

MEP-vergoeding voor windenergie op land

Onderzoek naar de robuustheid van de vollasturensystematiek en mogelijkheden voor alternatieve differentiatie in de vergoeding voor windenergie op land

E.J.W. van Sambeek (ECN Beleidsstudies)

H.J. de Vries (ECN Beleidsstudies)

H.J.T. Kooijman (ECN Windenergie)

Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken onder het ECN raamwerkcontract Beleidsanalyses Duurzame Energie 2003. De werkzaamheden onder dit contract zijn bij ECN opgenomen onder projectnummer 7.7524.01.01. Fouten of onvolledigheden in dit rapport zijn de volledige verantwoordelijkheid van de auteurs. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is de heer E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, e-mail: vansambeek@ecn.nl.

Met dank aan Jos Beurskens, Bert Janssen, Herman Snel, Toine Curvers, Gustave Corten, en Wim Stam van ECN Windenergie, Walter Ruijgrok van KEMA, en Theo de Lange van ECN Beleidsstudies voor hun bijdragen verstrekte inzichten en kritische noten.

Dit rapport is gereviewed door PWC en Ecofys. Bij de totstandkoming van dit eindrapport is dankbaar gebruik gemaakt van het commentaar en de suggesties die door de reviewers zijn geleverd op basis van een eerdere versie van dit rapport.

Abstract

The proposed amendment to the Dutch Electricity Law of 1998, called 'environmental quality of electricity production' (MEP), provides operating support through a combination of feed-in tariffs and a reduced ecotax exemption. In order to prevent a free ride of windy locations, the feed-in tariff for onshore wind turbines is limited to a maximum of 18,000 full load hours.

Several parties have expressed their concern that this system may possibly provide an incentive to increase the rated power in order to lengthen the period that the feed-in tariff is being received. This report reviews the risks of unintentional side effects of the proposed limitation of 18,000 full load hours.

In addition, this report examines the possibilities for further differentiation of the feed-in tariff for onshore wind energy by reviewing methods of differentiation in a number of EU member states.

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN	5
LIJST VAN FIGUREN	5
1. INLEIDING	7
1.1 Begrenzing vollasturen MEP-vergoeding	7
1.2 Vraagstelling	7
1.3 Leeswijzer	8
2. METHODE	9
2.1 Financieel-technische berekeningen	9
2.2 Begrippenkader	9
2.3 Nominaal vermogen als criterium voor het vaststellen van het aantal vollasturen	10
2.4 Beoordelingskader	11
3. VOLLASTURENSYSTEMATIEK MEP	12
3.1 Mogelijke ongewenste prikkels vollasturesystematiek	12
3.2 Nieuwe projecten: keuze voor turbines met hoog specifiek vermogen	12
3.2.1 Specifiek vermogen versus investeringskosten	13
3.2.2 Projectrendement bij verschillende specifieke vermogens	13
3.2.3 Bestaande turbines en kustlocaties: plaatsen zwaardere generator	16
3.2.4 Ontwikkeling van turbines met hoog specifiek vermogen voor de Nederlandse markt	16
3.2.5 Reikwijdte van de prikkel	17
3.2.6 Neveneffecten toepassing turbines met hoog specifiek vermogen	18
3.2.7 Redelijkheidstoets specifieke vermogen	19
3.2.8 Conclusie	21
3.3 Vervangen van turbines direct na afloop van de MEP-termijn	22
3.3.1 Berekeningsmethodiek	22
3.3.2 Resultaten	23
3.3.3 Gevoeligheidsanalyse	23
3.3.4 Conclusie	24
3.4 Beperkingen van de methodiek	25
3.5 Beoordeling van de effecten vollasturesystematiek	25
3.6 Conclusies	25
4. VERGOEDINGSSYSTEMEN IN ANDERE EUROPESE LANDEN	27
4.1 Duitsland	27
4.1.1 Toelichting differentiatie	27
4.1.2 Prikkels voor investeerders	28
4.2 Denemarken	28
4.2.1 Toelichting differentiatie	29
4.2.2 Prikkels voor investeerders	30
4.3 Frankrijk	30
4.3.1 Toelichting differentiatie	30
4.3.2 Prikkels voor investeerders	31
4.4 Overzicht voor- en nadelen differentiatiemethoden	32
4.5 Nuloptie: geen differentiatie	32
4.6 Conclusies	32
5. ALTERNATIEF VERGOEDINGSSYSTEEM	34
5.1 Vergoeding afhankelijk van specifieke opbrengst	34
5.2 Technische opwekkingskosten van windenergie	35
5.3 Prikkels	36
5.4 Discussie	37

5.5	Conclusies	37
6.	CONCLUSIES	38
6.1	Vergroten specifiek vermogen	38
6.2	Vervanging turbines na verstrijken MEP-periode	38
6.3	Differentiatie producentenvergoeding wind op land in andere landen	39
6.4	Alternatief vergoedingssysteem op basis van specifieke productie	39
6.5	Conclusies en aanbevelingen	39
	REFERENTIES	41
	BIJLAGE A ONDERZOCHE PRIKKELS	42
A.1	Retrofit met zwaardere generator	42
A.2	Windparkconfiguratie: het dichter op elkaar plaatsen van windturbines	42
A.3	Het verlagen van het maximum vermogen van de turbine	43
	BIJLAGE B VOORBEELDVERGELIJKING TURBINES NM72/1500 EN NM72/2000	44
	BIJLAGE C TECHNISCHE UITWERKING ALTERNATIEF VERGOEDINGSSYSTEEM	45
C.1	Aannames	45
C.2	Analyse technische opwekkingskosten	45
C.2.1	Stap 1: Dimensionering	46
C.2.2	Stap 2: Relatieve investeringskosten	47
C.2.3	Stap 3: Energieopbrengst	48

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 2.1	<i>Overzicht berekeningsaannames</i>	9
Tabel 3.1	<i>Alternatieven turbine keuze bij nieuwe investeringen: voorbeeld Zuid-Holland</i>	14
Tabel 3.2	<i>BLOW-doelstelling per provincie</i>	18
Tabel 3.3	<i>Afweging al dan niet vervangen van bestaande turbines na afloop MEP</i>	24
Tabel 4.1	<i>Terugleververgoedingen voor wind op land in Denemarken</i>	30
Tabel 4.2	<i>Terugleververgoedingen voor elektriciteit uit windenergie in Frankrijk</i>	31
Tabel 4.3	<i>Overzicht voor- en nadelen differentiatiemethoden</i>	32
Tabel A.1	<i>Voorbeeld verlagen van maximum turbinevermogen</i>	43
Tabel C.1	<i>Geschat verloop van turbinedimensies als functie van windaanbod</i>	47
Tabel C.2	<i>Geschat verloop van windenergie-investeringskosten versus windaanbod</i>	48
Tabel C.3	<i>Geschat verloop van technische opwekkingskosten versus windaanbod</i>	48

LIJST VAN FIGUREN

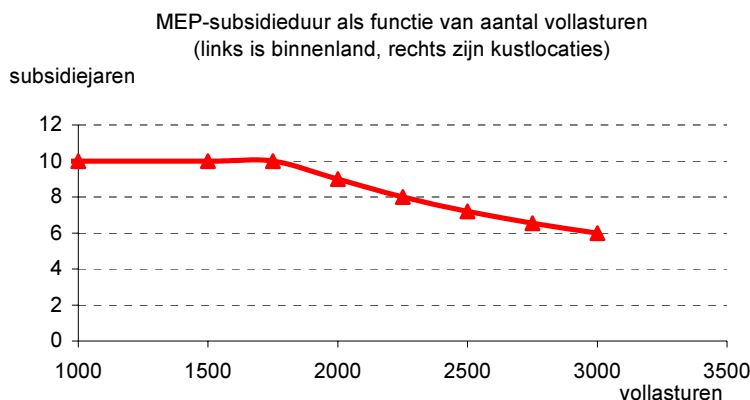
Figuur 1.1	<i>Subsidietermijn als functie van het aantal equivalente vollasturen</i>	7
Figuur 3.1	<i>Specifieke turbinekosten van bestaande windturbines in Duitsland</i>	13
Figuur 3.2	<i>Financiële effecten van de keuze voor turbines met een oplopend specifiek vermogen</i>	15
Figuur 3.3	<i>Extra MEP-uitgaven als gevolg van het vergroten van het specifiek vermogen</i>	16
Figuur 3.4	<i>Project in Costa Rica met 20 Vestas 660 kW turbines, 'klasse S'</i>	17
Figuur 3.5	<i>Technische vervanging van windvermogen in Nederland</i>	18
Figuur 3.6	<i>Specifiek turbinevermogen als functie van windsnelheid in Duitsland</i>	19
Figuur 3.7	<i>Specifiek vermogen van turbines in Nederland als functie van de geschatte relatieve windsnelheid</i>	20
Figuur 3.8	<i>Jaargemiddelde potentiële windsnelheden boven Nederland op 10m hoogte</i>	21
Figuur 4.1	<i>Terugleververgoeding in Duitsland: afbouw in de tijd</i>	28
Figuur 4.2	<i>Terugleververgoeding in Duitsland: aantal jaren startvergoeding als functie van opbrengst</i>	28
Figuur 5.1	<i>Geschatte technische opwekkingskosten van windenergie versus specifieke energieopbrengst vergeleken met bestaande turbines in Duitsland</i>	35
Figuur 5.2	<i>Geschatte technische opwekkingskosten van windenergie versus specifieke energieopbrengst vergeleken met bestaande turbines in Nederland</i>	36
Figuur A.1	<i>Bijplaatsen van virtueel vermogen</i>	42
Figuur A.2	<i>Voorbeeld, verlagen van nominaal vermogen</i>	43
Figuur B.1	<i>PV-curves NEG Micon NM72/1500 en NM72/2000</i>	44
Figuur C.1	<i>Relatieve ashoogte als functie van gemiddelde windsnelheid op 10 m hoogte</i>	46
Figuur C.2	<i>Relatieve specifieke turbinevermogen als functie van gemiddelde windsnelheid op 10m hoogte</i>	46
Figuur C.3	<i>Relatieve turbinekosten als functie van ashoogte</i>	47
Figuur C.4	<i>Geschatte relatieve turbinekosten als functie van rotordiameter</i>	47
Figuur C.5	<i>Verhouding tussen rated windsnelheid en gemiddelde windsnelheid op ashoogte als functie van windsnelheid op 10 m hoogte</i>	48

1. INLEIDING

In het wetsvoorstel Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie (MEP) wordt voorzien in een subsidie per kilowattuur duurzaam opgewekte elektriciteit gedurende een periode van maximaal 10 jaar per installatie. Voor windenergie op land bedraagt deze subsidie 4,9 €ct per kWh, ongeacht de locatie. Op kustlocaties waait het echter gemiddeld harder dan op binnenland locaties. Omdat daardoor de productie van windturbines aan de kust doorgaans hoger is dan op binnenland locaties, zouden deze kustturbines een groter beroep op de MEP-vergoeding doen. Om overstimulering van windrijke locaties te voorkomen is in het wetsvoorstel MEP opgenomen dat voor windenergie slechts subsidie wordt verstrekt tot een bij ministeriële regeling te bepalen maximum. Dit maximum is gerelateerd aan het aantal op het net ingevoede kilowatturen en het nominaal elektrisch vermogen van de turbine (artikel 72n lid 4 onderdeel b). In de Memorie van Toelichting bij het wetsvoorstel wordt dit maximum ingevuld als een begrenzing van het aantal vollasturen. Het maximum is gesteld op 18.000 vollasturen.

1.1 Begrenzing vollasturen MEP-vergoeding

Het begrip equivalente vollasturen, of kortweg vollasturen, is de energieproductie van een turbine in kilowatturen gedeeld door het nominaal vermogen in kilowatt. Het begrenzen van de periode waarin een turbine in aanmerking komt voor de MEP-vergoeding tot een maximum van 18.000 vollasturen legt de maximaal uit te keren hoeveelheid MEP-vergoeding per turbine vast. Daarnaast heeft de regeling een nivellerend effect op de financiële aantrekkelijkheid van windprojecten op windrijke en windarme locaties. Hierdoor is het voor alle provincies mogelijk om hun taakstelling in het kader van het windconvenant BLOW te realiseren. Bij gangbare dimensionering van turbines zullen deze op goede locaties reeds eerder dan 10 jaar het maximum aantal vollasturen bereiken, terwijl de mindere locaties de volle 10 jaar nodig hebben om aan het maximum te raken. Deze locaties komen dus langer in aanmerking voor MEP-vergoeding, en ontvangen daardoor in het totaal meer subsidie. Figuur 1.1 geeft de termijn waarover de MEP-vergoeding wordt verstrekt als functie van het gemiddeld aantal vollasturen per jaar.



Figuur 1.1 *Subsidietermijn als functie van het aantal equivalente vollasturen*

1.2 Vraagstelling

Door diverse partijen is opgemerkt dat de voorgestelde vollasturensystematiek een prikkel bevat om het nominaal vermogen zo hoog mogelijk op te voeren, zodat gedurende een langere periode de MEP-vergoeding kan worden ontvangen. Hoe hoger de verhouding van het nominaal vermogen en productie in kWh, hoe langer het duurt eer het maximum van 18.000 vollasturen wordt

bereikt. Het gevolg is dat daardoor langer en in totaal meer MEP-vergoeding ontvangen zou worden. EZ heeft ECN daarom gevraagd nader onderzoek te verrichten naar de risico's van een oneigenlijke aanspraak op MEP-gelden als gevolg van de voorgestelde vollasturensystematiek.

Daarnaast is naar aanleiding van het wetgevingsoverleg over het wetsvoorstel MEP van 17 december 2002 de motie Gerkens ingediend. Deze luidt: *“Onderzoek de mogelijkheden voor een meer gedifferentieerd systeem waarbij rekening wordt gehouden met de regionale verschillen betreffende windsnelheden en de regelmaat waarmee deze voorkomen”*. Aan de Tweede Kamer is vóór 1 juni 2003 een notitie over de mogelijkheden tot de bedoelde differentiatie toegezegd. In dit rapport worden de mogelijkheden voor differentiatie van het tarief voor windenergie op land uitgewerkt. Daarbij wordt onder andere een overzicht gegeven van de methoden van differentiatie in een aantal EU-landen.

1.3 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 wordt allereerst de methodologie voor het vaststellen van oneigenlijk gebruik van MEP-gelden en voor de beoordeling van de mogelijkheden voor differentiatie van subsidies voor windenergie op land uiteen gezet. In Hoofdstuk 3 wordt ingegaan op de financiële prikkel om een oneigenlijk hoog nominaal vermogen toe te passen, alsmede de praktische consequenties van deze prikkel en de mogelijkheden om hier tegen maatregelen te treffen. In Hoofdstuk 4 worden vergoedingssystemen in Duitsland, Denemarken en Frankrijk beschreven en geanalyseerd. Hoofdstuk 5 beschrijft een alternatief vergoedingssysteem voor windenergie op land waarbij een subsidie afhankelijk van de energieopbrengst per vierkante meter rotoroppervlak wordt vastgesteld. Hoofdstuk 6 geeft de conclusies en aanbevelingen ten aanzien van de differentiatie van de MEP-vergoeding voor wind op land.

2. METHODE

2.1 Financieel-technische berekeningen

De financiële prikkels voor het vergroten van het nominaal vermogen teneinde gedurende een langere periode MEP-vergoeding te genieten zijn berekend aan de hand van een cash flow model. Dit model is gebaseerd op het cash flow model dat door ECN is ontwikkeld om de onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties te berekenen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-vergoedingen (Van Sambeek et al, 2002; De Lange et al, 2002). Met behulp van dit model is voor een aantal cases met een verschillend windregime de financiële prikkel voor het oneigenlijk vergroten van het nominaal vermogen berekend. Tabel 2.1 geeft een overzicht van de input aannames voor de berekeningen. Verder wordt aangenomen dat de looptijd van de lening gelijk is aan de duur van de periode waarin een turbine in aanmerking komt voor de MEP-vergoeding. De afschrijving loopt over de economische levensduur van de turbine.

Tabel 2.1 *Overzicht berekeningsaannames*

Input	Aanname
Debt/equity ratio	80/20
Rente	5%
Vennootschapsbelasting ¹	35%
EIA ²	Ja
Groenbeleggen ³	Ja
Economische levensduur	15 jaar
Variabele onderhoudskosten	1,8 €/kWh
Onbalanskosten	0,6 €/kWh
Stroomprijs	2,7 €/kWh
REB-korting art. 36i Wbm	2,9 €/kWh

2.2 Begrippenkader

Voor de berekening van de financieel-economische prikkels voortvloeiend de vollasturesystematiek zijn de volgende begrippen van belang:

- *Specifiek vermogen [W/m^2]* is het nominaal elektrisch vermogen van de turbine in verhouding tot het bestreken rotoroppervlak.
- *Energieopbrengst [$kWh/jaar$]* is de hoeveelheid elektriciteit die jaarlijks door een windturbine wordt opgewekt.
- *Load factor [%] in een jaar* is de verhouding tussen de energieopbrengst in dat jaar gedeeld door het product van het nominaal elektrisch vermogen maal het aantal uren per jaar (8760).
- *Duur van de MEP [jaar]* wordt bepaald door 18.000 vollasturen te delen door het jaarlijkse aantal vollasturen van de turbine, welke op haar beurt wordt berekend door de load factor te vermenigvuldigen met het aantal uren per jaar (8760). De maximum duur van de MEP is 10 jaar.

¹ Particuliere investeerders betalen inkomstenbelasting in plaats van vennootschapsbelasting. Particuliere investeerders hebben doorgaans te weinig winst om het volledige fiscale voordeel van de EIA en VAMIL te incasseren. Dikwijls wordt via een sale-lease-back constructie met de bank het fiscale voordeel door de bank geïncasseerd en (deels) doorgegeven aan de projectontwikkelaar. Omdat de bank vennootschapsbelasting betaalt kan voor particuliere investeerders hetzelfde belastingtarief worden aangenomen.

² Het maximale EIA voordeel bedraagt € 50 miljoen.

³ Het fiscale voordeel ten behoeve van groenbeleggen is per 01.01.2003 gehalveerd. De financiële stimulans die van deze regeling uitgaat is daarmee zeer gering en is derhalve niet in de berekeningen meegenomen.

- *Equivalente vollasturen*, of kortweg vollasturen, is de jaargemiddelde energieproductie van een turbine in kilowatturen gedeeld door het nominaal vermogen in kilowatt.
- *Nominaal elektrisch vermogen [kW]*, ook wel aangeduid als *rated power*⁴ is de maximum gemiddelde waarde in een PV-curve zoals die wordt vastgesteld volgens de norm IEC-61400-12 door een bij o.a. MEASNET⁵ aangesloten instantie.
- *Operationeel gebied van de turbine* is het bereik aan windsnelheden waarbij de turbine in bedrijf is. Dit gebied is begrensd door een (10-minutengemiddelde) start-windsnelheid waarbij de turbine in bedrijf gaat (engels: *cut in*) en een uitschakel-windsnelheid waarbij de turbine stopt met het leveren van elektriciteit (engels: *cut out*). Deze windsnelheden zijn vastgelegd in het rapport met functionele technische specificaties van de turbine aan de hand waarvan het typecertificaat is verleend.
- *Investeringskosten [€]*. Deze zijn onder andere afhankelijk van de kosten van de turbine (circa 72%, inclusief 15% generatorkosten) en een deel projectmanagementkosten. De totale investeringskosten worden berekend door de kosten per kW te vermenigvuldigen met het totaal geplaatste vermogen in kW.
- *Netto contante waarde (Net Present Value, NPV) [€]* is de verdisconteerde waarde van een investeringsproject over de totale projectduur. Hoe hoger de NPV, hoe meer de investering oplevert. In de berekeningen in dit rapport is de NPV berekend ten opzichte van het eigen vermogen en niet over het gehele project.
- *Interne rentevoet (Internal Rate of Return, IRR) [%]* is de discontovoet waarbij de netto contante waarde nul is. Hoe hoger de IRR, hoe beter het rendement op de investering. In de berekeningen in dit rapport is de IRR berekend op het eigen vermogen en niet over het gehele project.

