

UITKOMSTEN MARKTCONSULTATIE TECHNISCH- ECONOMISCHE PARAMETERS VAN DUURZAME ELEKTRICITEITSOPTIES

**Overzicht van de uitkomsten van de consultatie naar aanleiding van
het concept advies inzake de aannames voor de onrendabele
topberekeningen ten behoeve van de vaststelling van
de MEP-subsidies voor 2004 en 2005**

W.J.A. Ruijgrok, KEMA
E.A. Pfeiffer, KEMA
E.J.W. van Sambeek, ECN
T.J. de Lange, ECN



Verantwoording

Dit rapport is door KEMA en ECN geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken in het kader van het vaststellen van de MEP-tarieven voor duurzame elektriciteit voor 2004 en 2005 door het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract 'Beleidsanalyses Duurzame Energie 2003', ECN projectnummer 7.7524.01.01. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, E-mail: vansambeek@ecn.nl.

Abstract

On assignment of the Dutch Ministry of Economic Affairs ECN and KEMA have researched the financial gaps of renewable electricity production technologies. These form the basis for determining the level of the MEP-subsidies for different renewable electricity sources and technologies by the Ministry. This report provides an overview of the stakeholder reactions in several consultation meetings regarding the preliminary advice from ECN and KEMA on the techno-economic and financial assumptions for the calculation of the financial gaps. In this report ECN and KEMA motivate which reactions will be taken into account in the final advice on the financial gaps to the Ministry of Economic Affairs.

INHOUD

SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
2. UITGANGSPUNTEN	9
3. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAAMES	11
3.1 Wind op land	12
3.2 Wind op zee	16
3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales	18
3.3.1 Referentie zuivere biomassa in centrales	18
3.3.2 Diermeel	21
3.3.3 Vetten	21
3.4 Inzet van mengstromen in centrales	22
3.5 Zelfstandige biomassa-installaties	23
3.5.1 Verbranding van hout	23
3.5.2 GFT vergisting	23
3.5.3 (Co-) vergisten van mest	23
3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties	24
3.7 Vergistingsopties	27
3.7.1 Stortgas	27
3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's	29
3.8 Kleinschalige waterkracht	32
4. FINANCIËEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAAMES	33
4.1 Financieringsparameters	33
4.2 Onrendabele topmodel	34
REFERENTIES / BIJLAGE	35

SAMENVATTING

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken hebben ECN en KEMA vanaf juli dit jaar gewerkt aan een concept advies over de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit, zodat EZ op basis hiervan MEP-tarieven voor 2004 en 2005 kan vaststellen. Dit concept advies is ter consultatie voorgelegd aan marktpartijen, waarmee ECN en KEMA in brancheverband hebben gesproken tijdens vier afzonderlijke rondes. Deze rondes hadden betrekking op:

- windenergie (koepelorganisaties en samenwerkingsverbanden),
- bio-energie (koepelorganisatie en individuele bedrijven),
- energiebedrijven (branchevereniging en individuele bedrijven)
- afvalverwerkingsbedrijven (branchevereniging en individuele bedrijven).

De reacties uit deze vier consultatierondes zijn verwerkt in dit document waarin tevens alle schriftelijke reacties zijn opgenomen die wij ontvangen hebben als reactie op het concept advies.

In dit consultatieproces hebben wij verschillende typen commentaar ontvangen vanuit de markt:

- Reacties op uitgangspunten: aanpassing hiervan valt buiten onze opdracht, maar het commentaar van de markt is wel opgenomen als signaal.
- Zaken die ons onderzoek betreffen: wij geven in dit rapport een onderbouwde reactie.
- Reacties op uitvoeringsaspecten: deze vallen buiten onze opdracht, maar de signalen zijn wel opgenomen in ons rapport.

Reacties op uitgangspunten

Vrijwel alle marktpartijen hebben in het consultatieproces kanttekeningen geplaatst bij het hanteren van volledige doorsluiting van het REB-36i voordeel als uitgangspunt en volledige toepassing van EIA. Men geeft aan dat dit uitgangspunt niet conform de marktpraktijk is en daarmee invloed heeft op de effectiviteit van het MEP die lager uitpakt dan beoogd. Deze aanmerking wordt ook door ECN en KEMA onderschreven. De volledige toerekening van 36i of het EIA-voordeel aan de producenten vloeit echter voort uit regels van de Europese Commissie voor de beoordeling van subsidieregelingen (het zgn. Milieusteunkader).

Vanuit de AVI's plaatst men kanttekeningen bij uitgangspunten over de rendementseis en de integrale benadering van energie- en afvalverwerking in de rekenmethodiek voor de onrendabele top. Deze uitgangspunten vloeien mede voort uit de samenhang tussen het duurzame energiebeleid en het afvalbeleid. Een reactie hierop is aan EZ.

Reacties op aannames in het onderzoek

Marktpartijen hebben een groot aantal reacties aangegeven op de aannames voor investerings- en operationele kosten die ten grondslag liggen aan de berekeningen van de onrendabele top. Van de ingebrachte commentaren zien wij voor de volgende punten reden tot verandering:

- Investeringskosten voor meestoken: aanvullende informatie heeft hier duidelijk gemaakt dat deze hoger kunnen liggen onze aannames voor 2004 en 2005.
- Brandstofinhoud stortgas: het betreft hier een duidelijke invoerfout in onze gegevens
- Vermeden stroomkosten bij AWZI's en RWZI's: de vermeden stroomprijs wordt met 1 ct/kWh verlaagd.
- Tarief vennootschapsbelasting: de oorspronkelijke berekeningen gingen uit van een afgerond cijfer van 35% in plaats van het werkelijke tarief van 34,5%.

Tijdens de marktconsultatie is nieuwe informatie ten aanzien van de operationele kosten bij AVI's aan het licht gekomen. Omdat een consistent beeld van de samenhang tussen de nieuwe informatie omtrent de O&M-kosten, de afvaltarieven en eventuele andere gerelateerde kostenposten vooralsnog ontbreekt, kunnen ECN en KEMA op dit moment geen objectieve basis voor het berekenen van de onrendabele toppen van AVI's vaststellen. Op korte termijn wordt nader onderzoek ten aanzien van de kosten van duurzame elektriciteitsproductie door AVI's geadviseerd.

In de overige commentaren zien wij geen grond om aannames te wijzigen, onder andere om de volgende redenen:

- De aangedragen voorbeelden hebben betrekking op specifieke situaties en gelden niet voor Nederland als geheel.
- De aanvankelijk aangenomen waarde is voldoende representatief voor de gemiddelde situatie in Nederland en komt ook overeen met soortgelijke cijfers in het buitenland.
- Er zijn conflicterende argumenten vanuit verschillende partijen.
- Er worden oplossingen aangedragen die niet in overeenstemming zijn met de uitgangspunten die EZ heeft vastgesteld.

Een uitgebreidere toelichting is opgenomen per optie in de verschillende hoofdstukken.

Reacties op uitvoeringsregeling

Verschillende marktpartijen hebben aandachtspunten voor de uitvoeringsregeling naar voren gebracht. Hiervoor verwijzen wij naar de ingebrachte reacties. Het antwoord op deze punten is aan EZ en/of EnerQ.

Nader onderzoek gewenst

In tegenstelling tot de andere opties voor duurzame energie, geldt er voor grootschalige biomassa een tijdelijk tarief (tot 2006). De beperkte termijn voor het biomassatarief plaatst investeerders voor een lastige beslissing. De oplossing hiervoor ligt in besluitvorming door het ministerie van EZ over de positie van het tarief voor de grootschalige inzet van biomassa na 2006. Vanuit de markt zijn hiervoor verschillende oplossingen aangedragen. Dit vraagt om een nader onderzoek en consultatie van de betrokken marktpartijen over de structuur van het tarief voor biomassa (wel of niet opsplitsen in een vast en variabel deel) en de termijn van zekerheid die daarin gekoppeld is.

1. INLEIDING

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken hebben ECN en KEMA vanaf juli dit jaar gewerkt aan een concept advies over de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit zodat EZ op basis hiervan MEP-tarieven voor 2004 en 2005 kan vaststellen. Als resultaat is het volgende nu beschikbaar¹:

- het concept advies (ECN-C-03-078),
- een reeks achtergrondrapporten die per duurzame energie-optie de ontwikkelingen voor de lange termijn schetsen (ECN-C-03-074),
- een internationale vergelijking van tarieven voor de ondersteuning van duurzame energie (ECN-C-03-072),
- het gehanteerde berekeningsmodel (inclusief een beschrijving en een rekenversie per optie). (ECN-C-03-077).

Om zoveel mogelijk inbreng van marktpartijen bij de uitvoering van dit onderzoek te bereiken was er voor hen gelegenheid om lopende dit proces input te leveren. Een aantal marktpartijen heeft hier ook gebruik van gemaakt en de aangeleverde gegevens zijn verwerkt in de verschillende achtergrondrapporten.

Om reacties vanuit marktpartijen te vernemen op het concept advies en de bijbehorende achtergrondrapporten zijn vier consultatiebijeenkomsten belegd met de volgende partijen:

- marktpartijen windenergie (NEWIN, Pawex, VWNH en Windunie)
- Platform bio-energie
- EnergieNed
- VVAV.

Daarnaast is met enkele banken (NIB Capital, Rabobank, Fortis) gesproken over het gehanteerde model en de financiering van duurzame energieprojecten. Daarnaast is ook van individuele partijen commentaar en informatie ontvangen.

Het doel van deze consultatiebijeenkomsten was als volgt:

- vernemen van de reactie van marktpartijen op het concept advies,
- geven van nadere uitleg over dit advies,
- uitleg over het verdere proces van vaststellen van de MEP-tarieven voor 2004 en 2005.

Dit rapport geeft een samenvatting van de mondelinge en schriftelijke reacties die zijn ingebracht naar aanleiding van de consultatiebijeenkomsten. Deze reacties zijn door ons voorzien van een nadere reactie die aangeeft of en hoe de reactie wordt meegenomen in het eindadvies ten aanzien van de onrendabele toppen van duurzame elektriciteit aan het Ministerie van EZ.

