics, Data 2002*. Eurostat, European Commission, Luxembourg 2004.
- [EWEA 06] *EWEA Capacity Map – Wind Power Installed in Europe by End of 2005 (Cumulative)*. EWEA, Brussels, February 2006. <http://www.ewea.org/>, accessed March 24, 2006.
- [Gie 00] G. Giebel. *On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe*. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, Oldenburg, Germany, September 2000.
- [Gie 05] G. Giebel. Wind power has a capacity credit: a catalogue of 50+ supporting studies. *e-WindEng, E-publishing (002)*. Elektronisch tijdschrift beschikbaar op <http://ejournal.windeng.net/>, accessed March 24, 2006.
- [Hol 03] H. Holttinen, J. Pedersen. The effect of large scale wind power on a thermal system operation. *Proc. 4th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. October 2003, Billund, Denmark.
- [Hol 04a] H. Holttinen. The Impact of Large Scale Wind Power Production on the Nordic electricity system. VTT Publications 554, VTT Processes, Finland, November 2004.
- [Hol 04b] H. Holttinen, S. Tuhkanen. The effect of wind power on CO₂ abatement in the Nordic Countries. *Energy Policy* **32** (2004), pp. 1639–1652.
- [Hol 05] H. Holttinen. Hourly wind power variations in the Nordic countries. *Wind Energy* **8**(2), 2005, pp. 173–195.
- [Mee 05] L. Meeus, K. Purchala, R. Belmans. Development of the internal electricity market in Europe. *Electricity Journal* **18** (2005), pp. 25–35.

- [Pal 04] G. Palmers et al. Renewable Energy Evolution in Belgium 1974 – 2025. Project Report CP/23, SPSD II voor Belgian Science Policy, Brussels, Belgium, June 2004.
- [Ped 90] J. Pedersen. Sivael – Simulation program for combined heat and power production. Proc. International Conference on Application of Power Production Simulation. Washington (DC), USA, 1990.
- [Soe 05] J. Soens. *Impact of Wind Energy in a Future Power Grid*. Katholieke Universiteit Leuven, Faculteit Toegepaste Wetenschappen, Leuven, Belgium, December 2005.
- [VanH 05] F. Van Hulle. Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations. EWEA, Brussels, Belgium, December 2005.
- [Voo 00a] K.R. Voorspools, W.D. D'haeseleer. An evaluation method for calculating the emission responsibility of specific electric applications. *Energy Policy* **28** (2000), pp. 967–980.
- [Voo 00b] K. Voorspools, S. Keijers, W. D'haeseleer. De invloed van de ogenblikkelijke energiemix voor elektriciteitsproductie op de overeenkomstige emissies. *E-Tijdschrift* **116** (2000), pp. 74-83.
- [Voo 04] K. Voorspools. *The modelling of large electricity-generation systems with applications in emission-reduction scenarios and electricity trade*. Katholieke Universiteit Leuven, Faculteit Toegepaste Wetenschappen, Leuven, Belgium, May 2004.
- [Woy 05a] A. Woyte, P. Gardner, H. Snodin. *Concerted Action for Offshore Wind Energy Deployment, Work Package 8: Grid Issues*. Offshore Wind Energy Europe, COD, October 2005. Enkel beschikbaar online op <http://www.offshorewindenergy.org/cod/>, accessed March 2, 2006.
- [Woy 05b] A. Woyte. Verhoging van de waarde van elektriciteit uit windenergie – Literatuurstudie. 3E in opdracht van ANRE, Brussels, Belgium, October 2005.