2.3 Nominaal vermogen als criterium voor het vaststellen van het aantal vollasturen

Voor windturbines is de duur van de MEP begrensd tot 18.000 equivalente vollasturen met een maximum van 10 jaar. In beginsel is er dus een prikkel bij de investeerder om het aantal vollasturen van de turbine laag te houden, zonder verlies aan energieopbrengst. Uit bovengenoemde definitie voor vollasturen volgt dat dit kan door het nominaal vermogen te vergroten, zie ook Hoofdstuk 3. Het is daarom belangrijk dat voor de bepaling van de duur van de MEP een juiste definitie voor vermogen wordt gehanteerd die voorkomt dat een te hoge waarde wordt opgegeven. Het beste kan hiervoor de term nominaal (elektrisch) vermogen van de turbine worden gebruikt, zie de definitie hierboven gegeven. De term ‘generatorvermogen’ wordt niet eenduidig gebruikt, en is daarom niet goed toepasbaar voor het vaststellen van de MEP-termijn. Voor het vaststellen van het aantal equivalente vollasturen gaat het namelijk om het vermogen waarop de generator continu belast zou mogen worden en niet om bijvoorbeeld een maximum ontwerpwaarde. Ook de term ‘aansluitvermogen’ is niet handig omdat de eigenaar geheel legitiem vanwege pieken in de output of als reservering voor toekomstige uitbreiding meer vermogen kan aanvragen bij de netbeheerder. Ook kan het zo zijn dat een aansluiting wordt aangevraagd voor een aantal turbines tegelijk die niet per se allemaal hetzelfde vermogen hebben.

Zoals gedefinieerd in Paragraaf 2.2 wordt het nominaal vermogen bepaald door de PV-curve. De PV-curve van een turbine wordt bij de type-certificering vastgelegd⁶. Gegevens over de PV-

⁴ Deze definitie komt overeen met de beschrijving zoals die wordt gegeven door de certificerende instanties Germanischer Lloyd, (1993) en Det Norske Veritas & Risø National Laboratory (2002).

⁵ MEASNET: *Measuring Network of Wind Energy Institutes* (<http://www.measnet.org>). De PV-curve is de relatie tussen vermogen en windsnelheid, door MEASNET in het engels aangeduid als *power performance*.

⁶ Erkend wordt dat door het aanbrengen van kleine wijzigingen aan de turbine bij de type-certificering verschillende PV-curves kunnen worden vastgesteld voor een bepaald type turbine. Van belang is dat het opgegeven nominaal vermogen in de praktijk ook daadwerkelijk wordt gehaald. Wanneer het vermoeden bestaat dat een te hoog nominaal vermogen is opgegeven kan eventueel per turbine worden gemonitord of dit vermogen bij hoge windsnelheden

curve van turbines zijn per catalogus verkrijgbaar. TenneT kan derhalve het opgegeven nominaal vermogen controleren door deze te toetsen aan de waarde die uit de PV-curve in de catalogus volgt⁷.

In dit rapport wordt in plaats van het nominaal vermogen vaak de term specifiek vermogen gehanteerd. Het specifiek vermogen geeft de relatie tussen het bestreken rotoroppervlak en het nominaal elektrisch vermogen (zie Hoofdstuk 2.2). De hoeveelheid uit de wind te winnen energie is afhankelijk van het bestreken rotoroppervlak. Naast de omvang van de hiermee gemoeide gaande investeringen zijn met name de fysieke en ruimtelijk ordeningsgrenzen hiervoor bepalend. Bij een gegeven bestreken rotoroppervlak varieert dus vooral het generatorvermogen afhankelijk van het windregime en de beleidsprikkel. Omdat het generatorvermogen doorgaans hetzelfde is als het nominaal vermogen, laten afwijkingen ten opzichte van een gangbare dimensionering van turbines bij een gegeven windregime zich gemakkelijk uitdrukken in specifiek vermogen. De term specifiek vermogen maakt het ook mogelijk om zeer uiteenlopende turbines met elkaar te vergelijken.

2.4 Beoordelingskader

Bij de beoordeling van de risico's van oneigenlijk gebruik van MEP-vergoedingen als gevolg van de vollasturesystematiek en de mogelijkheden voor de differentiatie van de MEP-vergoeding voor windenergie op land is aangesloten bij uitgangspunten die zijn gebruikt bij het uitwerken van het voorstel voor categorisatie en producentenvergoedingen voor duurzame elektriciteit onder de MEP (ECN-C--02-088, van Sambeek et al, 2002). Het beoordelingskader wordt bepaald door de volgende criteria:

Efficiëntie

Het aantal free-riders dient te worden geminimaliseerd.

Effectiviteit

Het ondersteuningsniveau dient voldoende hoog te zijn om binnen een categorie daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen. Wat betreft windenergie kan hierbij de aanvulling worden gemaakt dat zo effectief mogelijk gebruik dient te worden gemaakt van potentiële locaties voor windenergie en de beschikbare netcapaciteit.

Eenvoud

Het aantal categorieën moet niet groter zijn dan strikt noodzakelijk en een categorie moet eenduidig af te bakenen zijn.

Praktisch

De categorisatie dient aan te sluiten bij de huidige markt- en beleidspraktijk, monitoring- en groencertificatensystematiek en praktisch uitvoerbaar te zijn.

ook daadwerkelijk worden gehaald. Het gemonitorde vermogen kan dan dienen als basis voor de vergoedingverstreking.

⁷ Een geschikte bron die voor dit doeleinde kan worden gebruikt is bijvoorbeeld de jaarlijkse BWE catalogus, ref. 0.

3. VOLLASTURENSYSTEMATIEK MEP

3.1 Mogelijke ongewenste prikkels vollasturensystematiek

Als belangrijkste ongewenst effect van de vollasturensystematiek in de MEP geldt de prikkel om bij de investering te kiezen voor turbines met een hoger specifiek vermogen dan past bij een locatie. Bij de keuze voor een hoger specifiek vermogen neemt het nominaal vermogen van de turbine sneller toe dan de energieopbrengst. Hierdoor wordt het aantal vollasturen verlaagd en komt de turbine langer in aanmerking voor de MEP-vergoeding.

Een tweede mogelijke prikkel is het vervangen van een generator door een zwaarder type, waardoor het nominaal vermogen toeneemt. Door deze zogenaamde “retrofit” heeft tot gevolg dat het aantal vollasturen verlaagd wordt en de turbine langer in aanmerking komt voor de MEP-vergoeding.

Een derde mogelijke prikkel is om turbines na afloop van de MEP-termijn (maximaal 10 jaar en in windrijke gebieden minder) te verwijderen, te verkopen en te vervangen door nieuwe turbines om zodoende opnieuw voor de betreffende locatie aanspraak te kunnen maken op MEP-vergoeding. Het opgestelde vermogen in Nederland neemt zou in dat geval slechts beperkt toenemen in verhouding tot de uitgekeerde subsidiegelden⁸.

Hieronder worden deze prikkels nader geanalyseerd.

3.2 Nieuwe projecten: keuze voor turbines met hoog specifiek vermogen

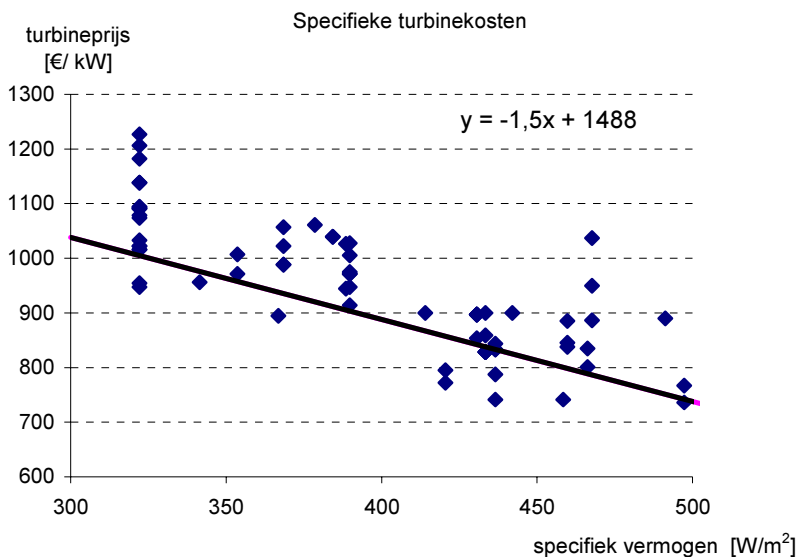
Teneinde de periode waarover de MEP-vergoeding wordt uitgekeerd te vergroten - voorzover deze minder is dan de maximale duur van 10 jaar - zou er een prikkel kunnen zijn om vooral turbines aan te schaffen met een relatief groot specifiek vermogen. Met name in gebieden met een goed windaanbod (voornamelijk kustlocaties) zou deze prikkel kunnen gelden. Op deze locaties wordt het maximum van 18.000 vollasturen al na 6 à 8 jaar behaald. Kustturbines hebben echter vanuit de gangbare optimaliseringsoverwegingen al een hoog specifiek vermogen en typeren daarmee de bovenkant van de markt. De mogelijkheden tot het kiezen van een turbine met een nog hoger specifiek vermogen uit het huidige windturbine-aanbod zijn daarom beperkt. Mogelijk kan op kustlocaties ook worden gekozen voor offshore turbines. Offshore turbines hebben op dit moment nog een hoog specifiek vermogen. Echter, de technologische ontwikkeling voor offshore turbines gaat juist in de richting van een verlaging van het specifiek vermogen. Dit hangt samen met de hoge ‘overige’ investeringskosten voor onder meer de fundatie en de netaansluiting. Turbines die ontworpen zijn voor toepassing in het binnenland hebben een naar verhouding kleiner specifiek vermogen. Dit sluit aan bij de lage gemiddelde windsnelheden op deze locaties, waarbij een relatief grote rotor gebruikt om zoveel mogelijk energie te kunnen produceren. Meer naar het binnenland toe zijn de mogelijkheden om te kiezen voor een groter specifiek vermogen groter. Men zou daar kunnen kiezen voor een kustturbine met een hoger specifiek vermogen dan technisch gezien optimaal is voor de binnenlandlocatie.

⁸ Bij vervanging van oudere turbines door de huidige generatie turbines kan als gevolg van verbetering van de technologie de productie toenemen.

3.2.1 Specifiek vermogen versus investeringskosten

Zeer bepalend voor de financiële prikkel voor het verhogen van het nominaal vermogen is de relatie tussen de turbinekosten en het specifiek vermogen. Uit een regressie van turbinegegevens uit de database van Bundesverband WindEnergie e.V. (2001) blijkt een afname van de turbinekosten per kilowatt met toenemend specifiek vermogen. Met andere woorden, bij een gegeven generatorvermogen zijn kustturbines met een relatief kleine rotor en masthoogte goedkoper dan turbines die ontworpen zijn voor gebieden met lage gemiddelde windsnelheid. Wel nemen de absolute investeringskosten voor de turbine toe, wanneer gekozen wordt voor een turbine met alleen een grotere generator. Deze toename bedraagt ongeveer 18% van de toename in generatorvermogen. De turbinekosten zijn een deel van de totale projectinvesteringskosten. Hierdoor is de afhankelijkheid tussen het vergroten van het generatorvermogen en de gevolgen voor de projectinvestering geringer. De turbinekosten bedragen 72% van de totale projectkosten. De meerkosten voor een grotere generator bedragen aldus naar schatting 13% van de turbinekosten. (bron: DEWI; marktanalyse voor Duitsland over de periode 1997 - 2001; Neumann, et al, 2002).

Figuur 3.1 laat een aanzienlijke spreiding in turbinekosten versus specifiek vermogen zien. Het verband tussen turbinekosten en het specifiek vermogen wordt aangegeven door de regressielijn. Deze regressielijn wordt verder gebruikt in de berekeningen om het verband tussen de investeringskosten en het specifiek vermogen te bepalen. Het verband tussen de turbinekosten en het specifiek vermogen dat wordt gegeven door de regressielijn moet als indicatief worden beschouwd. Voor het bepalen van de financiële prikkel voor het verhogen van het nominaal vermogen volstaat deze benadering. Uit Figuur 3.1 blijkt immers dat investeerders voldoende mogelijkheid hebben om een turbine met hoger specifiek vermogen te kiezen tegen lagere specifieke turbinekosten.



Figuur 3.1 *Specifieke turbinekosten van bestaande windturbines in Duitsland* (Bundesverband WindEnergie e.V., 2001)

3.2.2 Projectrendement bij verschillende specifieke vermogens

Ter illustratie van de prikkel voor het vergroten van het specifiek vermogen wordt een voorbeeld gegeven van een binnenlandlocatie in Zuid-Holland. Dit voorbeeld maakt inzichtelijk dat het waarschijnlijk is dat met een geringe meerinvestering voor een relatief grote generator een toename in te ontvangen MEP-vergoeding kan worden behaald. Op de betreffende denkbeeldige locatie waait het tussen de 5,0 en 5,5 m/s op 10m hoogte. De installatie van een turbine met 50m ashoogte wordt overwogen. Op deze hoogte is de gemiddelde windsnelheid circa 6,5 m/s. Ta-

bel 2.1 geeft een overzicht van vier denkbeeldige turbines waaruit de investeerder kan kiezen met dezelfde rotordiameter maar steeds met een grotere generator. De turbines zijn gerangschikt naar oplopend specifiek vermogen (eerste kolom). De eerste regel geeft de turbine weer die bij een neutrale marktsituatie in dit windregime bij afwezigheid van oneigenlijke prikkels zou worden gekozen. Voor deze turbine zijn de investeringskosten genormaliseerd op 1150 €/kW. De investeringskosten voor de andere turbines zijn hiervan afgeleid door gebruik te maken van het verband tussen investeringskosten en specifiek vermogen zoals uitgewerkt in Paragraaf 3.2.1.

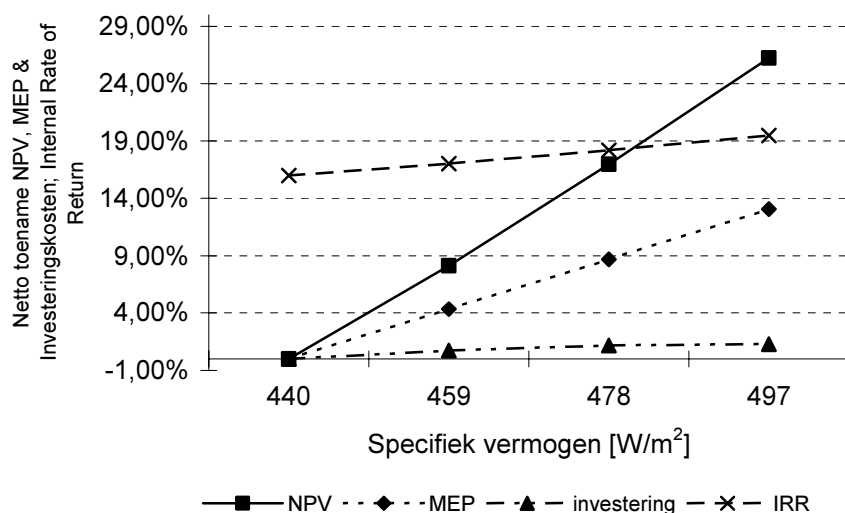
Tabel 3.1 *Alternatieven turbine keuze bij nieuwe investeringen: voorbeeld Zuid-Holland*

Specifiek vermogen [W/m ²]	Load factor ⁹	Duur MEP-vergoeding [jaar]	Investeringskosten [€/kW]	Relatieve opbrengst [%]	MEP-uitgaven [%]	IRR [%]
440	27,02	7,60	1150	100	100	16,0
459	26,20	7,84	1110	101	104	17,0
478	25,43	8,08	1070	102	109	18,2
497	24,68	8,32	1031	103	113	19,5

De tabel laat zien dat het rendement van de investering, uitgedrukt in de *Internal Rate of Return* (IRR) stijgt naarmate het specifiek vermogen van de turbine groter is. Op basis van dit plaatje zou de investeerder dus voor een turbine met een zo hoog mogelijke specifiek vermogen kiezen, oplopend tot zo'n 497 W/m². Dit komt overeen met de bovenkant van het marktaanbod van turbines. Hierdoor stijgt de duur van de MEP-vergoeding in dit voorbeeld van 7,6 tot circa 8,3 jaar en neemt de IRR van de investering toe van 16% tot 19,5%. De totale omvang van de investeringen zijn daarentegen slechts met 2% gestegen. De efficiëntie van de benutting van de aangesloten netcapaciteit is gedaald van 100% naar 91%. De som van ontvangen MEP-vergoedingen neemt in dit voorbeeld met 13% toe. Voorts stijgt de opbrengst met 3% ten opzichte van de referentie situatie¹⁰. Onderstaande grafiek geeft de financiële consequenties van de keuze voor een turbine met een groter specifiek vermogen weer (Figuur 3.2). Op de Y-as staan de procentuele toename (geïndexeerd op een turbine met een specifiek vermogen van 440 W/m²) van de investeringskosten, de netto contante waarde en de ontvangen MEP-vergoeding. Tevens wordt de Internal Rate of Return weergegeven. Op de X-as staan de specifieke vermogens waarvoor de berekeningen zijn uitgevoerd. De grafiek laat zien dat een relatief kleine extra investering een significante stijging van de IRR en van de ontvangen MEP-vergoeding tot gevolg kan hebben.

⁹ De loadfactor is berekend op basis van een PV-curve van een goed presterende variabel toerental, bladhoekgeregelde windturbine. De vormfactor van de windsnelheidsverdeling is $(k) = 2$. Aannames voor cut in en cut-out windsnelheid zijn respectievelijk 3 m/s en 25 m/s. Rated windsnelheid is de snelheid waarboven het vermogen wordt beperkt zodat de generator niet wordt overbelast. Dit hangt af van het specifiek vermogen (verhouding generatorvermogen en rotoroppervlak).

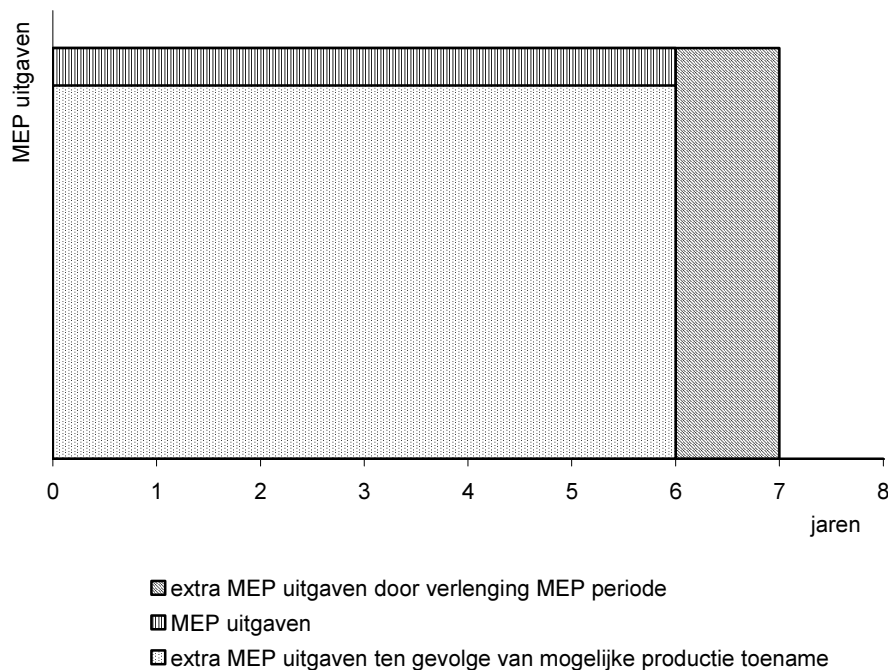
¹⁰ Niet in alle gevallen zal de productie toenemen wanneer een hoger nominaal vermogen wordt geïnstalleerd. Afhankelijk van het windregime zal de productie sterker kunnen toenemen (windrijke gebieden) of zelfs kunnen afnemen (windarme gebieden).