In dit consultatieproces hebben wij verschillende typen commentaar ontvangen vanuit de markt:

- Reacties op uitgangspunten: aanpassing hiervan valt buiten onze opdracht, maar we signaleren het commentaar van de markt.
- Zaken die ons onderzoek betreffen: wij geven in dit rapport een onderbouwde reactie.
- Reacties op uitvoeringsaspecten: deze vallen buiten onze opdracht, maar we nemen de signalen wel op in ons rapport.

¹ De complete reeks is beschikbaar via <http://www.renewable-energy-policy.info>

De ingebrachte reacties zijn samengevat en gerangschikt onder het onderwerp waarop zij betrekking hebben. Dit kan inhouden dat reacties van een partij verspreid kunnen voorkomen in dit rapport. Deze aanpak bevordert echter de logische samenhang. Om het vergelijk met het concept advies te vergemakkelijken is in dit rapport dezelfde indeling gehanteerd als in het concept advies. De uitkomsten van deze marktconsultatie worden verwerkt in ons eindadvies. In dat eindadvies worden de definitieve berekeningen van de onrendabele toppen opgenomen van alle opties evenals de bijbehorende indicatieve tarieven voor de MEP-subsidies in 2004 en 2005. Tot slot: alle reacties die schriftelijk zijn binnengekomen zijn integraal opgenomen als bijlage.

2. UITGANGSPUNTEN

In de consultatie is duidelijk een aantal punten naar voren gekomen die betrekking hebben op de uitgangspunten voor het bepalen van de MEP-subsidies. Het zelfstandig wijzigen van deze uitgangspunten valt buiten de opdracht aan ECN en KEMA. Gezien de samenhang met de uiteindelijke hoogte van MEP-tarieven, signaleren wij hieronder wel de belangrijkste punten.

Effectiviteit

- *Pas geen tariefverlaging toe voor wind en biomassa zolang de effectiviteit van het MEP nog niet vast staat (breed ingebracht door o.a. Windkoepel, EnergieNed, elektriciteitsproductiebedrijven)*

Wij erkennen dat het nieuwe MEP-stelsel zich nog in de praktijk moet bewijzen wat betreft effectiviteit. Vanuit het oogpunt van implementatie is het volgens marktpartijen dan ook verdedigbaar om in de beginfase voorzichtig om te gaan met verlaging van tarieven. Het gelijk houden van tarieven voor de komende 2 jaren kan een stabiel investeringssignaal vanuit de overheid naar de markt vormen en zo implementatie bevorderen. Daar tegenover staat echter weer dat het onderzoek naar de kosten van windenergie op land een dalende trend in de investeringskosten laat zien. Indien wordt vastgehouden aan de berekeningsmethodiek die ten grondslag ligt aan de berekening van de MEP-subsidies leidt dit tot een verlaging. Dit geldt eveneens voor het effect bij biomassa: wanneer de economische levensduur in overeenstemming wordt gebracht met de looptijd van de subsidie, dan resulteert een lagere onrendabele top.

- *Is er wel in voldoende mate rekening gehouden met effectiviteit van het MEP-tarief (ingebracht door o.a. EnergieNed, elektriciteitsproductiebedrijven)*

Effectiviteit is één van de criteria die meespelen bij de vaststelling van de tarieven. Dit is in het kader van dit onderzoek vertaald in een redelijke rendementseis op eigen vermogen. Over de hoogte van die rendementseis kunnen de meningen vanzelfsprekend uiteenlopen. Daarnaast spelen nog drie zaken een rol voor de effectiviteit van het MEP:

- Aspecten van de uitvoeringsregeling: mogelijke drempels vragen om oplossingen door EZ, resp. EnerQ.
- Koppeling MEP - 36i: dit punt geldt voor (vrijwel) alle opties; zie onze reactie hieronder.
- Beperkte termijn MEP-subsidie zuivere biomassa: dit aspect weegt mee bij investeringsbeslissingen.

Volledig toerekenen 36i-voordeel

- *Waarom gekozen voor volledige doorsluiting van 36i als uitgangspunt? Dit is niet marktconform: in praktijk ontvangen producenten circa 50% van het voordeel. (Ingebracht door alle marktpartijen)*

De huidige praktijk geeft inderdaad onmiskenbaar aan dat er geen volledige doorsluiting is van REB-36i-voordeel aan producenten. Het gevolg is dat het financiële rendement voor de investeerder dan ook lager kan uitpakken dan beoogd bij het ontwerpen van de regeling. De volledige toerekening van 36i vloeit echter voort uit de regels die de Europese Commissie hanteert bij het beoordelen van de MEP-subsidieregeling volgens het milieusteunkader. De oplossing van dit vraagstuk ligt in een herziening van de uitgangspunten door EZ en hangt samen met de toekomst van REB-36i.

Volledig toerekenen EIA-voordeel

- *Waarom gekozen voor het volledig toerekenen van het EIA-voordeel. In de praktijk is dit niet voor alle investeringen het geval en heeft men te maken met een vergoeding voor het ter beschikking stellen van belastingcapaciteit (Ingebracht door alle marktpartijen)*

Marktpartijen beschikken inderdaad in verschillende mate over capaciteit om EIA te benutten. Met name bij particuliere investeerders kan deze tekort schieten. Bij partijen met voldoende fiscale capaciteit speelt concurrentie tussen verschillende projecten een rol over de uiteindelijke beschikbaarheid van het EIA-voordeel. Het anders meewegen van het EIA-voordeel vraagt om een herziening van dit uitgangspunt door EZ. Hierbij speelt wel mee dat een eventuele herziening dient te passen binnen Europese regels vanwege de benodigde toetsing en goedkeuring van MEP-tarieven door de Europese Commissie.

Looptijd van de MEP-vergoeding

- *Garandeer de MEP-tarieven over 15 jaar (Platform bio-energie)*

De huidige systematiek gaat uit van het berekenen van de onrendabele top over de economische levensduur, waarbij deze vervolgens wordt teruggerekend naar een subsidieperiode van 10 jaar. Herziening van dit principe vraagt om een nieuwe toetsing van het MEP-systeem in Brussel aan de regels van het Milieusteunkader. Voor sommige opties kan een conflict optreden tussen de subsidieperiode van 10 jaar en een veronderstelde economische levensduur van 15 jaar als in de laatste vijf jaar de uitgaven hoger liggen dan de inkomsten. Zo'n situatie doet zich voor bij biomassa. Voor meestoken is dit opgelost door de economische levensduur terug te brengen naar 10 jaar met als resultaat een tariefsverlaging. Voor kleinschalige biomassa is deze wijziging niet doorgevoerd.

3. TECHNISCH-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAMES

In de volgende paragrafen zijn per techniek de reacties uit de marktconsultatie opgenomen. Daarbij is het commentaar in cursief weergegeven, gevolgd door de reactie van ECN/KEMA.

Het betreft de volgende technieken:

- 3.1 Wind op land
- 3.2 Wind op zee
- 3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales
 - 3.3.1 Referentie zuivere biomassa in centrales
 - 3.3.2 Diermeel
 - 3.3.3 Vetten
- 3.4 Inzet van mengstromen in centrales
- 3.5 Zelfstandige biomassa-installaties
 - 3.5.1 Verbranding van hout
 - 3.5.2 GFT vergisting
 - 3.5.3 (Co-) vergisten van mest
- 3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties
- 3.7 Vergistingsopties
 - 3.7.1 Stortgas
 - 3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's
- 3.8 Kleinschalige waterkracht

3.1 Wind op land

Tabel 3.1 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003 en de aannames die in het conceptadvies (ECN-C--03-078) worden geadviseerd voor de tarieven van 2004 en 2005. Daarnaast is een kolom met de bandbreedtes van kosten uit het internationaal vergelijk kosten duurzame elektriciteit opgenomen (ECN-C--03-074/A).

Tabel 3.1 *Technisch-economische aannames wind op land*

		Uitgangspunten	Internationale	Advies t.b.v.	
		2003	bandbreedte	MEP-tarieven	
				2004	2005
Investeringskosten	€/kW _e	1150	895 - 1269	1125	1100
Vollasturen	uren/jaar	1800	n.v.t.	1800	1800
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	20 - 50	39	39
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,8	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	n.v.t.	2,7	2,7
Onbalanskosten	ct/kWh _e	0,6	n.v.t.	0,6	0,6

Investeringskosten

- *Investeringskosten zijn te laag ingeschat, omdat beste kustlocaties inmiddels zijn benut en het noodzakelijk is uit te wijken naar duurdere binnenlandlocaties (Windkoepel)*
- *Netaansluitingskosten liggen hoger en deel lijkt niet meegenomen (Windkoepel, WCI, EnergieNed)*
- *Kosten liggen in praktijk 5 -15% hoger (WCI)*
- *Kosten liggen (incl. netaansluiting, projectontwikkeling) tussen 1.250 en 1.300 €/kW (EnergieNed, Essent)*
- *Gegevens zijn niet getoetst aan de praktijk; historische gegevens bevatten vrijwel geen turbines in binnenland (Windkoepel)*

Het gehanteerde investeringscijfer vormt naar ons oordeel een representatief gemiddelde voor de huidige projecten in Nederland. Vanzelfsprekend zijn er situaties met hogere investeringskosten vanwege bijvoorbeeld minder schaalvoordeel, minder gunstige locatie voor netaansluiting of hogere ontwikkelingskosten. Daarbij tekenen wij aan dat er wel degelijk een toetsing aan de praktijk heeft plaatsgevonden door een vergelijking met cijfers van projectontwikkelaars, vanuit het CO₂-reductieplan, gerealiseerde projecten in Nederland en Duitsland. Het uitgangscijfer dat wij hanteren ligt dan ook binnen de bandbreedte van cijfers zeker niet aan de onderkant van de range. Een bijstelling naar boven achten wij dan ook niet noodzakelijk. Daarbij tekenen wij aan dat de ons gemiddelde cijfer voor 2003 overeenkomt met het gemiddelde dat de Windkoepel vorig jaar heeft aangereikt als een representatieve waarde.