Figuur 3.2 Financiële effecten van de keuze voor turbines met een oplopend specifiek vermogen

De hierboven beschreven prikkel kan verder worden geïllustreerd aan de hand van een concrete vergelijking van twee bestaande NEG Micon turbines met een identieke rotor en een nominaal vermogen van respectievelijk 1,5 MW (368 W/m²) en 2,0 MW (491 W/m²). Deze vergelijking wordt verder uitgewerkt in appendix B. Voor de twee turbines is bij een gelijkblijvend windregime van 6,5 m/s berekend wat de netto contante waarde ten opzichte van het eigen vermogen gedeelte van de investering is. De stijging van de netto contante waarde als gevolg van een langere MEP-periode is in dit voorbeeld ongeveer 29%. De totale uitgekeerde MEP-vergoeding neemt in dit specifieke voorbeeld toe van € 1,323,000 tot € 1,764,000. Het verschil in specifiek vermogen tussen de twee turbines is echter groter dan de bandbreedte aan specifieke vermogens in Tabel 3.1 en Figuur 3.2. De prikkel voor de keuze voor een groter nominaal vermogen die uit de praktijk vergelijking van bovenstaande twee turbines volgt is daarom in absolute zin groter dan in het voorbeeld in Tabel 3.1 en Figuur 3.2.

Er zijn twee effecten als gevolg van het vergroten van het specifiek vermogen die tot extra MEP-uitgaven leiden. Ten eerste daalt door de toename van het specifiek vermogen het aantal vollasturen per jaar. Daarmee stijgt het aantal jaren dat een installatie in aanmerking komt voor de MEP. Ten tweede stijgt de jaarlijkse elektriciteitsproductie bij een toename van het specifiek vermogen. Hierdoor stijgen de MEP-uitgaven per turbine per jaar. Beide effecten zijn geïllustreerd in Figuur 3.3. Het licht gearceerde stuk geeft de MEP-uitgaven weer bij een normaal gedimensioneerde turbine. In deze illustratie loopt de MEP-vergoeding af na 6 jaar. Door vergroten van het specifiek vermogen stijgen de jaarlijkse MEP-uitgaven als gevolg van de productiestijging. Dit wordt weergegeven door het verticaal gearceerde stuk in de grafiek. Daarnaast stijgen de MEP-uitgaven als gevolg van de langere periode waarover de MEP wordt uitgekeerd. Dit wordt geïllustreerd door het diagonaal gearceerde stuk. Met name de uitgaven ten gevolge van het verlengen van de periode waarover de vergoeding wordt toegekend zijn onwenselijk vanuit efficiëntie oogpunt. De extra MEP-uitgaven als gevolg van de toename van de productie worden niet als bezwaarlijk beoordeeld. Deze extra uitgaven geven een stimulans om de energieopbrengst per locatie te maximaliseren. De effectiviteit en de efficiëntie van de MEP-vergoeding blijven daarom ondanks de extra uitgaven gehandhaafd.



Figuur 3.3 *Extra MEP-uitgaven als gevolg van het vergroten van het specifiek vermogen*

3.2.3 Bestaande turbines en kustlocaties: plaatsen zwaardere generator

Naast de keuze voor een turbine met een hoger specifiek vermogen bij de investering, zou een producent ook kunnen overwegen om door middel van een retrofit een zwaardere generator te plaatsen in een bestaande turbine of in nieuwe turbines voor kustlocaties¹¹. Hiermee kan het specifieke vermogen eventueel worden opgevoerd tot boven de 500 W/m² welke normaal op de markt ongeveer als maximum beschikbaar is. Dergelijke oneigenlijke ontwerpen ontstonden eerder begin jaren negentig in Nederland onder invloed van de zogenaamde IPW-subsidie.

Hoewel de prikkel voor grotere specifieke vermogens voor kustturbines stoelt op hetzelfde principe als uitgewerkt in § 3.2.2 is de technische speelruimte beperkt. Het ontwerp van de turbine moet opnieuw worden gecertificeerd en dergelijke modificaties kunnen alleen met instemming en medewerking van de fabrikant. Het kan echter niet worden uitgesloten dat dergelijke hoge specifieke vermogens op de Nederlandse markt zullen verschijnen.

3.2.4 Ontwikkeling van turbines met hoog specifiek vermogen voor de Nederlandse markt

De kans dat incurante windturbines worden gebouwd hangt naast de omvang van de financiële prikkel ook af van de grootte van de potentiële afzetmarkt. Internationaal gezien is Nederland een kleine afzetmarkt. Toch mag worden verwacht dat turbinefabrikanten ook bij een geringe vraag zich aanpassen aan de wensen van de klant, ook als dat de certificering van een nieuw windturbintype zou betekenen. Zogenaamde site-specifieke turbinecertificaten komen in de

¹¹ Het verlagen van het aantal equivalente vollasturen door toepassing van een kleinere rotor sorteert niet het gewenste effect. De *duur* van de MEP neemt weliswaar toe (omgekeerd evenredig met de dalende opbrengst), maar de jaarlijkse *inkomsten* uit de MEP dalen door de daling in opbrengst. In feite is de vervanging van een bestaande rotor door een kleinere rotor zelfs onvoordelig, omdat een overgedimensioneerde (dus te dure) turbine wordt gebruikt en bovendien de gedeelde jaarlijkse inkomsten uit de MEP pas na een aantal jaren worden gecompenseerd door een langere MEP-termijn.

praktijk steeds meer voor, zelfs voor relatief kleine projecten. Internationale marktontwikkelingen doen in dit opzicht nauwelijks ter zake. Voor de investeerder is het voordeel van een site-specifiek certificaat dat hij hiermee meer zekerheid krijgt over de prestaties van het windpark en daarmee ook meer financiële zekerheid. Een voorbeeld van een project waarvoor een apart typecertificaat werd ontwikkeld is het 20 MW park in Costa Rica met 30 Vestas 660 kW turbines, Figuur 3.4. Hiervoor werd vanwege de exceptioneel hoge gemiddelde windsnelheid een apart typecertificaat, een zogenaamd klasse S-certificaat ontwikkeld.



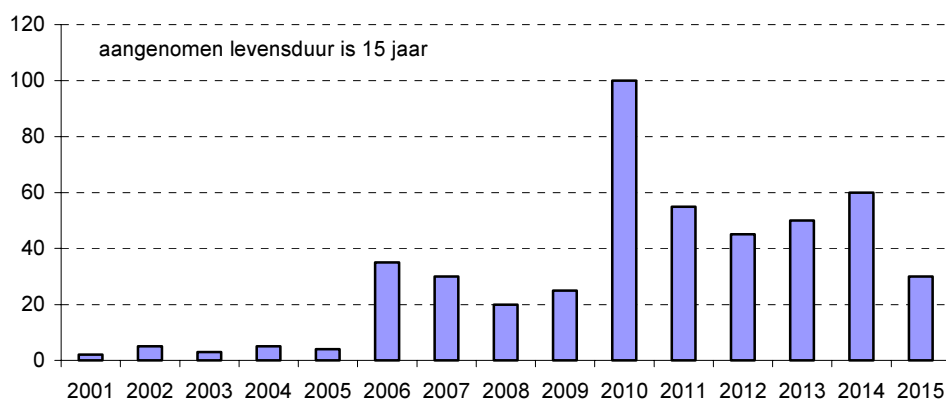
Figuur 3.4 *Project in Costa Rica met 20 Vestas 660 kW turbines, 'klasse S'*

3.2.5 Reikwijdte van de prikkel

Uit analyse blijkt dat bij een halve meter per seconde lagere windsnelheid, dus 6.0 m/s gemiddelde windsnelheid op turbineashoogte (typerend voor Drente of Utrecht) een vergelijkbare winst is te behalen. Ook in deze gebieden bestaat derhalve een prikkel om turbines met een hoger specifiek vermogen te plaatsen. Meer naar het binnenland toe (Twente, Noord-Brabant of Limburg) is er eveneens een prikkel om te kiezen voor een windturbine met groter specifiek vermogen. Ook op deze locaties is het mogelijk om gemiddeld meer dan 1800 vollasturen per jaar te behalen.

Om enigszins inzicht te krijgen in de hoeveelheid capaciteit waar de mogelijke prikkel voor het vergroten van het nominaal vermogen betrekking op heeft in de komende 10 jaar wordt gekeken naar de doelstellingen van het Bestuursvereenkomst Landelijke Ontwikkeling Windenergie (BLOW). Tabel 3.2 geeft een overzicht van de BLOW-doelstelling, het bestaand vermogen en het nieuw te plaatsen vermogen per provincie. De BLOW-doelstelling bedraagt in 1500 MW in 2010. Op dit moment staat in Nederland 672 MW aan windvermogen opgesteld. In Flevoland is reeds 55 MW meer geplaatst dan in de BLOW-doelstelling is opgenomen. Het vermogen dat voor de BLOW meetelt is derhalve $672 - 55 = 617$ MW. Derhalve zou ongeveer $1500 - 617 = 883$ MW nieuw te plaatsen vermogen mogelijk gevoelig zijn voor plaatsing met een te groot nominaal vermogen. Het potentiële windvermogen waarvoor de financiële prikkel een rol speelt is waarschijnlijk nog groter, omdat een deel van het opgestelde vermogen in Nederland de komende jaren om technische redenen zal worden vervangen, zie Figuur 3.5.

Verwachte technische vervanging van windvermogen in Nederland (gebaseerd op jaarlijks vervangen van vermogen [MW])



Figuur 3.5 Technische vervanging van windvermogen in Nederland

Tabel 3.2 BLOW-doelstelling per provincie

Provincie	Doel BLOW [MW]	Bestaand vermogen totaal (eind 2002)	Nieuw te plaatsen vermogen
Groningen	165	60	105
Friesland	200	75	125
Drenthe	15	0,6	14,4
Overijssel	30	-	30
Gelderland	60	0,5	59,5
Flevoland	220	275*	
Utrecht	50	0,2	49,8
Noord-Holland	205	95	110
Zuid-Holland	205	75	130
Zeeland	205	50	155
Noord-Brabant	115	40	75
Limburg	30	0,8	29,2
TOTAAL	1500	672	883

(Bron: gecombineerde gegevens KEMA Windmonitor / statistieken Windservice Holland)

* 55 MW meer dan BLOW-doelstelling

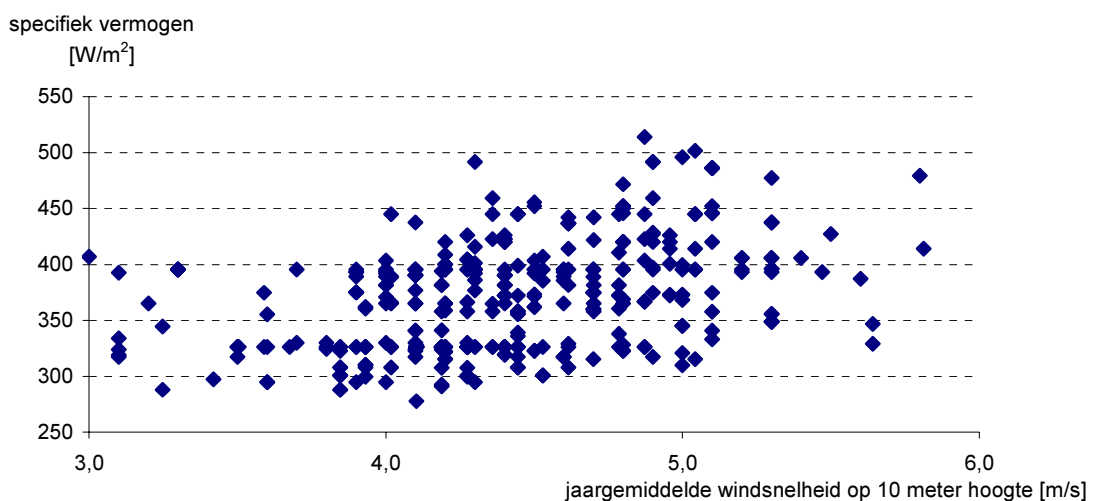
3.2.6 Neveneffecten toepassing turbines met hoog specifiek vermogen

Toepassing van turbines met een naar verhouding hoog specifiek vermogen heeft een drietal neveneffecten:

1. Op bepaalde locaties kan de opbrengst toenemen.
2. De efficiëntie van de benutting van de aangesloten netcapaciteit daalt. In het voorbeeld in § 3.2.1 daalt de netefficiëntie van 100% naar 91%.
3. Met de daling van de netefficiëntie neemt ook de voorspelbaarheid van het vermogen af. Dit kan worden verklaard door het feit dat bij een hoog specifiek vermogen de verhouding tussen vollastbedrijf ('boven rated') en deellastbedrijf ('onder rated') afneemt. In beginsel nemen de onbalanskosten voor de elektriciteitsproductie hierdoor toe. De kosten van onbalans worden toegerekend aan de leverancier en/of de producent. De toename van de onbalanskosten verschaft daarmee een prikkel die tegengesteld is aan het vergroten van het nominaal vermogen.

3.2.7 Redelijkheidstoets specifieke vermogen

De vraag is of met behoud van de vollasturenregeling ongewenste effecten voortkomend uit een oneigenlijk grote verhouding tussen vermogen en energieopbrengst kunnen worden voorkomen. Een aangrijppunt hiervoor lijkt het specifieke vermogen van een turbine, omdat hierin zich het effect van het oneigenlijk vergroten van het nominaal vermogen laat meten. Om oneigenlijke verhoging van het nominaal vermogen tegen te gaan is onderzocht of bij de aanvraag tot subsidieverstrekking een redelijkheidstoets kan worden ingesteld ten aanzien van het specifieke vermogen van de turbine waarvoor MEP-vergoeding wordt aangevraagd. Een dergelijke redelijkheidstoets zou zijn dat een bovengrens wordt gesteld aan het specifiek vermogen van de turbines, bij voorkeur afhankelijk van de jaargemiddelde windsnelheid. Indien het specifiek vermogen boven de bovengrens van het betreffende windregime van de turbine valt, komt de turbine in niet aanmerking voor de MEP-vergoeding, of wordt de het aantal vollasturen berekend op basis van het maximum toegestane specifiek vermogen.



Figuur 3.6 *Specifiek turbinevermogen als functie van windsnelheid in Duitsland*¹²
(Bron: Wind Kraft Journal 5/2002)

Om te controleren of een begrenzing van het specifiek vermogen sluitend te maken is met de in de praktijk gerealiseerde specifieke vermogens bij verschillende windregimes zijn de specifieke vermogens van bestaande windturbines in Duitsland in Figuur 3.6 geplot. Omdat de stimuleringsregeling in Duitsland slechts gericht is op productie, wordt er hier van uitgegaan dat deze regeling leidt tot een zuiver technisch ontwerp waarbij de elektriciteitsproductie per turbine en locatie wordt geoptimaliseerd. Er wordt dus aangenomen dat er voor deze turbines geen prikkels bestaan voortkomend uit het subsidiesysteem die het specifiek vermogen beïnvloeden. Toch treedt een grote spreiding van geïnstalleerde specifieke vermogens op.

In Figuur 3.7 is een vergelijkbare relatie weergegeven¹³ op basis van gegevens uit de Windmonitor van Kema. Hierbij is aan de hand van de geregistreeerde specifieke opbrengst en ashoogte de windsnelheid geschat, uitgaande van gelijke beschikbaarheid van de turbines. Voor Neder-

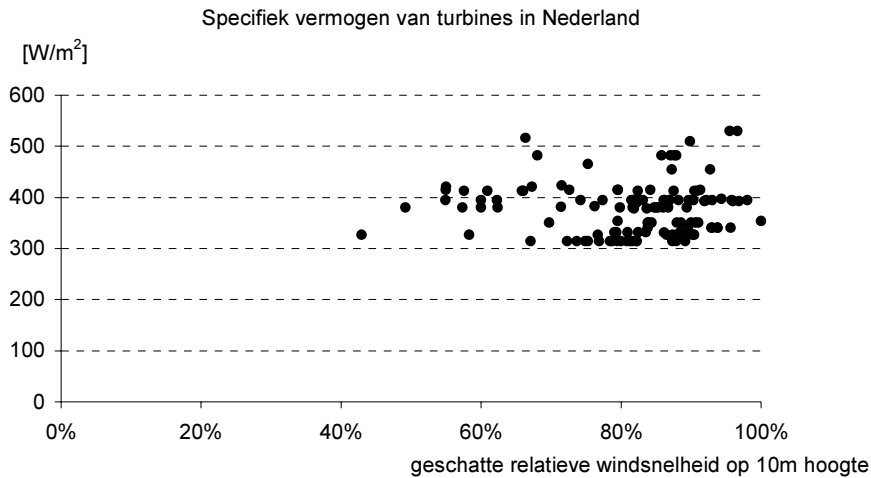
¹² Een van de turbines met het hoogste specifiek vermogen is de Vestas V66 met 1,75 MW generator: 512 W/m² (1750 · 10³ W / (66² · π/4 m²)).

¹³ De gemiddelde windsnelheid op 10m hoogte kan afgeschat worden met de derde machtswortel uit de specifieke

$$\text{jaaropbrengst plus een correctie voor de ashoogte: } V_{10m} = \sqrt[3]{E/A} \cdot \left(\frac{10}{H_{hub}}\right)^{1/3}$$

Deze grootte is dimensieloos weergegeven op de horizontale as. De maximale waarde is 100%.

land zijn geen gegevens beschikbaar van gemiddelde windsnelheden ter plaatse van bestaande windenergieprojecten.