- *Vooralsnog is er geen kostenreductie door toenemende kosten voor projectontwikkeling en vergunningverwerving (Windkoepel, WCI, EnergieNed)*
- *Met inflatie blijven investeringskosten gelijk (VWNH)*

Historische cijfers voor Nederland en internationaal geven wel degelijk aan dat er een daling van investeringskosten optreedt (ook na correctie voor inflatie). Ook leveranciers van windturbines zoals Vestas en NEG Micon geven aan dat een kostenreductie plaats heeft gevonden en dat deze nog zal doorgaan. In onze raming hebben wij hiervoor een voorzichtige inschatting verwerkt (2% per jaar). Internationaal vergelijkingsonderzoek geeft aan dat deze reductie eerder hoger ligt. Het effect van de reductie is dat de onrendabele top voor windenergie langzaam terug loopt.

Marktpartijen geven aan dat kostenreductie niet zou plaats vinden door toenemende kosten voor projectontwikkeling. Deze kunnen inderdaad toenemen, maar de stijging op dit front lijkt onvoldoende om tegenwicht te bieden tegen de internationale trend van dalende turbineprijzen.

- *Het is onduidelijk welke kostenposten onder de investeringskosten vallen (Windkoepel)*

Onder de investeringskosten vallen de turbine, inclusief de fundatie en de transformator, de neetaansluiting en parkkabel, ontsluiting en de kosten van planontwikkeling. Dit sluit aan bij de opgave van investeringskosten die vorig jaar door de Windkoepel is gedaan in het kader van de consultatie m.b.t. het vaststellen van de MEP-subsidies voor 2003.

Onderhouds- en bedrijfskosten

- *In het model van ECN wordt uitgegaan van een vast bedrag voor onderhoudskosten, waarmee kennelijk alle exploitatielasten bedoeld worden. Dit blijkt uit het feit dat in het model van ECN de 'overige exploitatiekosten', niet zijnde onderhoudskosten, op nihil worden gesteld. De opbouw van het vaste bedrag voor alle exploitatielasten is niet aangegeven, waardoor het niet duidelijk welke bedragen voor de verschillende componenten (onderhoud, verzekering, netkosten, eigen verbruik, grond, beheer en administratieve lasten) zijn gebruikt. (Windkoepel)*
- *Geen rekening gehouden met de volgende posten (Windkoepel, enkele andere marktpartijen):*
 - *groot onderhoud na 10 jaar*
 - *hogere administratieve lasten voor netcodes, aanmelding groencertificaten, MEP*
 - *kosten eigen verbruik sterk verhoogd*
 - *netkosten en systeemdiensten sterk verhoogd*
- *Geen rekening gehouden met indexering van kosten (Windkoepel, EnergieNed, WCI, VWNH)*
- *Geen rekening gehouden met toenemende kosten voor onderhoud in de loop der tijd (Windkoepel, EnergieNed, WCI, VWNH)*

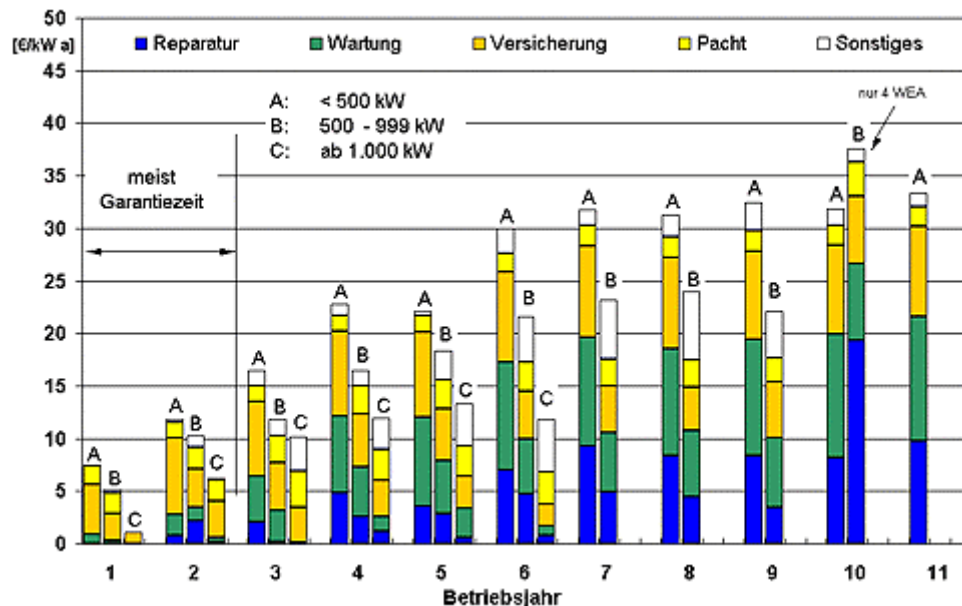
De O&M kosten omvatten het volgende:

- kosten van het onderhoudscontract
- verzekeringen
- netkosten (vastrecht en systeemkosten)
- pacht
- beheerskosten
- onroerend zaakbelasting.

De gekozen waarde voor onderhoud- en bedrijfsvoeringskosten is mede gebaseerd op de opgave vanuit de Windkoepel die vorig jaar is opgesteld naar aanleiding van de MEP-discussie die toen plaatsvond. In het vooronderzoek dat aan het concept advies ten grondslag lag hebben wij meer in detail gekeken naar de kostenopbouw voor onderhoud en bedrijfsvoering. Uiteindelijk hebben wij gekozen voor een geaggregeerd cijfer dat als gemiddelde representatief is voor de range die in werkelijkheid voorkomt. Naar ons oordeel ligt dit geaggregeerde cijfer goed binnen de aange troffen bandbreedte en ligt deze niet te veel aan de onderkant van de range. De keuze voor een geaggregeerd cijfer leidt er wel toe dat afzonderlijke kostenposten vervolgens niet meer herkenbaar zijn. Naar ons oordeel biedt het uiteindelijk gekozen geaggregeerde cijfer ook voldoende dekking voor het verloop van de kosten in de tijd (volgens een vergelijking met een gerapporteerd verloop van de kosten in de tijd in Duitsland).

De O&M kosten (volgens opgave van de Windkoepel vorig jaar) betreffen de gemiddelden over een 10 jaar periode. De berekening houdt inderdaad niet expliciet rekening met inflatie voor onderhoud- en bedrijfsvoeringskosten. In de gemiddelde kosten voor O&M is echter wel een infla-

tie-effect verdisconteerd (3%). Het gehanteerde cijfer van 39 €/kW als gemiddelde over de exploitatieperiode biedt de benodigde ruimte voor stijging van onderhoudskosten en groot onderhoud. Cijfers uit Duitsland voor een groot aantal turbines geven aan dat de totale onderhouds- en bedrijfsvoeringskosten binnen de bandbreedte van 39 €/kW blijven (zie onderstaande figuur; bron: ISET, Kassel). Dan is tevens reservering voor extra groot onderhoud mogelijk. In Duitsland is daarbij de tendens dat groot onderhoud wat eerder plaats vindt dan 10 jaar (o.a. om verzekeringsredenen). Dit effect van groot onderhoud is verwerkt in de cijfers van ISET.



Figuur 3.1 Ontwikkeling van O&M-kosten in relatie tot het bedrijfsjaar voor Duitsland (bron: 250 MW monitoringprogramma, ISET, Kassel)

Sommige kosten (zoals administratieve lasten, etc.) kunnen inderdaad gestegen zijn in de afgelopen tijd. Deze posten vormen echter een beperkt deel van de totale O&M-kosten en zijn als zodanig reeds verwerkt. Voor kosten als systeemdiensten geldt dat deze in onze berekeningen zijn verrekend via de netto stroomprijs die een producent ontvangt.

Vollasturen

- Volgens de PwC/Ecofys studies en recente ECN publicaties geeft het vollasturen systeem een aantal ongewenste prikkels. Een veel eleganter en simpeler systeem is de Duitse referentieturbine en opbrengstberekening. Het Ministerie van Economische Zaken heeft echter aangegeven dat in het kader van deze opdracht aan ECN de vollasturen systematiek niet ter discussie staat. (Windkoepel, soortgelijke reacties vanuit andere marktpartijen over vollasturen)

De discussie over het effect van de vollasturensystematiek raakt inderdaad aan de gekozen uitgangspunten. Dit punt is eerder dit jaar in meer detail onderzocht, waarop EZ het gekozen uitgangspunt voorlopig heeft gehandhaafd.

Onbalanskosten

- *Energiebedrijven hanteren 0,8 in plaats van 0,6 ct/kWh als prijs voor onbalans (WCI)*

De prijs voor onbalans kan verschillen in de markt: vertrouwelijke gegevens die wij van enkele marktpartijen hebben ontvangen geven aan dat deze zowel wat hoger als wat lager kan liggen dan ons uitgangspunt. Daarom zien wij geen reden voor een bijstelling.

3.2 Wind op zee

Tabel 3.2 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003 en de aannames die in het conceptadvies (ECN-C-03-078) worden geadviseerd voor de tarieven van 2004 en 2005. Daarnaast is een kolom met de bandbreedtes van kosten uit het internationaal vergelijk kosten duurzame elektriciteit opgenomen (ECN-C-03-074/B).

Tabel 3.2 *Technisch-economische aannames wind op zee*

		Uitgangspunten	Internationale bandbreedte	Bandbreedte gegevens NSW en Q7*
		2003		
Investeringskosten	€/kW _e	2000	1675 - 2250	2020 - 2250
Vollasturen	uren/jaar	3350	-	-
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	67 - 101	60 - 90
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	2,3	n.v.t.	n.v.t.
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	-
Onbalanskosten	€/kWh _e	0,6	-	-

*bron: ECN-C--03-058

Procedure

- *In het concept advies wordt gerefereerd aan reacties of input van marktpartijen. Hierbij is niet duidelijk aangegeven welke marktpartijen dit zijn. E-Connection, als initiatiefnemer en ontwikkelaar van offshore windpark Q7-WP, herkent zich niet in deze reacties / opmerkingen*

Het concept advies refereert voor wind op zee aan een bandbreedte van investeringscijfers en O&M-kosten voor twee voorgenomen initiatieven. Deze bandbreedte is samengesteld op basis van cijfers die vorig jaar tijdens de MEP-discussie toen zijn ontvangen over deze projecten.

Investeringskosten

- *ECN bepaalt investeringskosten op basis van OWECOP-model in plaats van cijfers van NSW of Q7 (E-Connection)*

De uitgangspunten voor het conceptadvies staan hierboven vermeld. Deze zijn niet op het OWECOP-model gebaseerd. Die cijfers komen slechts in het achtergrondrapport aan de orde.

Onderhouds- en bedrijfskosten

- *Opbouw van O&M-kosten is niet aangegeven (E-connection)*
- *Onderhoudskosten nemen toe na afloop van garantieperiode en vervolgens nogmaals na eerste tien bedrijfsjaren. ECN houdt hier geen rekening mee (E-connection)*
- *O&M-kosten zijn niet geïndexeerd (E-connection)*

Het concept advies refereert voor wind op zee aan een bandbreedte van O&M-kosten voor twee voorgenomen initiatieven. Deze bandbreedte is samengesteld op basis van cijfers die vorig jaar tijdens de MEP-discussie toen zijn ontvangen over deze projecten. Hieruit is vervolgens een gemiddelde waarde afgeleid, waardoor de opbouw van O&M-kosten niet meer direct herleidbaar is.

Voor de O&M-kosten bij wind op zee hebben wij dezelfde uitgangspunten gehanteerd als voor wind op land wat betreft inflatie en kostenverloop in de tijd. Het cijfer betreft dus een gemiddelde over de gehele periode.

Lange termijn ontwikkelingen

- *Er is nog geen ervaring opgedaan met offshore windenergie in Nederland. Wij hebben behoefte aan stabiliteit van de kant van de overheid. Offshore projecten kennen een lange voorbereidingstijd, die gebaat zijn bij zekerheid en continuïteit rondom MEP. Onzekerheid hieromtrent vertaalt zich onmiddellijk in de kosten van financiering. Wij zijn van mening dat het MEP-tarief de komende jaren dan ook zeker niet moet worden verlaagd. Het ondersteuningsniveau dient voldoende te zijn om daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen (Noordzeewind, E-connection)*
- *De gegevens die beschikbaar komen van onder andere het NoordzeeWind-project, kunnen in de toekomst aanleiding zijn voor aanpassing van het MEP-tarief. Er is geen aanleiding te verwachten dat de onrendabele top in de nabije toekomst zal dalen. (Noordzeewind)*
- *De twee Nederlandse projecten die op afzienbare tijd gerealiseerd worden bieden geen basis voor de stelling van ECN dat projectvoorbereidingskosten, investeringskosten en exploitatielasten significant zullen dalen. (E-connection)*

Wij onderschrijven in ons concept advies het punt dat er vooralsnog geen ervaring is met offshore wind en dat toekomstige projecten meer ervaringsgegevens kunnen aandragen. Gezien het beperkte zicht op de toekomst was en is ons advies dan ook om geen tariefsaanpassing door te voeren.

Wat betreft de opmerking dat volgens ons projectvoorbereidingskosten, investeringskosten en exploitatielasten significant zullen dalen merken wij op dat dit punt *niet* aan de orde komt in ons concept advies. Het achtergrondrapport noemt wel die mogelijkheid, maar hier betreft het een verwachting voor de lange termijn. Die verwachting wordt volgens ons ook breed internationaal gedragen voor wind op zee. De vraag is daarbij op welke termijn wind offshore voldoende 'rijp' zal zijn voordat deze trend zich inzet.

3.3 Grootschalige inzet van zuivere biomassa in centrales

Tabel 3.3 geeft een overzicht van de berekeningsaannames die zijn gehanteerd voor het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003 en de aannames die in het conceptadvies (ECN-C--03-078) worden geadviseerd voor de tarieven van 2004 en 2005.

Tabel 3.3 *Technisch-economische aannames zuivere biomassa in centrales*

		Uitgangspunten		Advies t.b.v. MEP-tarieven zuivere biomassa		Advies t.b.v. MEP-tarieven diermeel	
		2003		2004	2005	2004	2005
Investeringskosten	€/kW _{th}	220		120	120	310	310
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000		7000	7000	7000	7000
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	0,25		0,25	0,25	1,07	1,07
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	0,95		0,95	0,95	3,66	3,66
Energie-inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	10		17	17	10,8	10,8
Brandstofkosten	€/GJ	6,0		6,5	6,5	-2,8	-2,8
Brandstofkosten	€/ton	60		110,5	110,5	-30,2	-30,2
Elektrisch rendement	%	37,5		37,5	37,5	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	GJ/ton	24,1		24,1	24,1	24,1	24,1
Vermeden brandstofkosten	€/ton	40		40	40	40	40
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	93,3		93,3	93,3	93,3	93,3

3.3.1 Referentie zuivere biomassa in centrales

Referentietechnologie en -brandstof

- *De keuze van één referentie als maatgevende brandstof wordt onderschreven. De bijbehorende investering zou hier echter op afgestemd moeten zijn. Dat lijkt niet het geval. Met name de kosten voor logistiek van grote hoeveelheden ontbreken. (EnergieNed, Electrabel, Nuon, Reliant, E.on)*

De bijstelling van de investeringskosten ten opzichte van vorig jaar heeft plaats gevonden op basis van cijfers die betrokken marktpartijen eerder dit jaar hebben verstrekt. Het gemiddelde hiervan ligt lager dan wij eerder hadden aangenomen. Onduidelijk is echter wat hierin wel en niet is meegenomen, met name voor logistiek. De betrokken bedrijven geven aan bereid te zijn een referentiecasse te definiëren zodat hierbij een investeringsplaatje kan worden gemaakt.

- *Een aparte benadering is nodig voor Buggenum omdat het proces van de kolenvergassings-centrale zich onderscheidt zowel door het toegepaste proces als door de milieuprestaties, maar ook in kosten voor bedrijfsvoering, ten op zichte van conventionele kolencentrales. Het toegepaste kolenvergassingsproces levert een aanzienlijk hoger verwijderingsrendement van alle emissie-elementen ten opzichte van conventionele kolencentrales. Deze milieuprestaties brengen echter extra kosten met zich mee, waardoor met het huidige advies van ECN voor grootschalige inzet van biomassa de onrendabele top niet volledig gedekt is, met alle gevolgen van dien. Wij gaan er van uit dat u het met ons eens zult zijn dat het betreurenswaardig zou zijn als de regelgeving ertoe zou leiden dat de meest milieuvriendelijke verwerkingsroute voor biomassa in het algemeen en het produceren van groene stroom wordt uitgeschakeld. Opheffen van deze unieke kolenvergassingsinstallatie die al een aantal jaren als voorbeeld van deze specifieke technologie wordt gebruikt, zal tot gevolg hebben dat de kennis/ervaring verdwijnt voor Nederland en Europa. (Nuon)*

De kolenvergasser in Buggenum wijkt inderdaad wat betreft proces en bedrijfsvoering af van de referentie-installatie voor het meestoken van biomassa waarvoor de onrendabele top wordt berekend. Deze referentie is gebaseerd op een conventionele poederkoolinstallatie. Door afwij-

kende kosten voor de kolenvergasser is het mogelijk dat het MEP-tarief dan ook niet volledig de onrendabele top dekt. Binnen de huidige systematiek van de MEP is er echter slechts één tarief voor grootschalige biomassa. Ruimte binnen de MEP voor de bijzondere positie van de kolenvergasser vraagt om een herziening van de classificatie. Het voortouw hiervoor ligt bij het Ministerie van EZ.

Investeringskosten

- *Verlaging van investeringskosten van 220 naar 120 €/kWth niet voldoende onderbouwd. Extra kosten voor logistiek dienen te worden meegenomen (EnergieNed, Reliant, Essent)*

De verlaging van de investeringskosten komt voort uit de cijfers die eerder dit jaar zijn verstrekt in het kader van de marktconsultatie rond differentiatie van het MEP-tarief voor biomassa. Het gemiddelde van de opgaven lag lager dan de raming die wij eerder hanteerden.

Reliant heeft op ons verzoek nadere informatie aangeleverd voor de onderbouwing van de investeringskosten voor meestoken. Dit materiaal toont overtuigend en onderbouwend aan dat de investeringskosten hoger liggen dan onze aanname van 120 €/kWth. Op grond hiervan stellen wij voor om de investeringskosten te handhaven op het niveau dat ook in 2003 werd gehanteerd: 220 €/kWth.

Onderhouds- en bedrijfskosten

- *In vorige marktconsultatierondes is aangegeven dat een substantiële risicopremie voor vermogensverlies en onvoorziene niet-beschikbaarheid van toepassing is. Ook wordt een hogere kolenkwaliteit ingezet met bijbehorende meerkosten. Deze meerkosten vinden wij nog steeds niet terug in berekeningen (EnergieNed, Essent, Reliant)*

Deze risicopremies zijn voor een deel verwerkt in de parameter 'effectiviteit brandstofsubstitutie' en verder in de post 'additionele kosten' (9,5 €/MWh). Cijfers die zijn verkregen uit een eerdere marktconsultatie begin dit jaar rond differentiatie geven inzicht in de omvang van deze risicopremie. Deze blijkt volgens de toen verkregen opgaven sterk uiteen te lopen afhankelijk van de aard van de ingezette biomassa. De risicopremie is relatief hoog bij stromen als diersoep, vetten of 'misen'. De cijfers voor het meestoken van hout geven daarentegen een relatief lage premie aan. De operationele en additionele kosten die begin dit jaar uit de marktconsultatie naar voren kwamen verschillen nauwelijks (minder dan 0,1 ct/kWh) van de operationele en additionele kosten die nu voorgesteld worden.