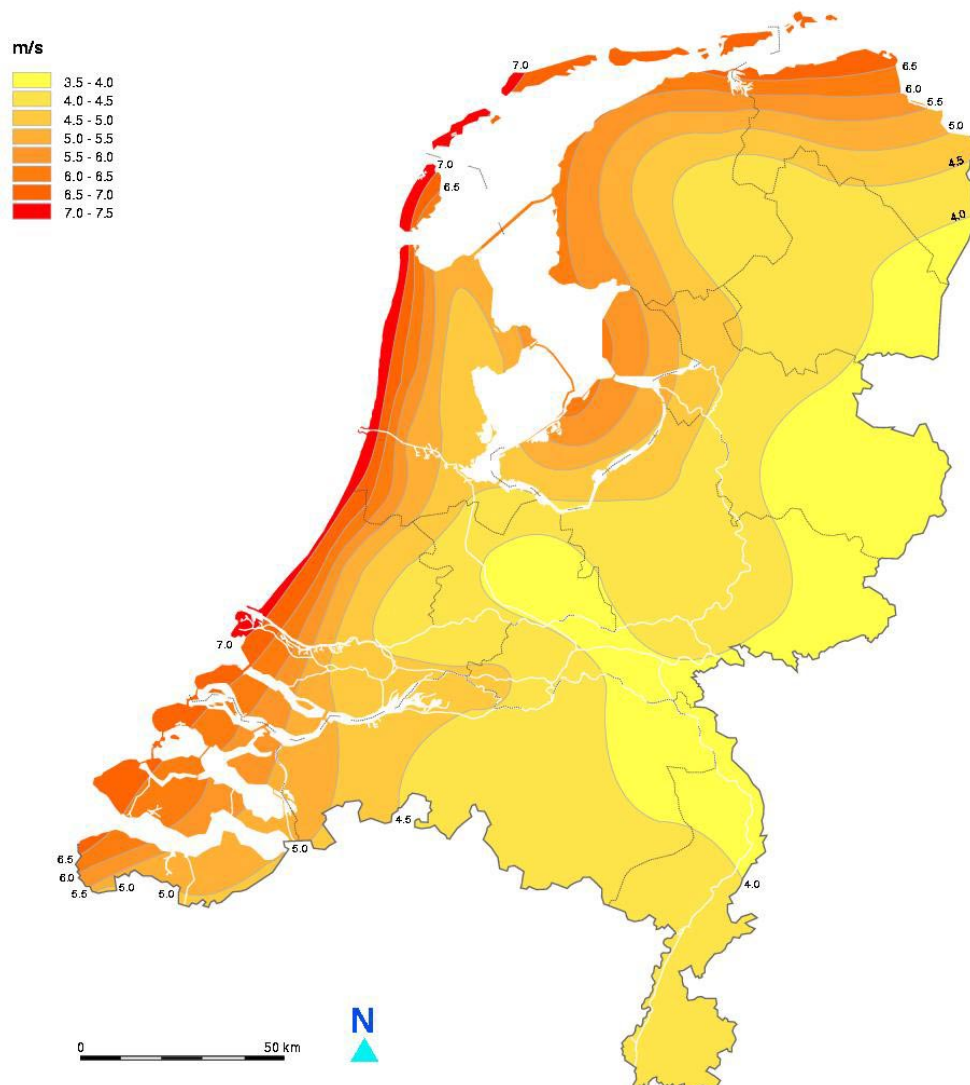
Figuur 3.7 *Specifiek vermogen van turbines in Nederland als functie van de geschatte relatieve windsnelheid*¹⁴

Figuur 3.6 en Figuur 3.7 geven aan dat het zeer moeilijk is een bovengrens voor het specifiek vermogen per windregime vast te stellen welke representatief is voor het type turbines dat men per windregime kan verwachten. Een gedifferentieerde begrenzing van het specifiek vermogen veronderstelt bovendien dat Nederland kan worden ingedeeld in duidelijk onderscheidbare regio's van verschillende windregimes. In de praktijk kan dit echter zeer problematisch blijken. Figuur 3.8 geeft de windkaart van Nederland voor 10 meter hoogte. Buiten de praktische bezwaren van het vaststellen van de grenzen van windregio's (langs welke grenzen zouden windregio's immers afgebakend moeten worden?), moet ook worden opgemerkt dat binnen de windregio's afhankelijk van de ruwheid van het landschap de gemiddelde windsnelheid sterk kan variëren. Een geografische indeling van Nederland in windregio's doet derhalve geen recht aan de diversiteit aan gemiddelde windsnelheden binnen windregio's. Bovendien zou een geografische indeling kunnen leiden tot grenseffecten. Als alternatief zou de redelijkheidstoets ten aanzien van het specifiek vermogen kunnen worden gebaseerd op de gemeten meerjarige gemiddelde windsnelheid. De uitvoerbaarheid hiervan zou echter op te veel praktische bezwaren stuiten. Kortom, een redelijkheidstoets aan het specifiek vermogen afhankelijk van de lokale gemiddelde windsnelheid is in praktische zin niet of nauwelijks uitvoerbaar.

Geconcludeerd moet worden dat een redelijkheidstoets ten aanzien van het specifieke vermogen van een turbine bij de subsidieaanvraag geen goede mogelijkheid biedt tot het tegengaan van eventueel oneigenlijk ophogen van het specifiek vermogen van windturbines. Om toch te voorkomen dat er voor kustgebieden speciale turbines ontwikkeld worden die een hoger specifiek vermogen hebben dan nu verkrijgbaar is, kan een absoluut maximum aan het specifiek turbinevermogen worden gesteld van bijvoorbeeld $530 W/m^2$. Dit sluit aan bij de bovenkant van op dit moment op de markt verkrijgbare turbines, en voorkomt eventuele excessief hoge nominale vermogens op met name kustlocaties.

Concluderend kan gesteld worden dat het invoeren van een naar windregime gedifferentieerde redelijkheidstoets op praktische gronden niet haalbaar is. Om te voorkomen dat er speciale kustturbines ontwikkeld worden met een hoger specifiek vermogen dan nu gangbaar is, kan een absolute bovengrens aan het specifieke vermogen gesteld worden.

¹⁴ De hoogste waarden zijn Micon 400 kW turbines die in 1996 in Friesland zijn geplaatst met een specifiek vermogen van $530 W/m^2$.



Figuur 3.8 *Jaargemiddelde potentiële windsnelheden boven Nederland op 10 m hoogte*
Bron: KNMI

3.2.8 Conclusie

Er bestaat een financiële prikkel als gevolg van de vollasturesystematiek om turbines te plaatsen met een te hoog specifiek vermogen in verhouding tot het windregime op die locatie. Uit berekeningen blijkt dat deze prikkel met name speelt op locaties met een windsnelheid tussen 4.5 m/s en 6.5 m/s op 10 meter hoogte. Als gevolg van de keuze voor een hoger specifiek vermogen neemt de efficiëntie van het gebruik van de aangesloten netcapaciteit af en nemen de onbalanskosten naar verwachting toe.

Op kustlocaties is de keuze voor turbines met een hoger specifiek vermogen zeer beperkt, omdat op deze locaties doorgaans al turbines worden neergezet die aan de bovenkant van het marktaanbod zitten wat betreft specifiek vermogen. Het kan echter niet worden uitgesloten dat als gevolg van de vollasturesystematiek turbines op de Nederlandse markt komen die een specifiek vermogen hebben dat hoger is dan wat nu op de markt beschikbaar is. Om excessen te voorkomen, kan eventueel een absolute bovengrens worden gesteld aan het specifieke vermogen

van de turbines. Een meer gedifferentieerde redelijkheidstoets waarbij een maximum specifiek vermogen als functie van windsnelheid wordt vastgesteld is niet praktisch uitvoerbaar.

Locaties met een beperkt windaanbod hebben geen prikkel voor het vergroten van het specifiek vermogen, omdat zij in aanmerking komen voor de maximale duur voor MEP van 10 jaar en de termijn van de subsidieverstreking dus niet verder kunnen verlengen. Voor de tussengelegen gebieden bestaat er een financiële prikkel voor een keuze voor turbines met een hoger specifiek vermogen.

3.3 Vervangen van turbines direct na afloop van de MEP-termijn

De maximale duur van de MEP-vergoeding wordt begrensd door het maximum aantal vollasturen van 18.000 en belooft maximaal 10 jaar. Door deze begrenzing van het aantal vollasturen zal in windrijke gebieden zoals het westen en noorden van Nederland de duur van de periode waarover een MEP-vergoeding wordt verstrekt tot zo'n 4 jaar korter zijn dan het maximum van 10 jaar. De technische levensduur van windturbines is rond de 20 jaar. Daardoor bestaat de mogelijkheid om de turbines na afloop van de MEP-termijn te verwijderen, te verkopen op de tweede-handmarkt en te vervangen door nieuwe exemplaren waarvoor vervolgens weer MEP-vergoeding kan worden aangevraagd. Wanneer de dimensies van het oude en het nieuwe project gelijk blijven, wordt verwacht dat dit vergunningstechnisch in het algemeen weinig problemen zal geven.

3.3.1 Berekeningsmethodiek

Om meer inzicht te geven in de financiële afweging voor vroegtijdige vervanging of een retrofit van bestaande turbines bij de huidige vollasturesystematiek, worden twee projecten met elkaar vergeleken. Beide projecten (A en B) beschikken over hetzelfde windaanbod en betreffen windturbines met dezelfde prestaties. (A) betreft een project waarvan de MEP-termijn zojuist is afgelopen en waar wordt doorgedraaid met dezelfde turbines, en bij (B) is de termijn voor MEP-vergoeding ook net afgelopen maar zijn de oude turbines verkocht en vervangen door nieuwe exemplaren. Voor dit project (B) wordt opnieuw MEP-vergoeding aangevraagd en ontvangen. Omdat aangenomen mag worden dat de hiervoor benodigde procedures tijdig in gang zijn gezet wordt het verlies aan inkomsten uit productie tijdens de bouwphase verwaarloosbaar klein geacht. De energieopbrengsten zijn voor alle projecten gelijk. De verschillende inkomsten van de projecten (A) en (B) kunnen worden berekend aan de hand van een DCF model. Hiervoor is hetzelfde model gebruikt als bedoeld in paragraaf 2.1, gebaseerd op het model ten behoeve van de MEP onrendabele topberekeningen. Tevens zijn dezelfde aannames gehanteerd. Ook is de IRR berekend ten opzichte van het eigen vermogen. De verschillen in de kosten en opbrengsten van de projecten (A) en (B) in het DCF model na het verstrijken van de MEP-periode laten zich als volgt formaliseren:

$$\text{Inkomsten (A)} = E \times (p_E + 36i) - E \times (\text{O\&M})_A - \text{belasting (A)}$$

$$\text{Inkomsten (B)} = E \times (\text{MEP} + p_E + 36i) - E \times (\text{O\&M})_B - \text{rente}(I_B) - \text{aflossing}(I_B) - \text{belasting(B)}$$

Hierin zijn (O&M) de kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering per kilowattuur. De O&M kosten is in de praktijk voor (A) iets hoger dan voor nieuwe projecten (B), omdat het turbines betreft die al een enige jaren in bedrijf zijn. De investeringskosten zijn voor (B) ongeveer gelijk aan een investering in een geheel nieuw project. Voor (B) geldt wel dat extra kosten moeten worden gemaakt voor het weghalen van de oude turbines maar hiertegen over staan besparingen omdat onder meer aansluiting op het net en aanleg van wegen al geregeld is. Verder staat (E) voor de energieopbrengst in kilowattuur en zijn (MEP) en (p_E) de hoogte van de MEP-vergoeding en de prijs van elektriciteit in euro's per kilowattuur. De aflossingstermijn van de lening wordt gelijk gesteld aan de termijn waarover MEP-vergoeding wordt uitgekeerd. In dit

voorbeeld is deze termijn 7 jaar. De afschrijvingstermijn wordt gelijk gesteld aan de technische levensduur van de installatie. Aangenomen wordt dat bestaand vermogen wordt vervangen door turbines met hetzelfde specifieke vermogen. De overige aannames zijn conform de uitgangswaarden voor het berekenen van de onrendabele toppen ten behoeve van het vaststellen van de MEP (ECN, 2002). Er is uitgegaan van een investering van 1150 €/kW bij een specifiek vermogen van 440 W/m² en een loadfactor van 29.33%. Dit komt overeen met een windrijke locatie.

Na afloop van de MEP-periode zal de investeerder een afweging maken tussen het laten staan van de huidige turbines of vervangen door nieuwe installaties waarvoor opnieuw MEP-vergoeding kan worden ontvangen. Hierbij zal de investeerder een afweging maken tussen optie (A), het laten staan van de huidige turbine, en optie (B), het vervangen van de turbine door nieuwe MEP-gerechtigde turbines. In principe is de afweging zoals die gemaakt wordt bij project (B) gelijk aan de afweging bij een nieuw project. Het verschil zit echter in de restwaarde van de turbine. Wanneer de marktwaarde van de turbine gelijk is aan de boekwaarde, is situatie (B) gelijk aan een nieuwe investering. Wanneer de marktwaarde van de turbine hoger is dan de boekwaarde op het moment van verkoop, stijgt het rendement van de vervanging.

3.3.2 Resultaten

Als we er van uit gaan dat de boekwaarde van de turbine gelijk is aan de marktwaarde, zal de investeerder na afloop van de MEP-periode opnieuw een investering moeten doen die even groot is als de initiële investering, om opnieuw MEP-vergoeding te kunnen ontvangen. In situatie (A) wordt de turbine gebruikt om gedurende de technische levensduur van de turbine inkomsten uit de verkoop van elektriciteit te genereren. Na afloop van de MEP-periode dalen de lasten aanzienlijk, omdat de lening dan is afbetaald. Daar tegenover staat dat de inkomsten ook dalen doordat de turbine niet langer in aanmerking komt voor MEP-vergoeding. Toch blijkt dat de lasten harder dalen dan de inkomsten, waardoor de netto inkomsten stijgen. Ten opzichte van situatie (B), waarin de netto inkomsten gelijk blijven, is het laten staan van de turbine dus voordeliger. De IRR is bij optie (A) 18% bij het gebruikte voorbeeld project, de IRR bij optie (B) is zelfs negatief (-6%), zie Tabel 3.3. Dit betekent dat de inkomsten uit elektriciteit en 36i na het verlopen van 18.000 vollasturen nodig zijn om een positief rendement op eigen vermogen te realiseren.

3.3.3 Gevoeligheidsanalyse

In bovenstaande berekeningen is er vanuit gegaan dat de marktwaarde van de turbine gelijk is aan de boekwaarde van de turbine op moment van verkoop. In de praktijk kan de verhouding anders liggen. Wanneer de marktwaarde van de turbine hoger is dan de boekwaarde, kan het restvermogen opnieuw geïnvesteerd worden.

In plaats van vervanging door een nieuwe turbine bestaat ook de mogelijkheid van vervanging door een tweedehands turbine. Op deze manier worden de investeringskosten verlaagd, en kan het inkomsten niveau gehandhaafd blijven. Wanneer bijvoorbeeld aangenomen wordt dat de turbinekosten op deze manier gehalveerd worden, neemt de IRR van het project over de totale periode toe tot 7%. Voor de tweede turbine levert de investering een rendement van 30%. Er is voor deze situatie wel een duidelijke prikkel. Deze prikkel wordt in de uitvoeringsregeling van de MEP ondervangen door de eis de installatie bij renovatie in “nieuwstaat” te brengen.

Er is een aantal gevoeligheden die de keuze voor situatie A of situatie B beïnvloeden. Dit zijn:

- De hoogte van REB-vrijstelling (36i).
- De hoogte van de MEP-vergoeding.
- De toename van de O&M kosten bij verouderende turbines.
- De CO₂-prijs bij de introductie van een emissiehandelssysteem.

Voor het vergelijken van de effecten van het wegvallen van de REB-vrijstelling is de volgende situatie bekeken. De REB-vergoeding is bij de MEP-vergoeding opgeteld (resultierend in een MEP-vergoeding van 7,8 €/kWh en een REB-vrijstelling van 0 €/kWh). Vervolgens zijn de gevolgen voor het rendement beschouwd. Het eventueel wegvallen van de 36i vergoeding heeft het grootste effect in situatie A, waar de turbine blijft staan. De inkomsten dalen na het verstrijken de 18.000 vollasturen van de hoge MEP-vergoeding naar het niveau van de elektriciteitsprijs. In situatie B, het vervangen van de turbine, blijven de inkomsten op een gelijk niveau en is het rendement negatief.

Het is mogelijk dat in de toekomst de MEP-vergoeding voor wind op land wordt verlaagd in lijn met de technische ontwikkelingen. Wanneer dan een vergelijkbare berekeningsmethodiek voor het vaststellen van de MEP-vergoeding wordt gehanteerd leidt dat evenals bij huidige projecten die voortijdig worden vervangen tot een negatieve IRR. Bij een gelijkblijvende REB-vrijstelling (2,9 cent) en een verlaagde MEP van 4 €/kWh blijkt de voorkeur uit te gaan naar optie A; optie B levert een negatief rendement op de investering.

Uit berekeningen blijkt dat zelfs bij een verdubbeling van de operationele kosten gedurende de tweede helft van de levensduur van de turbine er geen prikkel is om de turbine te vervangen door een nieuwe, zolang de REB-vrijstelling van 2,9 €/kWh wordt gehandhaafd. Hierbij is uitgegaan van O&M kosten van 1,8 €/kWh.

In Tabel 3.3 zijn de drie bovenstaande situaties en het effect op de IRR uitgewerkt.

Tabel 3.3 *Afweging al dan niet vervangen van bestaande turbines na afloop MEP*

Case	Toelichting	IRR (36i = 0 €/kWh)	IRR (MEP = 4 €/kWh)	IRR (O&M = 3,6 €/kWh)	IRR (O&M = 3,6 €/kWh)
A	In bedrijf houden	18%	11%	13%	14%
B	Vervangen na MEP	-6%	-6%	<0	-6%

Uit bovenstaande kan worden geconcludeerd dat naarmate de inkomsten na de MEP-vergoeding op een hoger niveau liggen het aantrekkelijker wordt om een reeds bestaande turbine in bedrijf te houden. Voor bestaande turbines die op zeer korte termijn het maximum aantal vollasturen behalen is daarbij voornamelijk de hoogte van de REB-vrijstelling van belang. Voor nieuwe projecten is het voortbestaan van de REB-vrijstelling na de MEP-periode niet zeker. Voor deze turbines, die vanaf de introductie van de MEP nieuw worden geïnstalleerd, is daarom ook de toekomstige CO₂-prijs van belang. Door de introductie van een CO₂-emissiehandelssysteem per 2005 zal de elektriciteitsprijs naar verwachting stijgen. Hierdoor nemen de inkomsten uit de verkoop van stroom van turbines toe. Dit maakt het navenant aantrekkelijker om bestaande turbines in bedrijf te houden. Daarnaast wordt in de Referentieraming energie en CO₂ (Ybema, 2001) een stijging van de elektriciteitsprijs in de komende jaren verwacht. Bovenstaande geeft aan dat de inkomsten per kWh naar verwachting hoger zullen liggen dan de 2,1 €/kWh die binnen de MEP als stroomprijs voor windenergie is ingeschat. De hoogte van de inkomsten na de MEP zijn echter onzeker. Tot slot moet nog worden opgemerkt dat in het geval dat de REB-vrijstelling voor duurzame elektriciteit op nul wordt gesteld - zonder inkomsten ten gevolge van bijvoorbeeld de CO₂-waarde en op basis van de huidige aanname van de elektriciteitsprijs (2,1 €/kWh) - de marges na afloop van de MEP-periode klein zijn. Indien een windproject in deze fase van het project tegen onvoorziene hoge kosten voor onderhoud aanloopt kan het zijn dat deze marges te klein zijn om het project voort te zetten.

3.3.4 Conclusie

Ook na 18.000 vollasturen is het overwegend voordelig om een turbine in bedrijf te houden. Aan de hand van de berekeningen in dit hoofdstuk kon geen prikkel worden aangetoond, die inherent verbonden is met de vollasturensystematiek, om turbines af te schroeven aan het eind van

de MEP-periode, deze te verkopen en vervolgens nieuwe MEP-gerechtigde turbines neer te zetten. Zelfs wanneer de REB-vrijstelling op nul zou worden gesteld, is de prikkel om turbines te vervangen overwegend niet aanwezig. Wel wordt erkend dat in het geval van het afschaffen van de REB-vrijstelling, zonder inkomsten ten gevolge van bijvoorbeeld de CO₂-waarde, de marges na de MEP-periode op basis van de hier aangenomen stroomprijs voor wind op land zeer beperkt worden. Dit kan in specifieke gevallen leiden tot het stopzetten van projecten. Andere gevoeligheden zoals het verlagen van de MEP-vergoeding voor nieuwe projecten en de introductie van een CO₂-prijs en de verwachte stijging van de elektriciteitsprijs sturen in de richting van in bedrijf houden van bestaand vermogen. Echter, in het geval dat een bestaande turbine kan worden vervangen door een tweedehands turbine om zodoende opnieuw voor MEP-vergoeding in aanmerking te komen bestaat er een sterke prikkel voor het vervangen van turbines na afloop van de MEP-periode. Deze prikkel is echter vergelijkbaar met de overweging om bij een geheel nieuw project tweedehandsturbines te gebruiken en is daarom niet uniek voor de vollasturensystematiek.