Brandstofprijs

- *Het advies gaat uit van een prijs van 6,5 €/GJ, terwijl de inschatting voor de lange termijn een hogere prijs aangeeft. Dit is niet consistent. (EnergieNed, Electrabel, Nuon, Reliant, E.on)*

In ons concept advies richten wij ons op de situatie voor 2004 en 2005. De prijs van 6,5 €/GJ is representatief voor deze periode. Op de lange termijn is het inderdaad mogelijk dat er een wijziging in de prijs van houtpellets komt. Dit hangt dan samen met een tekort aan zaagsel als grondstof, waardoor moet worden overgestapt op de verwerking van o.a. houtsnippers tot pellets. Die lange-termijn trend speelt echter nu geen rol, omdat grootschalige biomassa vooralsnog met een tijdelijk tarief (t/m 2006) te maken heeft. De situatie na 2006 hoeft daarom ook nu nog niet verwerkt te worden in de onrendabele top voor grootschalige biomassa (zolang er sprake is van een tijdelijk in plaats van 10-jaar gegarandeerd tarief).

- *Brandstofprijs zal eerder de neiging hebben om te stijgen dan te dalen in de toekomst. Dit wordt bovendien mede in de hand gewerkt door de korte termijn waarvoor de MEP nu geldt. (EnergieNed, Electrabel, Nuon, Reliant, E.on)*

De prijs op de lange termijn is moeilijk voorspelbaar, maar kan inderdaad voor houtpellets mogelijk gaan stijgen. Onze indicatie van deze prijs op de wat langere termijn geeft dit ook aan. In ons advies richten wij ons echter op de korte termijn van 2004 en 2005. In tegenstelling tot de andere duurzame energieopties is het MEP-tarief voor deze jaren *tijdelijk*. Bij de aanbevelingen geven wij daarom ook aan om uit te gaan van de prijs die op dit moment gangbaar is. Die ligt wat lager dan onze vooruitblik voor de langere termijn.

Economische levensduur

- *Beperken van de economische levensduur tot 10 jaar voor meestoken is aanvaardbaar bij 10 jaar zekerheid. De praktijk is echter dat er nu slechts 3 in plaats van 10 jaar zekerheid is. Dit vertaalt zich in hoge terugverdientijden voor nieuwe investering: binnen 1,5 jaar. (Electrabel, Nuon)*

De beperkte termijn voor het biomassatarief plaatst investeerders inderdaad voor een lastige beslissing. De oplossing hiervoor ligt in besluitvorming door het ministerie van EZ over de positie van het tarief voor de grootschalige inzet van biomassa na 2006. Dit vraagt om een nader onderzoek en consultatie van de betrokken marktpartijen over de structuur van het tarief voor biomassa (wel of niet opsplitsen in een vast en variabel deel) en de termijn van zekerheid die daarin gekoppeld is.

- *Beperken van de economische levensduur tot 10 jaar voor meestoken vereist herinvestering na 10 jaar. Dit maakt het uitvoeren van verplichtingen (zoals Kolenconvenant) moeilijk/onmogelijk. Levensduur van 15 jaar is economisch reëler in het licht van bestaande afspraken.*

De verkorting van de economische levensduur volgt uit de constatering dat na 10 jaar exploitatie in een marginale afweging van kosten en inkomsten voortzetting van de activiteit economisch niet verantwoord is. Uit die economische afweging volgt dat het waarschijnlijk is dat de installatie wordt stilgelegd. Dit is de reden geweest om de economische levensduur terug te brengen tot 10 jaar en daarmee in overeenstemming met de periode van de subsidie. Het probleem komt dus direct voort uit verschil tussen de economische levensduur en de lengte van de subsidie.

In feite zit er in het MEP-tarief 2003 een premie voor de laatste vijf jaar exploitatie besloten, terwijl er vanuit economisch oogpunt of andere bedrijfsmatige overwegingen geen enkele garantie bestaat dat deze productie ook daadwerkelijk zal plaatsvinden.

Termijn zekerheid MEP-tarief

- *Door beperkte zekerheid worden investeringen worden investeringen in biomassa wederom ontmoedigd (EnergieNed, Essent, Reliant)*
- *Waarom lopen tarieven voor 2004 en 2005 maar tot 2006 en niet drie jaar?*

De beperkte zekerheid (nu slechts nog 2 of 1 jaar) heeft inderdaad invloed op het investeringsklimaat voor meestoken. De zeer korte periode met zekerheid zal de komende tijd nieuwe investeringen vermoedelijk dan ook weinig bevorderen. Dit vloeit echter rechtstreeks voort uit de wet waarin een tijdelijke situatie tot 2006 is vastgelegd en géén doorlopende periode van 3 jaar. Op dit punt is besluitvorming door EZ nodig over de toekomst van de biomassasubsidie.

- *Blijft wat nu zuivere biomassa is genoemd ook in de toekomst 'zuiver'. Tussentijdse verandering in een contract zorgt voor extra risico (Nuon)*

De uitleg over de definitie van zuivere biomassa en het effect van aanpassingen valt onder de uitvoeringskwesaties van de regeling. Wel is duidelijk dat voor een eenmaal gesloten contract met Enerq tussentijdse aanpassing inderdaad zou leiden tot extra risico's. De vraag of dit kan onder de huidige regeling dient door EZ of Enerq beantwoord te worden.

- *Splits tarief in twee componenten: een vaste voor de investering en een variabele voor de brandstof (Nuon)*

De splitsing van het tarief in twee delen biedt inderdaad de mogelijkheid om zekerheid enerzijds te combineren met flexibiliteit voor brandstofprijsschommelingen anderzijds. Een dergelijke oplossing vereist wel een oplossing voor twee punten:

- duidelijke en eenduidige regels voor bijstelling van het tarief,
- goede en betrouwbare index voor de prijs van biobrandstof.

Dit vraagt om een nader onderzoek en consultatie van de betrokken marktpartijen over de structuur van het tarief voor biomassa (wel of niet opsplitsen in een vast en variabel deel) en de termijn van zekerheid die daarin gekoppeld is. Daarnaast is ook een duidelijke en algemeen geaccepteerde referentie met betrekking tot het technische concept van de installatie en bijbehorende investeringen nodig.

- *Stapel van instrumenten maakt het hele systeem complex en bemoeilijkt implementatie. Vereenvoudig het hele stelsel (Nuon)*

De huidige stimulering van duurzame energie bestaat inderdaad uit een samenstel van instrumenten. Dit maakt investeringsbeslissingen lastiger. Een voorstel voor vereenvoudiging past echter niet in het kader van onze opdracht

3.3.2 Diermeel

Geen reactie ontvangen.

3.3.3 Vetten

Geen reactie, wel is door ons nog nader aanvullend onderzocht in hoeverre er mogelijk sprake is van een prijsstijging van vetten. Dit nadere onderzoek geeft geen signalen dat er sprake is van een verdere prijsstijging zoals is aangegeven als punt van aandacht in de brief van de Minister van EZ aan de Tweede Kamer over differentiatie van het biomassatarief.

3.4 Inzet van mengstromen in centrales

Geen reacties ontvangen op dit punt. Dit lijkt een bevestiging van de constatering dat deze optie vooralsnog niet leeft niet bij de markt.

3.5 Zelfstandige biomassa-installaties

3.5.1 Verbranding van hout

Investeringskosten

- *Is de prijs van investeringen in warmte-infrastructuur wel inbegrepen in de investeringsprijs ? (Essent)*

Nee. Deze kosten maken geen onderdeel uit de installatie zelf, zoals ook de investering in het transportnet voor elektriciteit niet worden meegenomen. De investering voor warmte-aftap van de turbine valt daarentegen wel onder het totale investeringsplaatje.

Onderhouds- en bedrijfskosten

Geen opmerkingen

Brandstofkosten

Geen opmerkingen

Algemeen

- *Waarom geen differentiatie van het MEP-tarief voor kleinschalige biomassa, zodat er recht wordt gedaan aan de onrendabele top van deze optie ?*

Verdere differentiatie van het MEP-tarief voor kleinschalige biomassa zou inderdaad recht doen aan de onrendabele top van deze optie die kan verschillen afhankelijk van de brandstoftechniek-combinatie. Op dit moment staat zo'n differentiatie echter op gespannen voet met het uitgangspunt van kosteneffectiviteit. EZ heeft gekozen voor een bovengrens aan het MEP die is ingegeven door de onrendabele top van wind op zee. Dit betekent dat duurdere opties nooit meer krijgen dan wind op zee. Daarmee is verdere differentiatie voor kleinschalige biomassa (of andere opties die ook duurder zijn) uitgesloten.

3.5.2 GFT vergisting

Geen reactie ontvangen.

3.5.3 (Co-) vergisten van mest

Geen reactie ontvangen.

3.6 Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties

Tabel 3.4 geeft een overzicht van de technisch-economische inputs die zijn gehanteerd voor het berekenen van de onrendabele toppen van elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven voor 2003. Deze aannames zijn gebaseerd op de VVAV studie 'Kostprijs vergelijking AVI's'.