3.4 Beperkingen van de methodiek

Binnen de toegepaste methodiek wordt de prikkel die van de vollasturensystematiek uitgaat zuiver beoordeeld aan de hand van een technisch-financiële afweging ten aanzien van de keuze van het specifiek vermogen van een turbine. Er is echter een heel scala aan afwegingen van min of meer technische of financiële aard dat de uiteindelijke keuze voor een turbine bepaalt. Deze diversiteit aan afwegingen komt onder andere tot uiting in het overzicht van geïnstalleerde specifieke vermogens in Duitsland (Figuur 3.6) waar geen prikkels ten aanzien van het geïnstalleerd vermogen worden verondersteld. Ook in Nederland is op basis van gegevens uit de windmonitor een dergelijke grote spreiding te constateren (Figuur 3.7). De hier gehanteerde methodiek brengt slechts de financiële prikkel in kaart die bij investeerders mee zal spelen in de turbinekeuze. In werkelijkheid spelen veel meer factoren een rol. Belangrijke overwegingen naast de NPV berekening zoals hierboven geschetst zijn bijvoorbeeld toenemende onbalanskosten voor turbines met een hoog specifiek vermogen, *power quality*¹⁵ van de turbine, de relatie tussen afnemer en fabrikant, de levertijd, de track record van een turbine en componenten, het onderhoudscontract, garantiebepalingen, enzovoorts.

3.5 Beoordeling van de effecten vollasturensystematiek

Zoals hierboven reeds geconcludeerd kan de vollasturensystematiek tot turbinedimensioneringen leiden die afwijken van wat uit zuivere technisch-economische optimaliseringsoverwegingen als redelijk verondersteld mag worden en daarmee extra MEP-uitgaven tot gevolg hebben. De omvang van deze extra uitgaven laat zich hier moeilijk inschatten. Het kan dan ook niet worden beoordeeld of de geconstateerde effecten van een ernst en schaal zijn welke aanpassing van de regeling zou verantwoorden. Dit laatste dient te worden afgewogen ten opzichte van de alternatieven die bestaan voor de voorgestelde vollasturensystematiek. Deze alternatieven worden in Hoofdstuk 5 behandeld.

3.6 Conclusies

- Om fraude in de opgave van het nominaal elektrisch vermogen te voorkomen dient goed te worden gedefinieerd wat precies onder dit begrip wordt verstaan. Aanbevolen wordt om de volgende definitie van nominaal vermogen te hanteren: *Nominaal vermogen [kW]* is de

¹⁵ Power quality: de kwaliteit van het op het net ingevoerde vermogen.

maximum gemiddelde waarde in een PV-curve zoals die wordt vastgesteld volgens de norm IEC-61400-12 door een bij o.a. MEASNET¹⁶ aangesloten instantie.

- Voor investeringen in nieuwe turbines op locaties bestaat een financiële prikkel om een turbine te kiezen met een zo hoog mogelijk specifiek vermogen. Er is een reëel risico dat de vollasturensystematiek de turbinekeuze op deze locaties beïnvloedt ten gunste van turbines met een te hoog specifiek vermogen gegeven het lokale windregime.
- Door een keuze voor een hoger specifiek vermogen komen turbines langer in aanmerking voor MEP-vergoeding (tot een maximum van 10 jaar) en wordt in totaal per turbine meer MEP-vergoeding uitgekeerd.
- Voor nieuwe projecten in de kustzone kan niet worden uitgesloten dat ‘speciale turbines’ worden aangeschaft waarbij het specifiek vermogen hoger is dan wat nu op de markt beschikbaar is. Dergelijke turbines zouden dan speciaal per project op aanvraag door de fabrikant moeten worden gemaakt. In de praktijk komt het steeds vaker voor dat zogenaamde site-specifieke turbines worden ontwikkeld en gecertificeerd, ook voor relatief kleine windparken. De beperkte omvang van de Nederlandse markt vormt dus geen belemmering voor alternatieve turbineontwerpen. Informeel overleg met Nederlandse vertegenwoordigers van windturbinefabrikanten waaruit blijkt dat hierop wordt gestudeerd, bevestigt dit.
- Bij bestaande turbines kan het specifiek vermogen worden verhoogd door de oorspronkelijke generator te vervangen door een grotere generator. De technische mogelijkheden tot dergelijke retrofits zijn echter zeer beperkt. Derhalve wordt de kans op het optreden van het verhogen van het specifiek vermogen door retrofits zeer klein geacht.
- De financiële prikkel voor de keuze voor een turbine met een hoog specifiek vermogen is niet de enige factor die de uiteindelijke turbinekeuze bepaalt, maar slechts een van de vele overwegingen voor de investeerder.
- Een nadeel van het verhogen van het specifiek vermogen is de geringere voorspelbaarheid van het vermogen. De verwachting is dat daarmee de onbalanskosten toenemen.
- Daarnaast daalt door de keuze voor turbines met een te hoog specifiek vermogen gegeven het windregime de loadfactor en daalt bijgevolg de benutting van het op het elektriciteitsnet aangesloten vermogen.
- In theorie zouden de effecten van de geconstateerde prikkel tot het verhogen van het specifiek vermogen kunnen worden beperkt door het stellen van een maximum aan het specifiek vermogen van een turbine, al dan niet afhankelijk van het windregime.
- Het begrenzen van het specifieke vermogen afhankelijk van windaanbod is in praktische zin vrijwel onuitvoerbaar. Het laat zich moeilijk verenigen met de brede variëteit aan specifieke vermogens die normaal gesproken in de praktijk bij een bepaald windregime worden geïmplementeerd. Ook het op onomstreden wijze vaststellen van de gemiddelde windsnelheid ter plaatse zal in de praktijk lastig zijn. Derhalve wordt afgeraden om een eisen ten aanzien van het specifiek vermogen afhankelijk van het windregime te stellen.
- De prikkel tot het verhogen van het specifiek vermogen is eigen aan de vollasturensystematiek en laat zich niet binnen deze systematiek oplossen. Het instellen van een maximum ten aanzien van het specifiek vermogen afhankelijk van het windregime biedt geen praktische oplossing om bedoelde prikkel te verminderen.
- Er is overwegend geen prikkel om de turbines na afloop van de MEP-termijn te vervangen door nieuwe exemplaren om opnieuw voor MEP in aanmerking te komen.
- Indien mogelijk zou het wel interessant kunnen zijn om na afloop van de MEP-termijn turbines te vervangen door tweedehands exemplaren. Het is echter altijd aantrekkelijk om met een goedkope tweedehands turbine in aanmerking te komen voor subsidie. In deze onderscheidt de MEP-vollasturensystematiek zich dan ook niet van andere subsidiestelsels.

¹⁶ MEASNET: *Measuring Network of Wind Energy Institutes* (<http://www.measnet.org>). De PV-curve is de relatie tussen vermogen en windsnelheid, door MEASNET in het engels aangeduid als *power performance*.

4. VERGOEDINGSSYSTEMEN IN ANDERE EUROPESE LANDEN

4.1 Duitsland

Het systeem van terugleververgoedingen voor duurzame elektriciteit in Duitsland is vastgelegd in het *Erneubare Energien Gesetz* (EEG) dat op 1 april 2000 in werking is getreden. De doelstelling van het systeem is het bevorderen van windenergie in Duitsland. Daarnaast beoogt het systeem ook een spreiding van de implementatie van windenergie teweeg te brengen.

4.1.1 Toelichting differentiatie

Zoals gezegd is het Duitse systeem gericht op spreiding. Er is daarbij uitgegaan van het stimuleren van locaties met een lage windsnelheid. Om te voorkomen dat locaties met een hogere windsnelheid meer subsidie ontvangen, is een termijn aan een hoog starttarief verbonden. Op deze manier worden zowel locaties met weinig wind gestimuleerd, en wordt voorkomen dat locaties met een hoog windregime te veel subsidie zouden ontvangen. Er is echter geen maximum gesteld aan het aantal kWh waarover de terugleververgoeding gegeven wordt. Hierdoor zijn locaties met weinig wind al interessant, maar bieden locaties met veel wind een uitermate goed rendement op de investering.

Het terugleververgoedingssysteem is een gestaffeld systeem waarbij gedurende minimaal vijf jaar een hoog starttarief wordt ontvangen. Na de eerste vijf jaar wordt de vergoeding gedifferentieerd door de termijn van het starttarief te verlengen naar mate de locatie waarop de turbine staat minder windrijk is.

De hoogte van de startvergoeding bij het van kracht worden van de regeling in 2001 was 9,1 €/kWh voor tenminste vijf jaar (beginnende op de datum van aanbesteding). Vervolgens wordt de vergoeding voor nieuwe projecten elk jaar verlaagd met 1,5% volgens de formule: $9,1 \text{ €/kWh} \times [1 - 0,015 \times (\text{jaar} - 2001)]$. Bijvoorbeeld, voor turbines geplaatst in 2003 bedraagt de startvergoeding: $9,1 \text{ €/kWh} \times (1 - 0,03) = 8,827 \text{ €/kWh}$. Na het verlopen van de termijn waarover het startvergoeding wordt betaald wordt de vergoeding verlaagd naar 6,19 €/kWh.

De duur waarover deze startvergoeding wordt betaald is langer voor minder windrijke locaties. Om de duur te bepalen wordt gebruik gemaakt van de zogenaamde referentieopbrengst (*Referenzerträge*) van de turbine. Dit is de berekende jaaropbrengst (in kilowattuur) waarvoor de terugleververgoeding wordt aangevraagd bij bepaalde standaardcondities. Deze standaardcondities zijn een jaargemiddelde windsnelheid van 5,5 m/s op 30m hoogte en een zekere oppervlakteruwheid die de windschering karakteriseert. De referentieopbrengst is derhalve een turbine-eigenschap, die wordt bepaald door de PV-curve (relatie tussen vermogen (P) en windsnelheid (V))¹⁷. De referentieopbrengst wordt gesteld op 100%¹⁸. Wanneer de opbrengst op de daadwerkelijke site gedurende de eerste vijf jaar minder dan 150% van de referentieopbrengst is wordt voor elke 0,75% opbrengst onder de 150% de duur voor aanspraak op de startvergoeding met

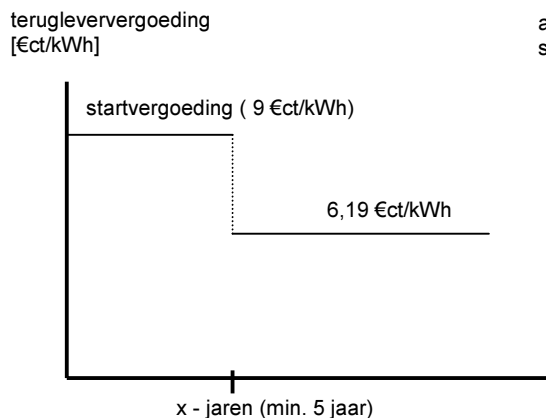
¹⁷ De bepaling moet geschieden in overeenstemming met de richtlijnen van de Fördergesellschaft Windenergie (FWG) of in overeenstemming zijn met de Power Performance Measurement Procedure zoals gedefinieerd door het Measuring Network of Wind Energy Institutes (MAESNET).

¹⁸ Ter illustratie: een geschikt turbineontwerp in termen van ashoogte en verhouding tussen geïnstalleerd generatorvermogen en rotoroppervlak welke leidt tot minimale opwekkingskosten heeft op de referentie locatie ongeveer 1650 vollasturen [eigen berekening ECN, HJK].

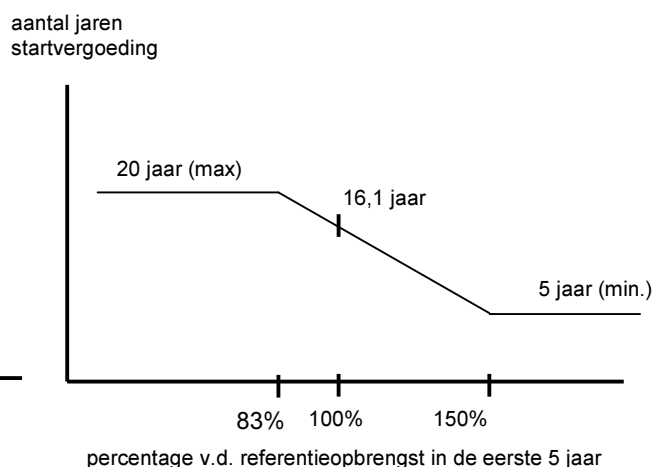
N.B.: Uit de definities voor opbrengst en aantal equivalente vollasturen volgt dat in plaats van "een percentage van de referentieopbrengst" ook gelezen kan worden "percentage van het aantal equivalente vollasturen".

twee maanden verlengd. Daarna valt men terug op het basistarief van 6,19 €/kWh. De maximale termijn waarover subsidie wordt verstrekt is 20 jaar.

Er wordt dus niet gewerkt met een maximum hoeveelheid vollasturen of opbrengst waarvoor de terugleververgoeding tarieven geldt, maar met een relatieve opbrengst die bepalend is voor de duur van de hoge startvergoeding. Turbines op een gunstige locatie qua windaanbod ontvangen de hoge vergoeding gedurende een kortere periode, maar tenminste vijf jaar en turbines op minder windrijke plaatsen ontvangen de startvergoeding langer.



Figuur 4.1 *Terugleververgoeding in Duitsland: afbouw in de tijd*



Figuur 4.2 *Terugleververgoeding in Duitsland: aantal jaren startvergoeding als functie van opbrengst*

4.1.2 Prikkel voor investeerders

Het Duitse systeem heeft een enorme stijging van het windvermogen tot gevolg gehad. De groei van de windmarkt is zo snel gegaan doordat niet alleen een forse financiële prikkel werd gegeven, maar ook doordat de vergunningverlening relatief eenvoudig verloopt.

De hoogte van de terugleververgoeding, en de periode waarover subsidie verleend wordt, in combinatie met de verplichte afname van elektriciteit door de utilities, geeft de investeerders ruim voldoende zekerheid. Er zijn geen prikkels bekend die leiden tot een oneigenlijk turbineontwerp of dimensionering teneinde de aanspraak op subsidiegelden te vergroten. Het Duitse systeem heeft geen maximum aantal kilowatturen ingebouwd waarover de terugleververgoeding gegeven wordt. Hierdoor is het interessant voor de investeerder om (ongeacht de locatie) een zo hoog mogelijke opbrengst te genereren. Daarmee wordt dan zo veel mogelijk verdiend. De technische meest efficiënte turbine zal gekozen worden. Ook op locaties waar een hoge windsnelheid heerst is geen prikkel om het aantal vollasturen beperkt te houden. Door continu een zo hoog mogelijke opbrengst te genereren wordt het meest verdient. Bovendien kan dan op een korte termijn de lening afbetaald worden, waarna het project met lagere lasten en daarmee hogere netto inkomsten verder draait.

4.2 Denemarken

In Denemarken zijn op dit moment overgangsregelingen van kracht voor de overgang van een terugleververgoeding naar een groencertificatensysteem. Het "oude" terugleververgoedingssysteem blijft in de overgangsperiode van kracht. Voor de hoogte van de vergoedingen worden vier categorieën windturbines onderscheiden: turbines van na 1 januari 2003, bestaande turbines ge-

bouwd tussen 1 januari 2000 en 31 december 2002, turbines van voor 2000 en kleine particuliere windmolens.

Het huidige Deense beleid is gericht op het vervangen van de bestaande oude turbines. Daarmee wordt de efficiëntie van het bestaand opgesteld vermogen verbeterd.

4.2.1 Toelichting differentiatie

De vergoedingen voor windenergie op land in Denemarken zijn als volgt:

- Projecten gestart na 1 januari 2003 ontvangen als extra stimulering bovenop de stroomprijs alleen de waarde van het groencertificaat¹⁹. De minimumprijs voor groencertificaten in het voorgestelde groencertificatensysteem bedraagt 0,10 DKK/kWh (1,35 €ct/kWh), overeenkomstig de waarde van de huidige CO₂-heffing. De totale vergoeding voor de door wind opgewekte elektriciteit mag niet boven de 0,36 DKK (4,89 €ct/kWh) uitkomen. De vergoeding die wordt uitgekeerd is afhankelijk van de spotprijs voor de elektriciteit: het verschil tussen het maximum van 4,89 €ct/kWh en de spotprijs wordt als subsidie uitgekeerd. Wanneer de spotprijs boven het maximum uitkomt wordt geen terugleververgoeding betaald. Projecten gestart in 2000, 2001 of 2002 ontvangen een stimulering van 0,43 DKK/kWh (5,97 €ct/kWh) tot maximaal 22.000 kWh/kW (vollasturen). Dit komt overeen met 9.460 DKK/kW. Hier bovenop komt nog de waarde van het groencertificaat.
- Windmolens van voor 1 januari 2000 ontvangen een stimulering van 0,60 DKK/kWh (8,08 €ct/kWh) over een maximum aantal vollasturen dat afhangt van het vermogen van de turbines (zie Tabel 3.3). Deze maatregel blijkt in de praktijk een sterke stimulans voor de vervanging van oude turbines te zijn (BTM Consult, 2002). Na het bereiken van het maximum aantal vollasturen is de vergoeding 0,43 DKK/kWh (5,97 €ct/kWh) totdat de turbine 10 jaar oud is. Daarna wordt alleen nog de waarde van het groencertificaat bovenop de marktprijs betaald.
- Voor kleine windmolens die door particulieren worden gebruikt (zogenaamde ‘type 4’ molens) geldt gedurende 12 jaar een garantieprijs van 0,60 DKK/kWh (8,08 €ct/kWh), ongeacht de omvang van de productie gedurende deze periode.

De terugleververgoeding is dus geldig voor een beperkt aantal vollasturen. Indien een installatie het maximum aantal vollasturen overschrijdt komt het niet langer in aanmerking voor terugleververgoeding en moet de elektriciteit via de spotmarkt voor elektriciteit en de groenheid via een nog op te richten groencertificatenmarkt worden verhandeld.

In de huidige subsidieregeling voor *nieuwe* windturbines in Denemarken is de vergoeding gebaseerd op het verschil tussen de vastgestelde maximum vergoeding voor de elektriciteit (4,89 €ct/kWh) en de spotprijs voor elektriciteit plus de groencertificatenprijs.

¹⁹ Op 19 juni 2002 werd besloten dat per 2003 nog geen reële Europese markt voor groencertificaten van kracht kon zijn. Daarom werd besloten dat tot dit wel het geval zou zijn een vergoeding zou worden gegeven ter vervanging van de waarde van het groencertificaat. De vergoeding is vastgesteld op 0,10 DKK/kWh bovenop de marktprijs van elektriciteit. De maximum vergoeding (spotprijs plus groencertificatenprijs) is vastgesteld op in totaal 0,36 DKK/kWh en voor een maximum duur van 20 jaar (niet beperkt door het aantal vollasturen).

Tabel 4.1 *Terugleververgoedingen voor wind op land in Denemarken*

Categorie	Tarief [DKK/kWh]	Tarief [€ct/kWh]	Vollasturen
Wind (2001 - 2003)	0,43	5,79	22.000
Wind (voor 2000):			
> 600 kW	0,60	8,08	12.000
200 – 600 kW	0,60	8,08	15.000
< 200 kW	0,60	8,08	25.000
Compensatie CO ₂ -heffing*	0,10	1,35	Onbeperkt

* De compensatie voor de CO₂-heffing van 0,10 DKK/kWh is forfaitair meegerekend in de terugleververgoedingen. D.w.z. de netto terugleververgoeding voor bijvoorbeeld wind op land (2001 – 2003) is 0,33 DKK/kWh (4,44 €ct/kWh).

4.2.2 Prikkels voor investeerders

De prikkel om te investeren in nieuwe projecten blijkt sinds 1 januari 2003 beperkt. Er is nog een prikkel om retrofits toe te passen, maar het maximum toegestane bedrag van 4,89 €ct/kWh bij nieuwe turbines is bij de aangenomen kosten en belastingvoorzieningen niet voldoende om nieuwe capaciteit neer te zetten. In de praktijk blijkt dit ook nauwelijks te gebeuren (voor wind op land, wind op zee neemt wel toe). Wel wordt er momenteel veel bestaande capaciteit vervangen door nieuwe turbines. Vooral hierdoor groeide het windvermogen in 2002 met 530 MW tegenover 115 MW in 2001 (bron: BTM Consult, 2002). Prikkels voor het aanpassen van het nominaal vermogen zijn in dit systeem uitgesloten, omdat de vollasturen over reeds bestaande turbines berekend worden.