Tabel 3.4 *Technisch-economische aannames elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties (500 kton/jr)*

		Commercieel bedrijfszeker	Conventioneel	Hoog rendement
Investeringskosten	€/kW _e	7200	7712	6478
Bedrijfstijd	uren/jaar	8250	8000	7500
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,7	2,0	2,2
Overige operationele kosten	ct/kWh _e	3,0	2,7	2,1
Energie-inhoud	GJ/ton	10	10	10
Brandstofkosten	€/ton	-90	-90	-90
Netto elektrisch rendement ²	%	20	22	30
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	2,71	2,71
Economische levensduur	jaar	15	15	15

Operationele kosten

- *De operationele kosten liggen in werkelijkheid hoger dan de gehanteerde aannames die zijn opgenomen in het VVAV-rapport 'Kostprijsvergelijking varianten afvalverbrandingsinstallaties' (maart 2002) (VVAV)*

De aannames voor de berekening van de onrendabele toppen van AVI's in het concept advies zijn evenals vorig jaar gebaseerd op het VVAV rapport 'Kostprijsvergelijking AVI's' (VVAV, 2002). Dit rapport biedt een consistente set van kostendata voor nieuw op te zetten initiatieven voor verschillende typen AVI's. Deze kostendata sluiten bovendien goed aan bij de door ECN en KEMA ingeschatte afvaltarieven in Nederland en de EU op de langere termijn en de aangenomen stroomprijs. In de marktconsultatie over het concept advies is als hoofdcommentaar door de VVAV op basis van gegevens ontleend aan bestaande initiatieven beargumenteerd dat de O&M kosten ook voor nieuwe projecten hoger zouden liggen dan in genoemd VVAV rapport is uitgewerkt. Deze O&M-kosten zouden niet 29 €/ton, maar 36 €/ton bedragen op grond van cijfers van 3 AVI's³. Op grond hiervan zou de onrendabele top van de 'standaard-avi' stijgen indien hier geen tariefstijging aan gekoppeld is. Daarnaast verwacht de VVAV dat de afvaltarieven in de toekomstige Europese afvalmarkt sterk zullen dalen en dat daarom een lager afvaltarief bij de onrendabele topberekeningen dient te worden gehanteerd. Daar staat tegenover de verwachting van ECN en KEMA dat de afvaltarieven op de langere termijn redelijk stabiel rond de 90 €/ton (excl. BTW) zullen liggen, en de huidige stijgende trend in de afvaltarieven die door het AOO wordt gerapporteerd⁴. Eventuele wijzigingen in de aannames met betrekking tot de O&M kosten moeten in nauwe samenhang worden gezien met de aanname voor de afvaltarieven. Omdat een consistent beeld van de samenhang tussen de aannames van de O&M kosten, de afvaltarieven en eventuele andere gerelateerde kostenposten vooralsnog ontbreekt, kunnen ECN en KEMA op dit moment geen nieuwe objectieve basis voor het berekenen van de onrendabele

² In geval van AVI's is eventuele warmtelevering omgerekend naar potentiële elektriciteitsproductie en meegenomen in het elektrisch rendement.

³ Nederland telt in totaal 11 avi's met elk een hun eigen kostenpatroon en afvaltarief.

⁴ Cijfers verstrekt door AOO. Inclusief BTW bedroeg het gemiddelde tarief 100 EUR/ton in 2001, 106 EUR/ton in 2002 en 119 EUR/ton in 2003. Voor een overzicht zie http://www.aoo.nl/page_main.asp?menu_id=70.

toppen van AVI's vaststellen. Nader onderzoek naar de kosten van AVI's wordt op korte termijn geadviseerd.

Bedrijfseconomische en juridische afbakening van AVI's

- *AVI's kunnen niet verplicht worden tot benutten van energie (VVAV)*

AVI's hebben, tezamen met GFT vergisting, als enige de mogelijkheid op energiebenutting en afvalverwerking los van elkaar op zijn economische haalbaarheid te beoordelen. Dit is onderstreept tijdens de consultatie volgens een notitie opgesteld in opdracht van AEB door Nauta-Dutilh. In juridische zin is een initiatiefnemer alleen genoodzaakt tot het benutten van energie als dit doenlijk is, zijnde technisch en economisch haalbaar. Verificatie van hetgeen onder de term 'doenlijk' wordt verstaan door initiatiefnemers in de Europese markt leidt tot de conclusie dat energiebenutting als een integraal onderdeel wordt gezien van het verbranden van afval. Ook nu de prijzen voor elektriciteit historisch laag zijn. Zo is in Duitsland ondanks een prijs van 3 cent per kWh voor in totaal ruim 3 mln. ton per jaar verwerkingscapaciteit in aanbouw en planning. Deze installaties⁵, in totaal 10, produceren stoom met een temperatuur van om en nabij de 400 graden, het niveau waarop conventionele AVI's opereren en wat leidt tot een netto elektrisch rendement van circa 22%. In de Duitse context wordt een conventionele installatie met een netto elektrisch rendement van om en nabij de 22% daarmee kennelijk als 'doenlijk' beschouwd.

Referentierendement Nederland

- *Hanteren van 22% als uitgangspunt*

Zie antwoord hierboven.

- *Voor het vaststellen van het MEP-tarief voor AVI's wordt uitgegaan van een rendement van minimaal 26%. De onrendabele top van een AVI is afhankelijk van sterk variërende afval en elektriciteitstarieven. Het stellen van een vaste drempel van 26% bevordert geen nieuwe investeringen in afvalverbranding. Een progressief MEP tarievensysteem afhankelijk van het gekozen rendement zal tot een beter resultaat leiden (Platform Bio-energie)*
- *Zet de rendementseis om in een glijdende schaal waarbij de MEP toeneemt naarmate het rendement hoger is. Op deze wijze worden alle initiatieven binnen de voor een ieder geldende specifieke economische en technische context geprikkeld om het rendement te verhogen. Per saldo zal dan het energiepotentieel uit afval beter worden benut. (VVAV)*

De keuze voor een drempel van 26% is vorig jaar door EZ en VROM gemaakt om een duidelijke scheiding en beloning aan te brengen voor initiatieven die zich richten op een hoger energietisch rendement. Bij die keuze speelden twee elementen mee: het beginsel van kosteneffectiviteit en het punt van uitvoerbaarheid. Een progressief tariefsysteem bleek minder kosteneffectief in termen van de totale hoeveelheid extra duurzame energie in verhouding tot de extra MEP-uitgaven. De VVAV geeft echter aan dat bij zo'n regeling het energiepotentieel uit afval wel beter benut zou worden dan nu het geval is.

⁵ Bron: internetsites Martin, Alstom en Von Roll

Lange-termijn ontwikkelingen afvaltarieven en relatie afvaltarief - energieopwekking

- *De referentiesituatie dient gebaseerd te zijn op liberale marktsituatie (VVAV)*

De VVAV geeft aan dat de marktsituatie waarin AVI's moeten gaan opereren in toenemende mate door onderlinge concurrentie zal worden bepaald. Deze liberalisering zal van invloed zijn op het afvalverwerkingstarief dat AVI's in de markt kunnen vragen. Een inventarisatie van het AOO geeft aan dat er voor Nederland nog geen sprake is van een daling van deze tarieven, maar zelfs een stijging tussen 2001 en 2003. Voor de komende twee jaar is er dan ook geen reden om rekening te houden met lagere tarieven voor afvalverwerking. Deze situatie kan in de toekomst echter wel wijzigen.

- *Maak een scheiding tussen energieopwekking en afvalverwerking bij bepalen MEP-tarief (VVAV)*

De VVAV is een voorstander van een aanpak waarbij het MEP-tarief wordt afgeleid uit de onrendabele top die uitsluitend samenhangt met energieopwekking. De afvalverwerking blijft dan volledig buiten de berekening. Bij de totstandkoming van het MEP vorig jaar hebben VROM en EZ er expliciet voor gekozen om de AVI als één geheel te benaderen, omdat deze bedrijven in werkelijkheid ook als één bedrijf opereren. Een betrouwbare splitsing van inkomsten en uitgaven tussen afvalverwerking en energieopwekking is dan ook niet eenvoudig te maken. Een andere benadering vereist derhalve een wijziging van de uitgangspunten zoals die zijn vastgesteld voor het MEP door EZ.

Algemeen

- *Bij de consultatie is nogmaals door de VVAV naar voren gebracht dat gezien de lange bouwtijd (2 tot 3 jaar) het van belang is de MEP ook voor 2006 vast te stellen. Het initiatief van AEB toont de noodzaak hiertoe aan, besluitvorming wordt verwacht in oktober 2003. De installatie zal in het voorjaar van 2006 in bedrijf gaan en pas dan een beroep kunnen doen op de MEP. Initiatieven kunnen alleen rekenen met de MEP als op het moment van besluitvorming bekend is hoe groot de MEP is.*
- *Een ander punt dat door de VVAV bij de consultatie naar voren is gebracht is, zo een rendementseis gehanteerd wordt, dat deze gekoppeld is aan het op te stellen vermogen. Koppeling aan de daadwerkelijk geproduceerde elektriciteit en geleverde warmte in een jaar introduceert onzekerheid waardoor in de financiering de MEP niet of niet volledig kan worden meegenomen.*

Beide punten hebben betrekking op de uitvoeringsregeling van het MEP, waarvoor het antwoord is aan EZ en/of EnerQ.

3.7 Vergistingsopties

In deze paragraaf wordt uitsluitend ingegaan op de benutting van stortgas voor elektriciteitsproductie en het opwekken van elektriciteit bij de reiniging van communaal of industrieel afvalwater.

Categorie-afbakening

- *In de laatste gepubliceerde versie van de MEP-vergoedingsregeling is de techniek/optie vergisting in een categorie ondergebracht, waarvoor geen vergoeding door middel van de MEP gegeven wordt. Naar ons oordeel is dit een onterechte indeling aangezien biomassavergisting een belangrijke route voor Duurzame Energieopwekking is, met name voor natte organische reststromen (Grondmij).*

In het huidige advies van ECN en KEMA wordt onderscheid gemaakt naar stortgas, RWZI's en AWZI's enerzijds en overige vergistingsinstallaties anderzijds. Deze laatste categorie is ondergebracht onder de categorie zelfstandige biomassa-installaties en komen voor het hoogste MEP-tarief in aanmerking.

3.7.1 Stortgas

Tabel 3.5 geeft de technisch-economische kengetallen voor elektriciteitsproductie uit stortgas.

Tabel 3.5 *Technisch-economische aannames stortgas*

		Uitgangspunten	Opgave marktpartijen + studie Novem/KEMA	Advies t.b.v. MEP-tarieven
		2003		2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	376	880 - 1250	1000
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	5000 - 8000	6500
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	90 - 165	128
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	0,8	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud		0,0174 GJ/ton	19,2 MJ/m ³	19,2 MJ/m ³
Brandstofkosten	€/m ³	0	0 - 0,06	0,01
Elektrisch rendement	%	35	28 - 36	35
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	2,7
Economische levensduur	jaar	15	10	10

Operationele kosten

- *De door ECN veronderstelde vergoeding aan de stortplaatsbeheerder van 1 ct/ m³ geleverd stortgas is niet realistisch. De praktijk is, dat we in bijvoorbeeld Veendam, Hengelo (Boeldershoek) en Emmeloord (Friese Pad) contractueel een veelvoud hiervan betalen (Essent).*

Uit de studie betreffende kleinschalige biomassaopties, die recent door Novem en KEMA is uitgevoerd, blijkt dat de brandstofkosten variëren tussen 0 en 6 €/m³. Door marktpartijen wordt aangegeven dat dit vooral bepaald wordt door de afspraken die er met stortplaatsbeheerders gemaakt worden betreffende de aanpassing van de gasonttrekkingsinstallatie zodat deze geschikt is om stortgas te leveren voor elektriciteitsopwekking. Indien de stortplaatsbeheerder zelf investeert in deze aanpassingen, zal er door de afnemer van het stortgas een hogere vergoeding betaald dienen te worden. In de berekeningen van ECN en KEMA zijn echter de investeringskosten voor de aanpassing van de gasonttrekkingsinstallatie meegenomen in het investeringsbedrag en wordt er uitgegaan van een lagere vergoeding voor het afgenomen stortgas, die uitsluitend bedoeld is om de hogere operationele kosten van de stortplaatsbeheerder te dekken.