4.3 Frankrijk

In Frankrijk wordt gebruik gemaakt van het aantal vollasturen van de turbine voor de vaststelling van de hoogte van de vergoeding. Over de eerste vijf jaar geldt een tarief voor alle vollasturen, cq. windregio's, daarna treedt een differentiatie op. Doel van de regeling is het stimuleren van windenergie in Frankrijk, en het spreiden van de turbines over windrijke en minder windrijke gebieden.

4.3.1 Toelichting differentiatie

Een verordening van 8 juni 2001 legt de voorwaarden vast voor de verkoop van elektriciteit uit windenergie onder het franse systeem van terugleververgoedingen. Artikel 2 van deze verordening bepaalt dat in het contract voor de verkoop van de elektriciteit de installatie waarop het contract betrekking heeft wordt beschreven. De volgende karakteristieken worden onder andere in het contract opgenomen:

1. maximaal geïnstalleerd vermogen (*puissance maximale installée*),
2. maximaal geleverd vermogen (*puissance active maximale de fourniture*).

In Bijlage 1 bij de verordening worden de tarieven en differentiatie uitgewerkt. Een installatie komt gedurende 15 jaar in aanmerking voor de terugleververgoeding. Deze periode van 15 jaar kan worden onderverdeeld in drie periodes van 5 jaar. Het tarief wordt gedifferentieerd naar deze drie periodes. Daarnaast wordt het tarief gedifferentieerd naar het gemiddeld aantal vollasturen (*durée annuelle de fonctionnement*) van een turbine. Het aantal vollasturen is gedefinieerd als het quotiënt van geproduceerde hoeveelheid energie gedurende een jaar door het maximaal geïnstalleerd vermogen (*puissance maximale installée*). Het tarief wordt bepaald aan de hand van de referentie hoeveelheid vollasturen per installatie. Tabel 4.2 geeft de tarieven voor wind op land gedifferentieerd naar referentie aantal vollasturen. De referentie hoeveelheid vollasturen (*durée annuelle de fonctionnement de référence*) wordt als volgt bepaald:

1. Aan het eind van elk jaar van de eerste 5 jaar dat een installatie operationeel is wordt het aantal vollasturen in het afgelopen jaar bepaald.
2. De referentie hoeveelheid vollasturen is het gemiddelde van de middelste 3 aantal jaarlijkse vollasturen in de reeks van 5. Dat wil zeggen; het hoogste en laagste aantal vollasturen wordt verwijderd en vervolgens wordt het gemiddelde berekend.

Tabel 4.2 *Terugleververgoedingen voor elektriciteit uit windenergie in Frankrijk*

Referentie vollasturen per jaar	Tarief [€ct/kWh] 0 - 5 jaar	Tarief [€ct/kWh] 6 - 10 jaar	Tarief [€ct/kWh] 11 - 15 jaar
< 2000	8,38	8,38	8,38
2000 – 2600	8,38	Interpolatie	Interpolatie
2600	8,38	5,95	5,95
2600 – 3600	8,38	Interpolatie	Interpolatie
> 3600	8,38	3,05	3,05

Het tarief wordt verder met 25% verlaagd vanaf het moment dat het cumulatief aantal vollasturen tussen de jaren 6 en 10 hoger is dan 5 maal het referentie aantal vollasturen per jaar. Deze verlaging geldt tot het einde van de periode tot 10 jaar. Hetzelfde is van toepassing op de periode 11 tot 15 jaar.

4.3.2 Prikkels voor investeerders

Omdat in Frankrijk gedurende de eerste vijf jaar de terugleververgoeding onafhankelijk van het aantal vollasturen 8,38 €ct/kWh is, en gericht is op een zo groot mogelijke productie, is er wat betreft die periode geen aanleiding voor turbine-eigenaren om het referentie aantal vollasturen door bijvoorbeeld vergroting van het geïnstalleerde vermogen te ‘manipuleren’. Echter, aangezien de vervolgsubsidie bepaald wordt aan de hand van de vollasturen van de turbine in de eerste vijf jaar is het voordelig om ervoor te zorgen dat gedurende de eerste vijf jaar het aantal vollasturen zo laag mogelijk is. Door met een relatief kleine extra investering het nominaal vermogen te vergroten, kan gedurende de tweede serie van vijf jaar een hogere terugleververgoeding worden ontvangen en worden voorkomen dat de vergoeding op een bepaald moment met 25% wordt gekort. Hierdoor wordt voor de volgende periode de maximale terugleververgoeding veilig gesteld. Concluderend kan worden gesteld dat het Franse systeem een sterke prikkel bevat om het vermogen van de turbine te vergroten.

De totale termijn van 15 jaar voor de vergoeding komt overeen met de gangbare economische levensduur van de turbine. Daarmee lijkt de prikkel om voortijdig tot vervanging van de turbine over te gaan gering. Het risico van kapitaalvernietiging is dus beperkt.

Vooralsnog is de verwachte toename van geïnstalleerd vermogen uit windenergie in Frankrijk uitgebleven. In 2002 is ruim 60 MW aan windvermogen bijgeplaatst waarmee het totaal is gestegen tot zo'n 183 MW aan het eind van het jaar (bron: BTM Consult, 2002). Dit komt met name doordat de vergunningtrajecten en ruimtelijke ordeningprocedures in Frankrijk langdurig en ingewikkeld zijn. Daarnaast is de grootte van de windparken begrensd door een maximaal te subsidiëren vermogen van 12 MW per windpark in de regeling op te nemen. De hoogte van de prikkel voor investeerders blijkt, wanneer alleen het financiële gedeelte in ogenschouw wordt genomen, voldoende. Bepalend voor het plaatsten van windturbines in Frankrijk zijn momenteel veel eerder ruimtelijke ordeningsaspecten, bouwvergunningen en overeenkomsten voor netaansluiting.

Er is een prikkel voor investeerders om gedurende de eerste vijf jaar van het project een laag aantal vollasturen te draaien. Dit kan door een grotere generator te gebruiken dan op een bepaalde locatie technisch optimaal zou zijn. In de praktijk is deze manipulatie nog niet waargenomen. Er is tot nu toe 14.000 MW aan projecten voorgesteld. Daarvan wordt niet verwacht dat

het allemaal geplaatst zal worden, maar het geeft een beeld van de omvang van de investeringsprikkel die uitgaat van de terugleververgoeding.

4.4 Overzicht voor- en nadelen differentiatiemethoden

In onderstaande tabel zijn de voor en nadelen van de differentiatiemethoden tegen elkaar uitgezet.

Tabel 4.3 *Overzicht voor- en nadelen differentiatiemethoden*

Land	Methode	Voordelen	Nadelen
Duitsland	Gedifferentieerd systeem naar vollasturen ten opzichte van referentiesite (referentieopbrengst)	Stimuleert spreiding. Effectiviteit is hoog (veel nieuw vermogen) Sterke prikkel, ook voor windarme locaties.	Door hoogte van de prikkel kostbaar beleid. Overstimulering windrijke gebieden; inefficiënt. Uitvoering is bewerkelijk.
Denemarken	Differentiatie naar aantal vollasturen, en onderscheid naar vermogen.	Stimuleert vervanging Beoogt efficiëntie.	Prikkel is te laag om nieuwe turbines te plaatsen. Er is een prikkel om te vervangen waardoor vergroting opbrengst.
Frankrijk	Gedifferentieerd naar vollasturen ten opzichte van voorgaande jaren (referentie vollasturen)	Stimuleert spreiding. Veel projecten voorgesteld, lijkt effectieve prikkel.	Prikkel om nominaal vermogen groter te maken dan technisch optimaal. Plafond van 12 MW per project.

4.5 Nuloptie: geen differentiatie

In dit rapport zijn de mogelijkheden voor differentiatie van de vergoeding voor windenergie op land in Nederland, Frankrijk, Denemarken en Duitsland beschouwd. De differentiatie van de vergoedingen in deze landen maakt onder andere gebruik van referentieopbrengsten, het (referentie) aantal equivalente vollasturen, turbinevermogen en leeftijd van een installatie. Het hoofddoel van differentiatie van de vergoeding voor windenergie op land, door een begrenzing van het aantal vollasturen of anderszins, is het nivelleren van projectrendementen tussen windrijke en windarme gebieden. Wanneer geen onderscheid gemaakt zou worden naar windregimes, maar een vaste vergoeding per kilowattuur betaald wordt, zouden windrijke locaties beter renderen dan windarme locaties. Met andere woorden, in windrijke gebieden is het waarschijnlijk dat er free-riders zullen zijn, terwijl in de windarme gebieden de investeringsprikkel onvoldoende hoog is. In feite is er een trade-off tussen de effectiviteit en de efficiëntie van het beleid. Deze trade-off kan worden doorbroken door een evenwichtige stimulering waarbij rekening wordt gehouden met de opbrengst op een locatie.

4.6 Conclusies

In diverse landen zijn verschillende manieren bedacht om de vergoedingen naar windregime en turbinevermogen te differentiëren. De verschillende systemen maken gebruik van een referentieopbrengst en (referentie) vollasturen om een differentiatie in de vergoeding voor windenergie op land aan te brengen. De verschillende systemen die worden gehanteerd dienen uiteenlopende doelen.

In Duitsland en Frankrijk beoogt de differentiatie een spreiding van nieuw windvermogen tussen windrijke en windarme locaties te bewerkstelligen. In Denemarken beoogt de differentiatie de vervanging van oude turbines te bevorderen.

In de Franse en Duitse vergoedingsystemen is sprake van een aanvankelijk hoge vergoeding, die na een aantal jaar wordt afgebouwd naar een lagere vergoeding. In het Deense systeem vervalt de vergoeding als een maximum aantal vollasturen wordt bereikt. Vanaf dat moment kan een turbine nog een productiestimulans ontvangen vanuit de groencertificatenhandel. In alle onderzochte systemen is er na een aanvankelijke hogere vergoeding nog sprake van een verlaagde vorm van productiesteun. Ook in Nederland is dit in zekere zin het geval; op dit moment door de REB-vrijstelling; op de lange termijn mogelijk door het CO₂-emissiehandelssysteem.

Zowel het Franse als het Deense systeem maken gebruik van het begrip vollasturen om de duur van vergoedingen te beperken. In geen van beide systemen zijn gevallen bekend waar de differentiatie of begrenzing van de vergoedingen door middel van vollasturen heeft geleid tot een aangepaste dimensionering van windprojecten. Dit hangt mede samen met het feit dat deze vergoedingssystemen nog slechts kort van kracht zijn en door verschillende knelpunten maar tot een zeer beperkt aantal nieuwe projecten hebben geleid.

Wat betreft de hoogte van de stimulans kan worden geconcludeerd dat de vergoeding in Denemarken op dit moment niet voldoende hoog is voor projectontwikkelaars om vermogen bij te plaatsen. In Duitsland is een sterke stimulans vanuit de regeling om een zo hoog mogelijke productie te realiseren. Dit is mede veroorzaakt door de hoogte van de terugleververgoeding, en de lange termijn waarover de subsidie wordt verleend. In Frankrijk is een stimulans om het aantal vollasturen in de eerste vijf jaar te beperken om zodoende meer subsidie te ontvangen gedurende de laatste tien jaar van de regeling.

5. ALTERNATIEF VERGOEDINGSSYSTEEM

In Hoofdstuk 4 is een aantal vergoedingssystemen in het buitenland behandeld. Daarbij werd duidelijk dat elk van deze vergoedingssystemen een specifieke doelstelling van duurzaam elektriciteitsbeleid ondersteunt. In Nederland staat de efficiëntie van het systeem voorop, en wordt gecombineerd met een beperkte spreidingsdoelstelling in het kader van BLOW. De vollasturen-systematiek beantwoordt aan deze doelstellingen, maar behelst een prikkel tot verhogen van het specifiek vermogen. In dit hoofdstuk worden de mogelijkheden verkend voor een alternatief vergoedingssysteem dat is gebaseerd op de specifieke energieopbrengst van een turbine. Een dergelijk systeem geeft in beginsel een prikkel tot het maximaliseren van de opbrengst van een turbine. Bij de uitwerking van dit alternatieve vergoedingssysteem is uitgegaan van de volgende criteria:

- Een bevordering van windenergie die tegemoet komt aan de verschillen in opwekkingskosten afhankelijk van de verschillen in gemiddelde windsnelheid.
- Realisatie van de doelstellingen geformuleerd in de BLOW mogelijk maken.
- Een stimulans voor windenergie die economisch efficiënt is: minimaliseren van free-riders.
- Een financiële prikkel die niet sterk afwijkt van de normale, zuiver technisch-economische overwegingen.
- Zo optimaal mogelijke benutting van het op het elektriciteitsnet aangesloten vermogen alsmede van de locatie zelf als het gaat om het aantal geleverde kilowatturen windenergie.

Met nadruk wordt er op gewezen dat het hier gaat om een verkennende analyse. Om die reden is zoveel mogelijk gebruik gemaakt van relatieve waarden. Voor eventuele uitwerking van een daadwerkelijk vergoedingssysteem zouden, in aanvulling op de analyse in dit hoofdstuk en na validatie van onderliggende aannames, aan de hand van cashflow-berekeningen waarden voor de onrendabele toppen kunnen worden berekend. Daarnaast zou nog moeten worden gekeken naar de praktische uitvoerbaarheid van de systematiek en de administratieve consequenties.

5.1 Vergoeding afhankelijk van specifieke opbrengst

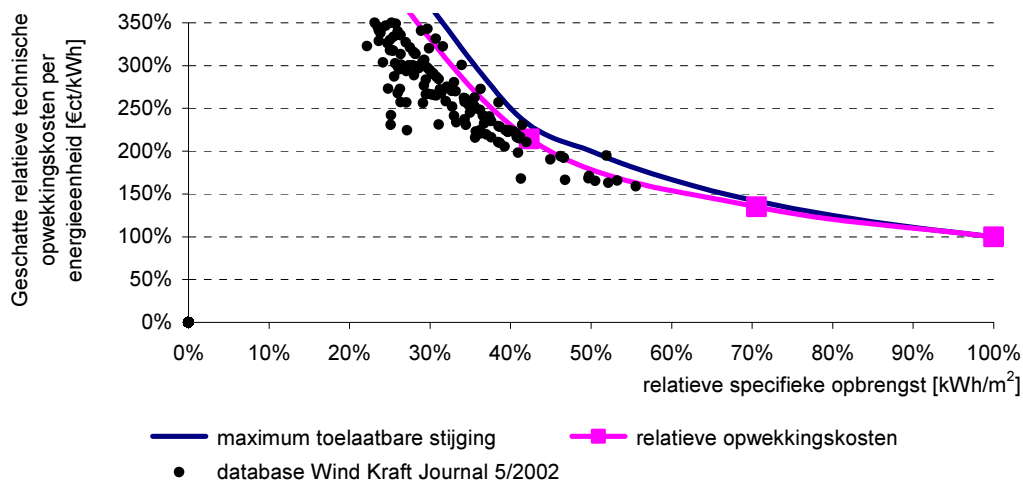
De specifieke energieopbrengst is het aantal geleverde kilowatturen gedeeld door het bestreken rotoroppervlak van de molen, in formulevorm: E/A [kWh/m^2]. De specifieke energieopbrengst hangt met name af van het windaanbod. Aan de kust wordt bij een hoge gemiddelde windsnelheid veel elektriciteit geleverd met een relatief klein rotoroppervlak; de specifieke opbrengst is hoog. In het binnenland doet de omgekeerde situatie zich voor en is de specifieke opbrengst laag. Door de significante verschillende waarden tussen windrijke en windarme gebieden zou de specifieke opbrengst een geschikte basis kunnen zijn voor het vaststellen van een productievergoeding die zowel efficiëntie als spreiding van windvermogen beoogt. Deze gedachte ligt ten grondslag aan het subsidiesysteem dat in dit hoofdstuk nader wordt verkend.

Om de hoogte van de vergoeding per locatie te kunnen vaststellen afhankelijk van de specifieke jaaropbrengst ter plekke moet eerst een schatting worden gemaakt van de onrendabele top afhankelijk van de specifieke jaaropbrengst. In plaats van de onrendabele top wordt hier een benadering gegeven op basis van de technische opwekkingskosten per kilowattuur zoals die kunnen worden afgeleid uit gegevens over kosten en opbrengsten in databases. Deze technische opwekkingskosten maken het mogelijk om de kosten van productie op verschillende locaties te ten opzichte van elkaar vergelijken.

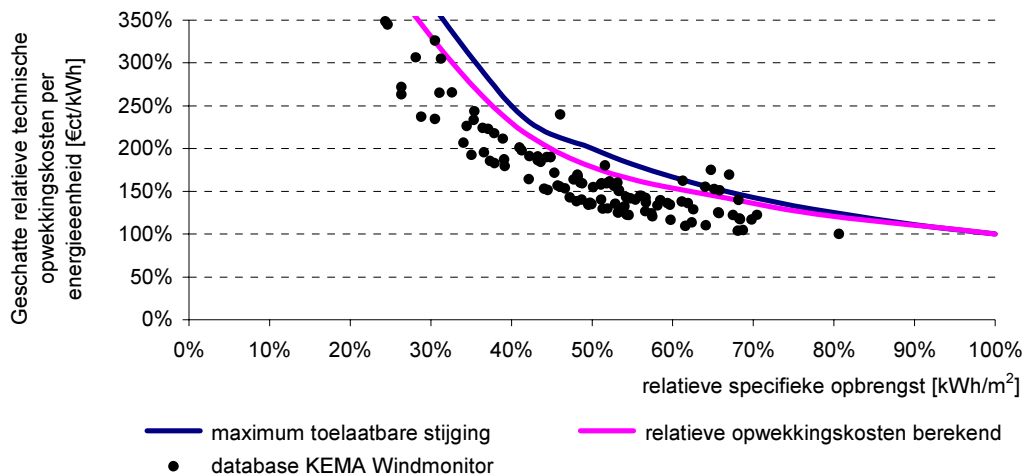
5.2 Technische opwekkingskosten van windenergie

Figuur 5.1 en Figuur 5.2 geven het verband tussen de specifieke opbrengst en de technische opwekkingskosten. Langs de x-as staat de specifieke opbrengst gerelateerd aan een referentiewaarde van ca. 1400 kWh/m². Op de y-as staan de geschatte opwekkingskosten per kilowattuur. De berekeningen van de geschatte technische opwekkingskosten van windenergie als functie van relatieve specifieke opbrengst worden in Bijlage C toegelicht. De grafiek van de relatieve opwekkingskosten geeft het geschatte verloop in de opwekkingskosten zoals is berekend in Bijlage C. De punten in de figuren geven de opwekkingskosten van turbines Duitsland en Nederland op basis van database gegevens. Figuur 5.1 en Figuur 5.2 geven aan dat de opwekkingskosten toenemen naarmate de specifieke opbrengst afneemt. Met andere woorden, op windarme locaties is de onrendabele top per kilowattuur hoger dan op windrijke locaties. Verder valt op dat in Nederland de specifiek opbrengst van bestaande turbines gemiddeld genomen hoog is in vergelijking met Duitsland. Met andere woorden, naar verhouding staan veel turbines in een gunstig windregime.

Figuur 5.1 en Figuur 5.2 kunnen als volgt gelezen worden: Op een locatie waar door een lagere gemiddelde windsnelheid met dezelfde rotordiameter de helft van de referentieopbrengst wordt gehaald is de relatieve specifieke opbrengst 50%. Ook hier zal een eigenaar zijn turbine kostendekkend willen kunnen bedrijven. Uit de grafieken voor de geschatte opwekkingskosten getekend in Figuur 5.1 en Figuur 5.2 volgt dat de totale kosten per kilowattuur op die locatie zo'n 175% van die op de referentielocatie zijn. Deze kosten moeten uit de vergoeding kunnen worden gedekt.