Brandstofkosten

- *De energie-inhoud is met een factor 1000 verkeerd ingevuld in het spreadsheet (Delta).*

Dit is een juiste constatering en de energie-inhoud zal worden aangepast.

Draaiuren

- *De door ECN gehanteerde bedrijfstijd van 6500 uren is in een aantal projecten wel haalbaar, maar dan gaat het om installaties, die eigenlijk te klein zijn en dus voortdurend veel stortgas affakkelen. Voor optimaal gebruik van het stortgas is meer capaciteit nodig om de variaties in de gasproductie te kunnen volgen. Dat betekent ook een lagere bedrijfstijd (Essent).*

Het aantal draaiuren is bepaald op basis van data die door verschillende marktpartijen aangeleverd zijn. Bovendien geldt dat in veel gevallen de gasproductiecurve gevolgd wordt door het modulair bijplaatsen en uiteindelijk weer weghalen van gasmotoren, waarmee deellast bedrijf zoveel mogelijk vermeden wordt. De gasmotoren worden vervolgens weer elders ingezet. Deze handelwijze wordt bevestigd door een aantal marktpartijen.

EIA

- *In de berekeningen worden de investeringen gereduceerd door gebruikmaking van de EIA, terwijl alleen voor de vergassingsinstallatie (net) aan het rendementscriterium (rendement $E + 2/3 * \text{rendement } W$) wordt voldaan (Essent).*

Stortgasinstallaties komen slechts in aanmerking voor EIA wanneer het totaal energetisch rendement ten minste 50% bedraagt. Omdat het elektrisch rendement beduidend lager ligt en de warmte slechts in een beperkt aantal gevallen substantieel benut kan worden is er bij de berekening van de onrendabele top geen rekening gehouden met de EIA.

Rendement

- *De studie gaat uit van een elektrisch rendement van 35%. Dankzij nieuwe ontwikkelingen in gasmotoren en Organic Rankine Cycle (o.a. innovatie door prof Van Buijtenen) is een veel hoger rendement in veel gevallen mogelijk, maar daarmee zijn ook extra investeringen nodig. Er is een prikkel in de MEP nodig om die innovaties daadwerkelijk toe te passen (Essent, van Buijtenen).*

Het elektrisch rendement van 35% is de huidige praktijk. Het betreft daarbij in vrijwel alle gevallen elektriciteitsopwekking door toepassing van gasmotoren. Toepassing van de ORC kan het rendement verhogen door als nageschakelde eenheid de rookgassen van de gasmotor verder te benutten. Ook kan de ORC een rol spelen bij zgn. vervroegde gasonttrekking. Omdat de ORC nog in een ontwikkelingsstadium is en totnogtoe uitsluitend toegepast wordt in demonstratieprojecten is er onvoldoende basis om de categorie stortgas daarop te baseren of de ORC in een andere categorie onder te brengen. De gehanteerde uitgangspunten schrijven voor dat een eventuele MEP-vergoeding niet bedoeld is om innovaties te stimuleren, maar uitsluitend dient om de duurzame energieproductie te verhogen. Wel hebben ECN en KEMA aangegeven bereid te zijn om op basis van nadere gegevens uit het demonstratieproject deze optie verder te onderzoeken en na te gaan in hoeverre er werkelijk sprake kan zijn van een hogere duurzame energieproductie tegen aanvaardbare kosten. Indien dat het geval is zou een afwijkende MEP-vergoeding voor toepassing van een nageschakelde ORC overwogen kunnen worden. Omdat er dan wel onderscheid gemaakt dient te worden tussen installaties met en zonder ORC zou bijvoorbeeld overwogen kunnen worden hieraan een minimum rendementseis te koppelen. Dit zou eventueel gecombineerd kunnen worden met de optie van co-vergisting bij RWZI's en AWZI's.

3.7.2 Elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's

Tabel 3.6 geeft de technisch-economische kengetallen zoals die door Novem en KEMA (2003b) zijn bepaald en aangevuld met informatie van marktpartijen. Ook hier is in overeenstemming met de praktijk gekozen voor een nieuwe referentie. Hierin zijn in tegenstelling tot de berekeningen voor de MEP-tarieven voor 2003 de additionele kosten voor de gasonttrekking en gasreiniging meegerekend (ECN-C--03-074/F). In de huidige referentie wordt aangenomen dat de kosten voor de bouw en exploitatie van het vergistingsdeel voor rekening van de exploitant van de zuiveringsinstallatie is. Deze is door vermeden kosten als gevolg van verminderde slibproductie in staat om deze installatie op rendabele wijze te exploiteren⁶. Er wordt vanuit gegaan dat met name de vermeden inkoopkosten voor elektriciteit bepalend zijn bij de beslissing omtrent het investeren in additionele elektriciteitsproductie. De geproduceerde warmte wordt nuttig ingezet in het gistingproces.

Tabel 3.6 *Technisch-economische aannames elektriciteitsproductie bij RWZI's en AWZI's*

		Uitgangspunten 2003	Opgave marktpartijen + studie Novem/KEMA	Advies MEP-tarieven 2004 en 2005
Investeringskosten	€/kWe	376	1230 - 22007	1450 - 19008
Bedrijfstijd	uren/jaar	7000	6500 - 7000	7000
Vaste O&M-kosten	€/kWe	n.v.t.	140 - 210	175
Variabele O&M-kosten	€/kWe	0,8	n.v.t.	n.v.t.
Energie-inhoud		0,0174 GJ/ton	22 MJ/m ³	22 MJ/m ³
Brandstofkosten	€/ton	0	0	0
Vermeden stroomkosten	ct/kWh	-	-	8,0
Elektrisch rendement	%	35	35	35
Economische levensduur	jaar	15	10	10

Investeringskosten

- *Bij de onrendabele top berekening 'vergisting' lijken de cijfers te zijn gebaseerd op stortgas (investering van € 1000/kW is alleen het verstromingssysteem plus mogelijk een deel van de gaswinning) (Essent).*

De gehanteerde investeringskosten voor RWZI's en AWZI's bedragen resp. 1450 €/kW en 1900 €/kW. Deze kosten zijn exclusief het gistingdeel, maar omvat wel de gasonttrekkings- en opwerkingsinstallatie en het verstromingsdeel.

- *Het is onduidelijk of, i.v.m. warmtelevering, de investeringen voor warmte-infrastructuur zijn opgenomen (Essent).*

De kosten voor de warmte-infrastructuur zijn niet meegerekend in de investeringskosten omdat deze geacht worden onderdeel te zijn van de investeringen in het vergistingsdeel.

⁶ Dit wordt bevestigd door een studie van DHV in opdracht van ECN, waarbij de investeringskosten, operationele kosten en inkomsten in kaart gebracht zijn voor een communale waterzuiveringsinstallatie. Daaruit kan worden afgeleid dat een investering in een vergistingsinstallatie vooral beoordeeld wordt met oog op de verminderde kosten voor slibafvoer. Elektriciteitsopwekking is daarbij slechts van secundair belang. Het biogas wordt gebruikt voor de productie van warmte die nodig is voor het gistingproces. De investeringsbeslissing voor een investering in het aanpassen van de gasonttrekkingsinstallatie, de gasreinigingsstap en de WKK dient vooral gezien te worden in het licht van een besparing op de kosten voor elektriciteitsinkoop.

⁷ De laagste waarde wordt door marktpartijen in verband gebracht met RWZI's. De hoogste waarde geldt voor AWZI's.

⁸ De laagste waarde geldt voor RWZI's, de hoogste waarde voor AWZI's.

Vermeden stroomkosten

- *De vermeden stroominkoop door eigen opwekking is gesteld op 8,0 ct/kWh. De stroomproductie met biogas is echter niet gegarandeerd, zodat men toch bij uitval van gasmotoren moet rekenen met hoge piekkosten en een hoog contractvermogen. Daardoor is de vermeden inkoop aanmerkelijk lager en ligt eerder op 4 ct.*
- *In sommige installaties verkoopt de RWZI het biogas aan derden, die stroom opwekken voor het openbare net en dus geen vermeden inkoop hebben. Dit geldt o.a. voor RWZI Garmerwolde (Groningen) en Hengelo. Naast een lage prijs voor de stroom heeft men hier ook nog kosten voor inkoop van biogas.*

De gehanteerde 8 ct/kWh blijkt bij een bottom-up analyse van de tarieven inderdaad aan de hoge kant te zijn. Bij de gehanteerde referentie zonder elektriciteitsopwekking is dit gemiddeld 1 ct/kWh lager en wordt de elektriciteit ingekocht tegen een prijs van circa 7 ct/kWh. Omdat met de geproduceerde elektriciteit slechts een deel van het eigen verbruik gedekt kan worden, is de elektriciteitsproductie wel volledig als vermeden inkoop beschouwd. De bepalingen ten aanzien van de situatie dat de gasmotoren uitvallen verschillen per contract en zijn sterk afhankelijk van de mate waarin het verbruik en gasproductie regelbaar is, de mate waarin storingen verwacht worden, en de contractinhoud van het contract met het energiebedrijf. Dit zou in sommige gevallen kunnen leiden tot afwijkende vermeden inkoopkosten, maar daarover zijn geen verdere gegevens ontvangen. Wel is duidelijk dat bij individuele installaties die sterk afwijken van de referentie, bijvoorbeeld doordat het installaties met een veel groter opgesteld elektrisch vermogen betreft de vermeden inkoopkosten sterker af kunnen wijken. Deze installaties kunnen echter niet als representatief beschouwd worden voor de categorie RWZI's of AWZI's.