Figuur 5.1 *Geschatte technische opwekkingskosten van windenergie versus specifieke energieopbrengst vergeleken met bestaande turbines in Duitsland*



Figuur 5.2 *Geschatte technische opwekkingskosten van windenergie versus specifieke energieopbrengst vergeleken met bestaande turbines in Nederland*

Om de stap te maken van de opwekkingskosten in Figuur 5.1 en Figuur 5.2 naar een MEP-vergoeding is het volgende van belang. Bij een lagere specifieke opbrengst nemen de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en uit 36i af. De vergoeding moet dus niet alleen compenseren voor het verschil in opwekkingskosten maar ook voor het verschil in inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en 36i. Hierdoor is de stijging van de resterende onrendabele top per kWh als functie van specifieke opbrengst sterker dan het verloop in opwekkingskosten zoals weergegeven in Figuur 5.1 en Figuur 5.2.

Wanneer de totale inkomsten bij een dalende specifieke opbrengst als gevolg van de vergoeding sneller zouden stijgen dan het verlies aan inkomsten uit elektriciteit en 36i, bestaat het risico dat turbines tijdelijk worden stilgezet om voor de hogere vergoeding in aanmerking te komen. Dit risico stelt grenzen aan de maximaal toelaatbare stijging van de vergoeding bij afnemende specifieke opbrengst. De hyperbolen in Figuur 5.1 en Figuur 5.2 aangeduid met "maximum toelaatbare stijging" geven de begrenzing van de *totale* inkomsten als functie van de specifieke opbrengst weer. De begrenzing van de hyperbolen wordt bepaald door de volgende formule:

$$\text{vergoeding} = \text{constante inkomsten} / \text{specifieke opbrengst}$$

De mogelijke differentiatie in de vergoeding afhankelijk van specifieke opbrengst zal sterker zijn naarmate de inkomsten per kilowattuur uit de verkoop van elektriciteit en uit 36i (die voor alle locaties dezelfde zijn) groter is.

5.3 Prikkels

Het verschil tussen de benodigde vergoeding en de maximaal toelaatbare vergoeding bepaalt de prikkel tot maximalisatie van de energieopbrengst. Zo'n prikkel tot maximalisatie van de opbrengst moet absoluut aanwezig zijn omdat anders het gevaar bestaat dat eigenaren zich onvolgende zullen inspannen om verlies aan opbrengst door bijvoorbeeld stilstand van de turbine te vermijden.

Wat betreft de uitvoering wordt aanbevolen om de vergoeding bovendien op een zeker niveau te af te toppen. Hiermee kan worden voorkomen dat ook zeer slechte locaties rendabel worden gemaakt.

5.4 Discussie

- Differentiëring per windregio: een continue relatie tussen MEP-vergoeding en specifieke opbrengst is noodzakelijk om manipulatie te voorkomen. Discrete overgangen scheppen de mogelijkheid om bijvoorbeeld door de turbine korte tijd stil te zetten een hogere vergoeding te ontvangen en minder kilowatturen worden geleverd. Dit betekent dat per locatie de hoogte van de vergoeding apart moet worden berekend.
- Retrofit van rotorbladen: bij een evenwichtige vergoeding is het onwaarschijnlijk dat turbine-eigenaren over zullen gaan tot vervanging van de rotor om redenen van subsidieverlening. De relatie tussen energieopbrengst en rotoroppervlak is namelijk in de eerste orde lineair en zo'n retrofit sorteert dus weinig effect. Aanpassing van de rotordiameter heeft bovendien grote implicaties op de vergunningverlening en certificatie van de turbine.
- Het is mogelijk om tegen geringe kosten de rotordiameter met een opzetstuk te vergroten dat niet bijdraagt aan de productie. Mogelijk kan in de regelgeving uit worden gegaan van opgave van zowel rotordiameter alsmede lengte en type van de rotorbladen. Dit laatste moet dan kunnen worden gekoppeld aan de gecertificeerde bladlengte.

5.5 Conclusies

- De specifieke opbrengst kan in beginsel als basis dienen voor een vergoedingssysteem voor windenergie op land en verschaft een prikkel tot productieverhoging.
- De mate waarin door een hogere vergoeding tegemoet kan worden gekomen aan de hogere opwekkingskosten in gebieden met een lage gemiddelde windsnelheid hangt af van de verhouding tussen de stroomprijs, 36i en de MEP per kWh. Bij een hoge stroomprijs en 36i kan meer differentiatie worden toegepast.
- Een vertaalslag van geschatte opwekkingskosten naar een vergoeding als functie van specifieke opbrengst is nog niet gemaakt.
- Daarnaast is ook de praktische invulling van een dergelijk vergoedingssysteem niet nader uitgewerkt. Hieraan zouden de nodige haken en ogen kunnen zitten.
- De efficiëntie van de vergoeding is afhankelijk van de nauwkeurigheid van de geschatte opwekkingskosten en de spreiding van opwekkingskosten in de praktijk.

6. CONCLUSIES

6.1 Vergroten specifiek vermogen

De begrenzing van het aantal vollasturen waarvoor een wind turbine in aanmerking komt voor MEP-vergoeding creëert een financiële prikkel voor de implementatie van een hoger specifiek vermogen dan zou voortvloeien uit de gangbare optimaliseringsoverwegingen voor de dimensionering van een windturbine. Er is een reëel risico dat de vollasturesystematiek bij nieuwe investeringen de turbinekeuze beïnvloedt ten gunste van turbines met een hoger specifiek vermogen. Door een keuze voor een hoger specifiek vermogen komen deze turbines langer in aanmerking voor MEP-vergoeding (tot een maximum van 10 jaar) en wordt in totaal per turbine meer MEP-vergoeding uitgekeerd. Bij bestaande turbines kan het specifiek vermogen worden verhoogd door de oorspronkelijke generator te vervangen door een grotere generator. De technische mogelijkheden voor dergelijke retrofits zijn echter beperkt. Derhalve wordt het risico van het verhogen van het specifiek vermogen door retrofits zeer klein geacht.

Het huidige marktaanbod van turbines met grote specifieke vermogens betreft turbines die ontworpen zijn voor windrijke gebieden op land. Voor nieuwe projecten in de kustzone kan niet worden uitgesloten dat speciale turbines worden aangeschaft of ontwikkeld met een specifiek vermogen dat hoger is dan wat nu op de markt beschikbaar is. In Frankrijk en Denemarken, waar soortgelijke prikkels bestaan, is dit effect niet waargenomen. Mocht het toch voorkomen dan kan worden overwogen een absoluut maximum aan het specifiek turbinevermogen in te stellen dat in aanmerking komt voor vergoeding. Een meer gedifferentieerde redelijkheidstoets voor het specifiek vermogen afhankelijk van de gemiddelde windsnelheid ter plaatse heeft te veel praktische nadelen en wordt daarom afgeraden.

Ter voorkoming van fraude bij de opgave van het nominaal elektrisch vermogen bij de subsidieaanvraag dient het begrip nominaal vermogen duidelijk gedefinieerd te worden. Aanbevolen wordt om de volgende definitie van nominaal vermogen te hanteren: *Nominaal vermogen [kW]* is de maximum gemiddelde waarde in een PV-curve zoals die wordt vastgesteld volgens de norm IEC-61400-12 door een bij o.a. MEASNET²⁰ aangesloten instantie.

6.2 Vervanging turbines na verstrijken MEP-periode

Onderzocht is of er een prikkel bestaat voor het vervangen van turbines na het verstrijken van de MEP-periode om zodoende opnieuw voor de MEP in aanmerking te komen. In het algemeen kan worden geconcludeerd dat er overwegend geen prikkel is voor het plaatsen van nieuwe turbines na afloop van de MEP-periode. De prikkel tot het in bedrijf houden van een bestaande turbine is sterker naarmate de operationele inkomsten na het verstrijken van de MEP-periode hoger zijn. In geval de REB-vrijstelling op nul zou worden gesteld, is de prikkel om turbines te vervangen overwegend niet aanwezig. Wel wordt erkend dat in het geval van het afschaffen van de REB-vrijstelling, zonder inkomsten ten gevolge van bijvoorbeeld de CO₂-waarde, de marges na de MEP-periode op basis van de hier aangenomen stroomprijs voor wind op land zeer beperkt worden. Dit kan in specifieke gevallen leiden tot het stopzetten van projecten. Het vervangen van bestaande turbines door tweedehands-turbines kan aantrekkelijk zijn. Dit hangt sterk af van de prijs van tweedehands-turbines. In de wetgeving wordt dit echter ondervangen door de eis dat bij renovatie een installatie in “nieuwstaat” moet worden gebracht.

²⁰ MEASNET: *Measuring Network of Wind Energy Institutes* (<http://www.measnet.org>). De PV-curve is de relatie tussen vermogen en windsnelheid, door MEASNET in het engels aangeduid als *power performance*.

6.3 Differentiatie producentenvergoeding wind op land in andere landen

In een aantal onderzochte landen wordt de vergoeding voor wind op land gedifferentieerd naar windregime aan de hand van een referentieopbrengst of (referentie) aantal equivalente vollasturen. De methoden van differentiatie in de verschillende landen dienen uiteenlopende doelen. In Duitsland en Frankrijk beoogt de differentiatie een spreiding van nieuw windvermogen tussen windrijke en windarme locaties. In Denemarken beoogt de differentiatie de vervanging van oude turbines te bevorderen. In alle drie de onderzochte landen is er na een aanvankelijke (hogere) vergoeding nog sprake van een verlaagde vorm van productiesteun, al dan niet binnen het terugleververgoedingssysteem. Ook in Nederland is dit in zekere zin het geval; op dit moment door de REB-vrijstelling; op de lange termijn mogelijk door het CO₂-emissiehandelssysteem.

In het Duitse systeem wordt een hoge startvergoeding na tenminste 5 jaar verlaagd naar een lagere vergoeding die geldig is voor maximaal 20 jaar. Het systeem bevat een sterke prikkel om ongeacht de locatie de energieopbrengst te maximaliseren. De termijn waarover de hoge startvergoeding wordt betaald wordt bepaald aan de hand van een referentieopbrengst. De condities waarbij de referentieopbrengst wordt bepaald zijn zodanig dat gebruik van windarme locaties wordt gestimuleerd. Bijgevolg is sprake van overstimulering van windrijke gebieden. Wanneer condities voor het bepalen van de referentieopbrengst zouden worden gebaseerd op windrijke locaties, zou de stimulering onvoldoende effectief zijn voor windarme gebieden. Het Duitse model is dus sterk ingegeven vanuit een spreidingsdoelstelling ten aanzien van de plaatsing van windvermogen.

6.4 Alternatief vergoedingssysteem op basis van specifieke productie

In dit rapport is een verkenning gemaakt van de mogelijkheid om de opbrengst van een turbine per vierkante meter rotoroppervlak, 'specifieke opbrengst', als basis te gebruiken voor de differentiatie van de vergoeding voor wind op land. In beginsel biedt een dergelijk systeem de mogelijkheid om zowel aan de efficiëntiedoelstelling als aan de spreidingsdoelstelling ingevolge BLOW te voldoen. Een vergoeding op basis van de specifieke opbrengst verschaft primair een prikkel tot opbrengstverhoging.

In de verkenning in dit rapport is nog geen aanzet gemaakt naar de concrete uitwerking van een gedifferentieerde vergoeding op basis van onrendabele top berekeningen in een DCF model. Daarnaast zijn de financiële, administratief-bestuurlijke en technische consequenties van een dergelijk systeem nog niet beoordeeld.

6.5 Conclusies en aanbevelingen

De vollasturesystematiek in de MEP beantwoordt tegelijkertijd aan twee doelstellingen. Enerzijds beoogt de systematiek een efficiënte vergoeding, waarbij het aantal free-riders wordt beperkt. Anderzijds is er sprake van een spreidingsdoelstelling teneinde aan de BLOW-doelstellingen te voldoen. In het buitenland heeft of de spreidingsdoelstelling (Duitsland en Frankrijk) of de efficiëntiedoelstelling (Denemarken) de overhand. De vergoedingssystematiek die in de verschillende landen is geïmplementeerd vormt een afspiegeling van een van deze beleidsdoelstellingen. Ondanks dat de efficiëntie van de MEP-vergoeding enigszins kan worden gereduceerd door de prikkel voor het vergroten van het specifiek vermogen, lijkt de vollasturesystematiek, gegeven de doelstellingen die zij beoogt een efficiënt systeem. De onderzochte vergoedingssystemen in het buitenland lijken geen aangrijppunten te bieden voor verbetering van de efficiëntie van de MEP-vergoeding en het tegelijkertijd beantwoorden aan de spreidingsdoelstelling volgens BLOW. Derhalve is vooralsnog de aanbeveling om op basis van financieel-technische overwegingen die in dit rapport zijn uitgewerkt de huidige vollasturesystematiek te behouden.

Het wordt aanbevolen om de effecten van de vollasturesystematiek te monitoren. Hierbij moet name worden gekeken naar het toegepaste specifieke vermogen afhankelijk van de locatie en ook in relatie tot de specifieke energieopbrengst. De Windmonitor van Kema kan hiertoe mogelijk een geschikt instrument bieden.

Mocht geconstateerd worden dat inderdaad projecten worden gerealiseerd waarbij een oneigenlijk groot vermogen wordt toegepast gegeven het lokale windregime of turbines worden geplaatst met een hoger specifiek vermogen dan nu verkrijgbaar is, dan staat de overheid een aantal mogelijke maatregelen tot haar beschikking. Zo kan worden overwogen om een absolute bovengrens te stellen aan het nominaal elektrisch vermogen in verhouding tot het rotoroppervlak aan de hand waarvan het aantal equivalente vollasturen en daarmee de subsidietermijn wordt bepaald. Daarnaast kan worden overwogen om op termijn over te stappen op een alternatief vergoedingssysteem. De specifieke opbrengst kan hiervoor mogelijk een basis bieden.

REFERENTIES

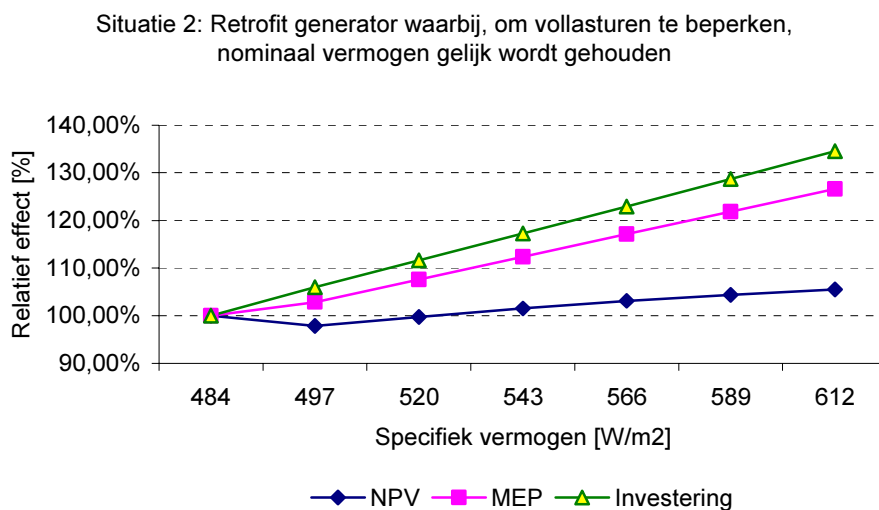
- BTM Consult (2002): *International Wind Energy Development - World Market Update 2002*. BTM Consult ApS, Denemarken, maart 2003.
- Bundesverband WindEnergie e.V (2001): *Windenergie 2001 Marktübersicht*, Bundesverband WindEnergie e.V., Osnabrück.
- De Lange, T.J., W.J.A. Ruijgrok (2002): *Update van de berekeningen ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit*, Notitie aan het Ministerie van Economische Zaken, 5 december 2002.
- Det Norske Veritas & Risø National Laboratory (2002): *Guidelines for Design of Wind Turbines* (1st edition). Det Norske Veritas in Kopenhagen, en Risø National Laboratory, Denemarken, 2001.
- EGG: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*.
- Germanischer Lloyd (1993): *Rules and Regulations IV - Non-marine technology Part 1 - wind Energy Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems*. Germanischer Lloyd, Hamburg, Duitsland, 1993.
- KNMI: windsnelheidsgegevens boven Nederland; <http://www.knmi.nl/product>.
- Kooijman, H.J.T. (2002): *Cost parameters and resource assessment of wind energy in Europe*, ECN-Wind Memo-02-034, Petten, december 2002. (Verschenen binnen het kader van het ECN-project BETER.).
- Neumann, T. et al (2002): *Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002 - Endfassung*. Deutsches Windenergie-Institut GmbH Nr.: SO-199, 15.10.2002, Bundesverband WindEnergie e.V., Osnabrück
- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok, en A.E. Pfeiffer (2002): *Invulling van het wetsvoorstel MEP voor duurzame elektriciteit*. ECN-C--02-088, november 2002.
- Ybema, J.R. et al. (2001): *Referentieraming energie en CO₂ 2001-2010*, ECN, 2001.

BIJLAGE A ONDERZOCHE PRIKKELS

In de discussie rondom de vollasturesystematiek voor windenergie worden soms mogelijke wijzigingen in windenergieprojecten genoemd die het gevolg zouden zijn van de systematiek, maar dat aantoonbaar niet zijn. Deze onderzochte maar niet reëel geachte prikkels worden in deze appendix toegelicht.

A.1 Retrofit met zwaardere generator

Naast de keuze voor een turbine met een hoger specifiek vermogen bij de investering, zou een producent ook kunnen overwegen om door middel van een retrofit een zwaardere generator te plaatsen in een bestaande turbine of in nieuwe turbines voor kustlocaties. Hiermee kan het specifieke vermogen worden opgevoerd tot boven de 500 W/m² die normaal op de markt beschikbaar is. Hoewel de financiële prikkel hiervoor stoelt op hetzelfde principe als uitgewerkt met betrekking tot de keuze voor nieuwe turbines en ook hier positief is (NPV neemt toe), is de technische speelruimte hiervoor naar verwachting beperkt. Zo zou een dergelijke retrofit niet alleen consequenties hebben voor de generator, maar ook voor het aandrijfhuis, de tandwielkast en voor de typecertificering van de turbine. Het risico dat deze variant op grote schaal toegepast zou worden wordt daarmee zeer klein geacht. Onderstaande figuur geeft de financiële prikkel voor het vergroten van het nominaal vermogen door middel van een retrofit bij kustturbines bij aanvang van de investering weer. Bij bestaande, nog niet volledig afgeschreven turbines zal de prikkel minder sterk zijn, omdat de versnelde afschrijving dan als extra kosten moeten worden meegenomen.



Figuur A.1 *Bijplaatsen van virtueel vermogen*

A.2 Windparkconfiguratie: het dicht op elkaar plaatsen van windturbines

De gedachte is dat door het dicht op elkaar plaatsen van de turbines de netto opbrengst van de turbines wordt gereduceerd (juist), dat daarmee de duur van de MEP-vergoeding kan worden vergroot (ook juist) en zodoende de inkomsten uit de MEP-vergoeding toenemen (onjuist). De inkomsten uit de MEP voor turbines die in aanmerking komen voor een periode korter dan 10 jaar is als volgt te formuleren:

$$\text{MEP-inkomsten} = \text{MEP} [\text{€/MWh}] \times E_{\text{jaargemiddeld}} \times (18.000 \cdot P_{\text{nom}} / E_{\text{jaargemiddeld}})$$

Hieruit blijkt dat de totale inkomsten feitelijk onafhankelijk van de energieproductie zijn. De netto contante waarde van de MEP-inkomsten neemt in dit voorbeeld zelfs af omdat per jaar minder inkomsten worden ontvangen en dit pas aan het eind van de oorspronkelijk MEP-termijn kan worden gecompenseerd door een extra duur van de MEP-vergoeding. Hier bovenop komt nog eens het verlies aan inkomsten uit de verkoop van elektriciteit. Wat betreft de MEP-inkomsten is het verkleinen van de afstand tussen turbines in een park of het nemen van soortgelijke maatregelen dus een onverstandige keuze.

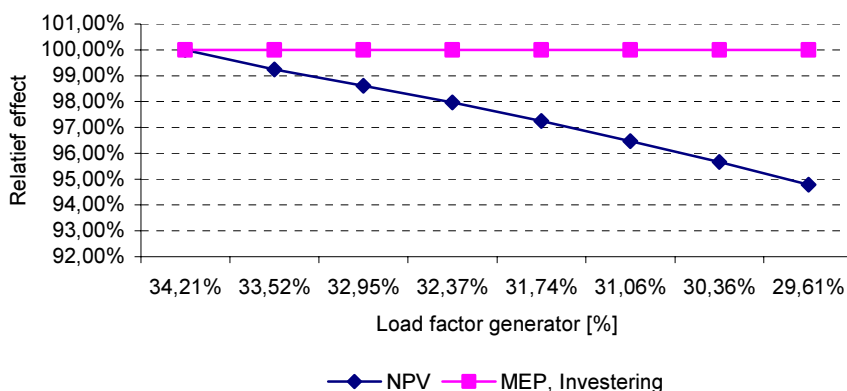
A.3 Het verlagen van het maximum vermogen van de turbine

Met het verlagen van het maximum vermogen van de turbine bij daadwerkelijk bedrijf, bijvoorbeeld door aanpassen van de stand van de bladen of door aanpassing van de bladhoekregeling van de turbine, zou een lager maximum vermogen ontstaan dan het nominaal elektrisch vermogen zoals dat is vastgesteld voor de bepaling van het aantal vollasturen van de turbine. Analoog aan de redenering hierboven gaat door het verlagen van de bovengrens aan het turbinevermogen de energieopbrengst omlaag, wordt de MEP-termijn weliswaar langer, maar blijven de inkomsten uit de MEP-vergoeding (niet gecorrigeerd voor rente) gelijk. Omdat de gedeelde inkomsten door de daling van de opbrengst pas na een x-aantal jaren leiden tot een verlenging van de MEP-termijn nemen de verdisconteerde inkomsten zelfs af. Daar bovenop komt nog de gedaalde inkomsten uit de verkoop van elektriciteit door de lagere opbrengst. Ook het verlagen van het maximum turbinevermogen zou dus bezien in het licht van de vollasturesystematiek, een onverstandige beslissing zijn. In onderstaande tabel en figuur is de financiële prikkel doorgerekend.

Tabel A.1 *Voorbeeld verlagen van maximum turbinevermogen*

nominaal vermogen [W]	load factor (=netto opbrengst/ potentiële opbrengst)	duur van de MEP-vergoeding [jaar]	geschatte investeringskosten [€/kW]	relatieve opbrengst [%]	relatieve MEP [%]	relatieve NPV [%]
100%	34,21	6,00	1145	100	100	100
95%	33,52	6,13	1145	98	100	99
91%	32,95	6,23	1145	96	100	99
87%	32,37	6,34	1145	95	100	98
83%	31,74	6,47	1145	93	100	97
79%	31,06	6,61	1145	91	100	96
75%	30,36	6,77	1145	89	100	96
71%	29,61	6,93	1145	87	100	95

Situatie 3: Ongewijzigde turbine waarbij nominaal vermogen naar beneden wordt bijgesteld in de regeling



Figuur A.2 *Voorbeeld, verlagen van nominaal vermogen*

BIJLAGE B VOORBEELDVERGELIJKING TURBINES NM72/1500 EN NM72/2000

Het voorbeeld voor de NEG Micon turbines bevestigt de substantiële stijging in netto contante waarde (in dit geval 29%) in geval een zwaardere generator wordt gebruikt zonder verdere veranderingen in het project. De investeringen nemen met 9% toe, de IRR neemt met 13% toe ten opzichte van de 1500 kW turbine. Hierdoor neemt de totaal ontvangen MEP-vergoeding toe met 24%. Bron: Kema / ECN.

Windklimaat locatie

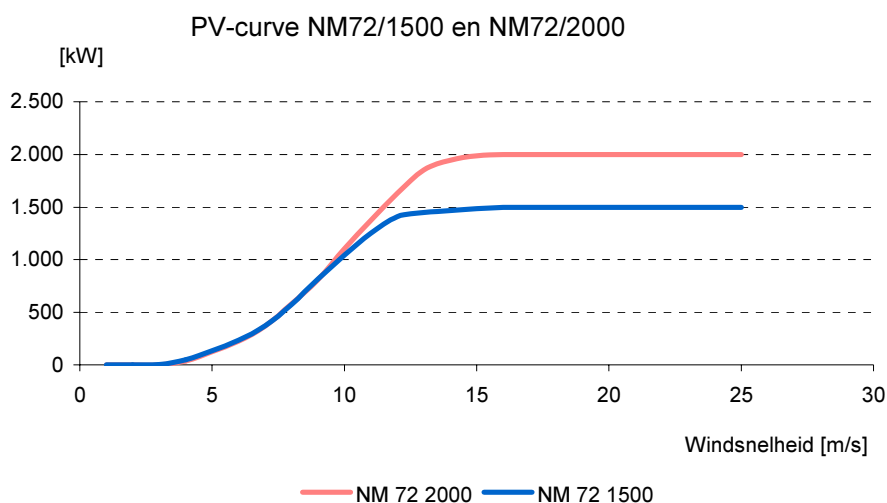
Windsnelheid	6.5 m/s
k-factor Weibull	2
A-factor Weibull	7.34

Neg Micon NM 72 1500

Rotordiameter	72 m
Rotoropp	4,072 m ²
Max. vermogen	1,500 kW
Specifiek	368 W/m ²
Productie	3,838,102 kWh
Load factor	29.2%
Vollasturen	2,559 uur
Specifieke prod	943 kWh/m ²
Jaren in MEP	7.03 jaar
NPV	998,090 EUR

Neg Micon NM 72 2000

Rotordiameter	72 m	100%
Rotoropp	4,072 m ²	100%
Max. vermogen	2,000 kW	133%
Specifiek	491 W/m ²	133%
Productie	4,160,440 kWh	108%
Load factor	23.7%	81%
Vollasturen	2,080 uur	81%
Specifieke prod	1,022 kWh/m ²	108%
Jaren in MEP	8.65 jaar	123%
NPV	1,284,830 EUR	129%



Figuur B.1 PV-curves NEG Micon NM72/1500 en NM72/2000

BIJLAGE C TECHNISCHE UITWERKING ALTERNATIEF VERGOEDINGSSYSTEEM

C.1 Aannames

Om het verloop in technische opwekkingskosten te bepalen moet een schatting worden gemaakt van de projectinvesteringen en de energieopbrengst van de turbine als functie van de gemiddelde windsnelheid. Als tussenstap moet de relatie tussen windsnelheid en de optimale turbineafmetingen worden bepaald. In de praktijk wordt voor ieder project en locatie afzonderlijk de optimale turbineconfiguratie vastgesteld. Hier worden slechts algemene tendensen gehanteerd. De aannames daarbij zijn:

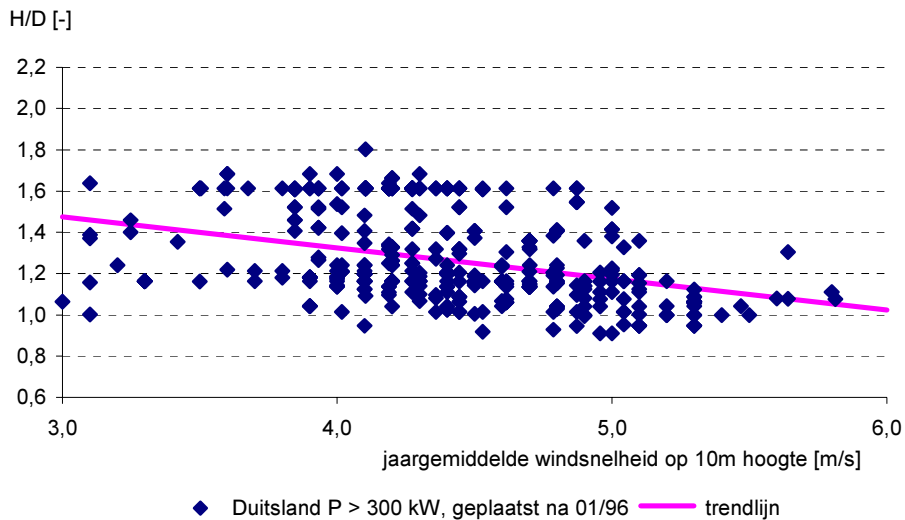
- De onderhoudskosten en turbine-investeringen zijn een vast percentage van de projectinvesteringen. Om het verloop in *relatieve* technische opwekkingskosten te bepalen is het verloop in turbine-investeringen dus voldoende.
- Ook de gemiddelde jaarlijkse kosten voor zaken als projectmanagement vooraf, ontmantelingskosten en niet periodiek onderhoud worden verondersteld evenredig te zijn met de jaarlijkse afschrijving van de investeringen.
- De beschikbaarheid van de turbines en de windschering is onafhankelijk van de gemiddelde windsnelheid.

C.2 Analyse technische opwekkingskosten

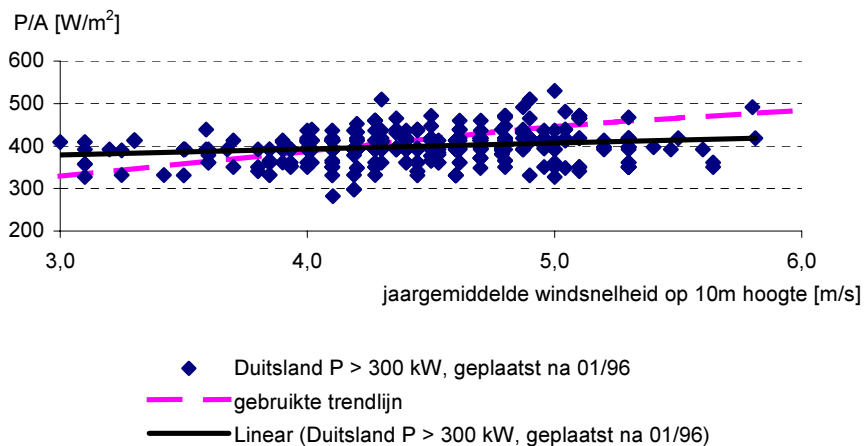
1. De dimensionering van de turbines afhankelijk van gemiddelde windsnelheid is vastgesteld aan de hand van marktgegevens voor Duitsland uit het blad Wind Kraft Journal van mei 2002. Dit blad presenteert ieder jaar een overzicht van een groot deel van bestaande turbines in Duitsland.
2. De kosten zijn vastgesteld aan de hand van trendlijnen, gebaseerd op gegevens uit de turbinecatalogus van Bundesverband WindEnergie e.V., jaar 2001. Hierbij gaat het alleen om de turbine-investeringskosten afhankelijk van rotordiameter, ashoogte en generatorvermogen en niet om absolute kosten.
3. De verhouding in opbrengst is licht afhankelijk van de windsnelheidsverdeling. Hier geldt een vormfactor in de Weibullverdeling van $(k) = 2$. Gebruikt is een PV-curve van een bladhoekgeregelde variabel toerentalturbine. 'Cut-in' en 'cut-out' windsnelheid zijn daarbij standaard respectievelijk 3 en 25 m/s. 'Rated windsnelheid'²¹ is afhankelijk van het specifiek vermogen. Als referentie is gekozen voor 7,5 m/s gemiddelde windsnelheid op ashoogte. Nadere analyse heeft aangetoond dat variatie van genoemde aannames binnen realistische grenzen tot vergelijkbare resultaten leidt.

²¹ Rated windsnelheid is evenredig met de derdemachtswortel uit het specifiek vermogen.

C.2.1 Stap 1: Dimensionering



Figuur C.1 *Relatieve ashoogte als functie van gemiddelde windsnelheid op 10m hoogte*
 Bron: Wind Kraft Journal 5/2002



Figuur C.2 *Relatieve specifieke turbinevermogen als functie van gemiddelde windsnelheid op 10m hoogte*
 Bron: Wind Kraft Journal 5/2002

De gebruikte trendlijn voor het specifiek vermogen heeft een sterker verloop dan het gemiddelde. Dit betekent dat voor dezelfde specifieke energieopbrengst naar verhouding minder variatie in ashoogte nodig is. De gebruikte trendlijn heeft ruim 30% variatie, vergelijkbaar met de spreiding in het marktaanbod van turbines.

De relatieve turbindiameter en ashoogte worden als volgt bepaald:

$$\frac{D}{D_{ref}} = \sqrt{\frac{\bar{P}}{\bar{P}_{ref}}}$$

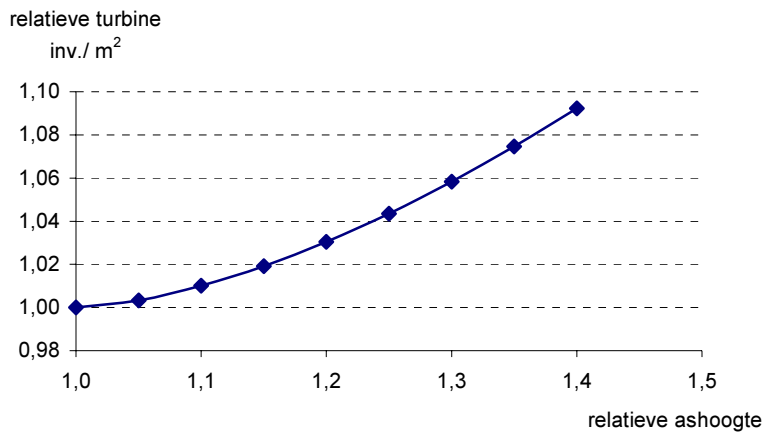
$$\frac{H}{H_{ref}} = \frac{H/D}{\left(\frac{H}{D}\right)_{ref}} \cdot \frac{D}{D_{ref}}$$

Tabel C.1 *Geschat verloop van turbinedimensies als functie van windaanbod*

$V_{\text{gem, 10m hoogte}}$ [m/s]	ashoogte / diameter [-]	specifiek vermogen [%]	rotordiameter [%]	ashoogte [%]
3	1,47	68	121	175
4	1,32	80	112	145
5	1,17	92	104	120
6	1,02	100	100	100

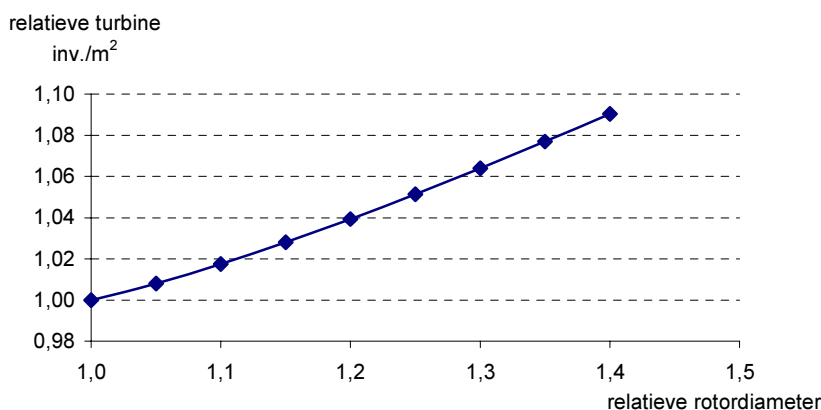
C.2.2 Stap 2: Relatieve investeringskosten

Omdat aangenomen is dat de aanschafkosten voor de turbine en de kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering vaste percentages zijn van de projectinvesteringen is het voor een relatieve schatting van de opwekkingskosten voldoende om de turbinekosten als functie van ashoogte en rotordiameter te bepalen. De relatie tussen deze twee turbinedimensies en windaanbod is reeds in stap 1 bepaald.



Figuur C.3 *Relatieve turbinekosten als functie van ashoogte*

Bron: trendlijn gebaseerd op gegevens uit de BWE catalogus van 2000



Figuur C.4 *Geschatte relatieve turbinekosten als functie van rotordiameter*

Tabel C.2 *Geschat verloop van windenergie-investeringskosten versus windaanbod*

$V_{\text{gem, 10m hoogte}}$ [m/s]	rotordiameter	ashoogte	investeringskosten per m^2
3	121%	175%	130%
4	112%	145%	113%
5	104%	120%	104%
6	100%	100%	100%

C.2.3 Stap 3: Energieopbrengst

De specifieke energieopbrengst wordt bepaald met:

$$E' [\text{kWh} / \text{m}^2] = (\text{loadfactor}) \times (\text{specifiek vermogen})$$

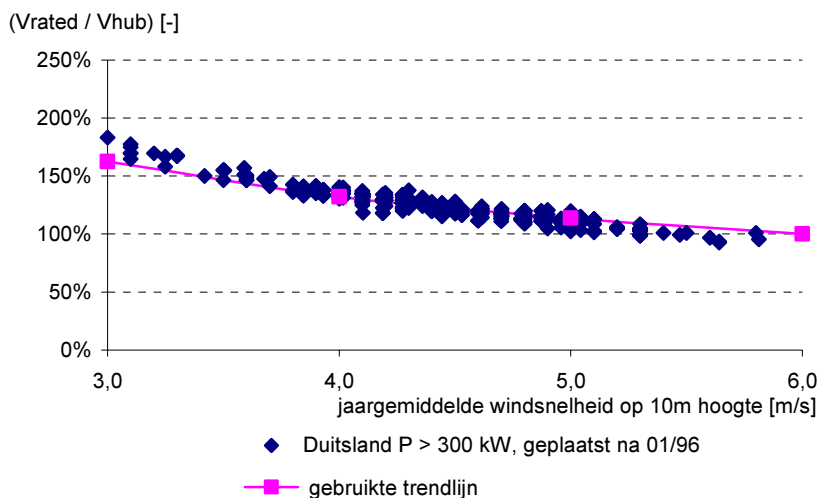
Het specifiek vermogen is in stap 1 bepaald. De relatieve *load factor* volgt uit een berekening van de absolute energieopbrengst met een karakteristieke PV-curve met als referentiewaarden $V_{\text{gem}}(\text{ashoogte}) = 7,5 \text{ m/s}$ en specifiek vermogen $P_{\text{spec}} = 484 \text{ W/m}^2$. De relatieve windsnelheid op ashoogte wordt geschat aan de hand van een windschering met een exponentieel verloop met exponent (p) = 1/7:

$$\left(\frac{V}{V_{\text{ref}}} \right)_{\text{ashoogte}} = \left(\frac{V}{V_{\text{ref}}} \right)_{10\text{m hoogte}} \cdot \left(\frac{H}{H_{\text{ref}}} \right)^{1/7}$$

Tabel C.3 *Geschat verloop van technische opwekkingskosten versus windaanbod*

$V_{\text{gem, 10m hoogte}}$ [m/s]	$V_{\text{rated}} / V_{\text{gem, ashoogte}}$	load factor		specifieke opbrengst	technische opwekkingskosten
		abs.	rel.		
3	1.624	10%	29%	19%	455%
4	1.321	18%	53%	42%	214%
5	1.138	26%	77%	71%	135%
6	1.000	34%	100%	100%	100%

Wat opvalt is de niet constante verhouding tussen rated windsnelheid en gemiddelde windsnelheid op ashoogte. In de praktijk is dit verloop zelfs nog wat sterker (anders dan wat vaak wordt verondersteld), zie Figuur C.6.



Figuur C.5 *Verhouding tussen rated windsnelheid en gemiddelde windsnelheid op ashoogte als functie van windsnelheid op 10 m hoogte*