In geval van inkoop van biogas van RWZI's of AWZI's en productie van elektriciteit voor levering aan het net is de rentabiliteit inderdaad veel slechter. Dit lijkt dan ook geen voor de hand liggende optie te zijn en dient niet als referentie genomen te worden.

- *Co-vergisting bij RWZI's en AWZI's ontbreekt als optie*
- *Wij missen een berekening voor grootschalige co-vergisting (bijvoorbeeld: Scharlebelt). De vergisting van andere organische reststromen dan RWZI en AWZI is niet meegenomen (Essent).*
- *In de huidige situatie kunnen de RWZI's inderdaad alle opgewekte stroom zelf gebruiken, maar door covergisting kan wel degelijk een teruglevering ontstaan (zie artikel in H2O en Utilities over proeven door Waterschap Vallei & Eem in Amersfoort) (Essent).*
- *De huidige formulering leidt tot onduidelijkheid ten aanzien van andere mengvormen van Duurzame Energieopwekking door middel van vergisting. Hierbij valt te denken aan het vergisten van co-materiaal (anders dan zuiveringsslib) in een slibgistingsinstallatie, co-vergisting, mestvergisting en dergelijke (Grontmij).*

Dit is correct. In het achtergronddocument betreffende vergistingsinstallaties is aangegeven dat er op dit moment nog onvoldoende praktijkgegevens zijn om de onrendabele top op betrouwbare wijze vast te stellen. Door enkele partijen wordt echter aangegeven dat er wel degelijk meerdere experimenten doorgevoerd zijn op basis waarvan wellicht meer praktijkgegevens verzameld zouden kunnen worden. Meestal betreft het experimenten waarbij de gasproductie opgevoerd wordt door het co-vergisten van organisch materiaal, maar waar geen aanpassingen aan de installatie zijn doorgevoerd. Op basis van deze informatie wordt geconcludeerd dat het op dit moment niet mogelijk is om de onrendabele top van co-vergisting bij RWZI's en AWZI's op betrouwbare wijze te bepalen en wordt geadviseerd om nader onderzoek te doen naar de optie van co-vergisting. Indien er voldoende gegevens beschikbaar komen over investeringskosten, operationele kosten, de mate waarin er sprake is van teruglevering aan het net, e.d. kan de onrendabele top van deze optie bepaald worden. Indien deze inderdaad hoger is dan de onrendabele top bij RWZI's en AWZI's op basis van de huidige cijfers zou een afwijkende MEP-

vergoeding voor co-vergisting vastgesteld kunnen worden. Omdat het in dat geval noodzakelijk is om onderscheid te maken tussen de RWZI's en AWZI's met en zonder co-vergisting, zou bijvoorbeeld overwogen kunnen worden een minimum rendementseis te introduceren. Ook andere opties om het rendement te verbeteren, zoals een Organic Rankine Cycle, zouden hierbij een rol kunnen spelen.

Brandstofkosten

- *Gesteld wordt door ECN, dat het biogas niets kost, omdat de vergistingtanks zich terugverdienen uit de lagere slibafvoerkosten. Dit kan waar zijn voor oudere installaties, maar geldt door wijzigingen in de zuiveringstechniek i.v.m. verwijdering van stikstof niet voor nieuwe installaties. Voor kleinere installaties is het so wie so niet juist. Bij een fors aantal RWZI's is geen slibvergister aanwezig. Zonder steun uit de MEP komen die er ook niet.*

Uit informatie van marktpartijen blijkt dit echter wel het geval te zijn. Ook wordt dit bevestigd door het onderzoek dat DHV in opdracht van ECN gedaan heeft (zie achtergronddocument). Erkend wordt dat door de hogere milieueisen de kosten voor de gasproductie verder toe kunnen nemen. Hetzelfde geldt echter ook voor de verwerking van slib.

EIA

- *In de berekeningen worden de investeringen gereduceerd door gebruikmaking van de EIA, terwijl alleen voor de vergassingsinstallatie (net) aan het rendementscriterium (rendement $E + \frac{2}{3} * \text{rendement } W$) wordt voldaan (Essent).*

Bij RWZI's en AWZI's wordt de EIA toegekend bij een totaal energetisch rendement van ten minste 35%. Gegeven het feit dat naast de elektriciteitsproductie ook een substantieel deel van de warmte benut kan worden is er bij de onrendabele top berekeningen van uitgegaan dat de RWZI's en AWZI's in het algemeen in aanmerking komen voor de EIA

3.8 Kleinschalige waterkracht

Tabel 3.7 geeft een overzicht van de technisch-economische aannames voor de onrendabele topberekeningen voor kleinschalige waterkracht. Geadviseerd wordt om de aannames van de onrendabele topberekeningen voor waterkracht voor de MEP-tarieven van 2003 te handhaven.

Tabel 3.7 *Technisch-economische aannames kleinschalige waterkracht*

		Uitgangspunten	Internationale bandbreedte ⁹	Advies t.b.v. MEP-tarieven
		2003		2004 en 2005
Investeringskosten	€/kW _e	3560	2800 - 4500	3560
Bedrijfstijd	uren/jaar	2950	ca. 2800	2950
Vaste O&M-kosten	€/kW _e	n.v.t.	ca. 32	n.v.t.
Variabele O&M-kosten	ct/kWh _e	1,1	n.v.t.	1,1
Stroomprijs	ct/kWh _e	2,71	-	2,71
Economische levensduur	jaar	20	-	20

Investeringskosten

- *Investeringskosten voor waterkrachtcentrales in de range van 1 - 10 MW bedraagt 4.500 tot 5.000 €/kW (Essent)*
- *Het uitgangspunt voor de berekeningen van de onrendabele top stemt niet overeen met de investeringscijfers die in het achtergronddocument worden genoemd (Essent)*

De investeringskosten voor waterkrachtcentrales met een voor Nederland representatieve schaal bedragen ca 2800 - 4500 €/kW. In de achtergrond rapportage over waterkracht (ECN-C--03-074/G) wordt een internationale bron aangehaald die investeringskosten van 4000 tot 4500 €/kW geeft. Op basis van de ons beschikbare informatie is vorig jaar een 3560 €/kW als gemiddelde voor de investeringskosten in Nederland afgeleid. Erkend wordt dat voor concrete projecten de investeringskosten mogelijk hoger kunnen liggen. Hierover heeft ECN en KEMA echter geen concrete informatie ontvangen op basis waarvan een wijziging van de aannames kan worden verantwoord.

Onderhouds- en bedrijfskosten

- *Onze ervaring geeft aan dat bedrijfsvoeringskosten minimaal 2x zo hoog zijn als aangegeven in het achtergrondrapport over kleinschalige waterkracht (Essent)*

De aanname met betrekking tot de bedrijfskosten is gebaseerd op een beperkt aantal ervaringscijfers uit verschillende bronnen. Mogelijk liggen de bedrijfskosten in de praktijk hoger. Hierover hebben ECN en KEMA echter geen concrete informatie vanuit de markt aangeleverd gekregen, waarmee een eventuele wijziging van de aannames kan worden gemotiveerd.

⁹ Uitgaande van een capaciteit van 1 tot 15 MWe.

4. FINANCIIEEL-ECONOMISCHE BEREKENINGSAANNAAMES

Tabel 4.1 geeft een overzicht van de financieel-economische aannames die bij de berekening van de onrendabele toppen worden gehanteerd.

Tabel 4.1 *Overzicht financieel-economische aannames*

	AVI's	Centrales	Overig
Debt/equity ratio	67/33	67/33	80/20 ¹⁰
Rente	6%	6%	6%
Return on equity ¹¹	12%	12%	15%
Looptijd lening (jaar)	10	10	10
Vennootschapsbelasting	35%	35%	35%
EIA	n.v.t.	Ja	Ja
Groenbeleggen	Nee	Nee	Ja ¹²

4.1 Financieringsparameters

De debt/equity ratio

- *Gebruikelijk is een verhouding van 65:35 voor windenergie (Windkoepel)*
- *Geen eigen vermogen is gangbaar voor windenergie (WCI, VWNH)*
- *Energiebedrijven gaan uit van 60:40 voor investering in wind/duurzaam (Eneco, EnergieNed)*

De verschillende reacties tonen aan dat de verhouding eigen-vreemd vermogen varieert tussen investeerders in duurzame energie. Naar ons oordeel is de verhouding 80:20 een benadering die goed beantwoordt aan de gangbare praktijk. In gesprekken met banken over dit punt is gebleken dat dit tevens een goed werkbaar uitgangspunt is.

- *Het financiële rendementscriterium voor grootschalige biomassa wijkt af van wat bedrijven hanteren (EnergieNed)*

Wij berekenen de onrendabele top zodanig uit dat een vooraf vastgesteld rendement op eigen vermogen wordt behaald. Voor alle opties is hierbij aangesloten bij het rendementscriterium dat vorig jaar door EZ is aangegeven als randvoorwaarde en dat mede is ingegeven door het Europese milieusteunkader. Voor de grootschalige inzet van biomassa heeft EZ dit criterium toen ingevuld op basis van het rendementscriterium dat is opgenomen in het Kolenconvenant. Wij erkennen echter de mogelijkheid dat bedrijven intern een hogere eis aanhouden.

- *De MEP-regeling baseert zich op de onrendabele top van projecten en fixeert zo het rendement van investeerders. Verondersteld wordt dat bedrijven best willen investeren in projecten met een lage winstmarge en een hoog risicoprofiel. Deze veronderstelling is dus in de huidige marktsituatie niet realistisch. Insteek van de MEP-regeling lijkt te zijn dat investeerders niet of nauwelijks mogen verdienen aan bio-energie productie, maar wel worden geacht hoge risico's te nemen. (Platform Bio-energie)*

¹⁰ Met uitzondering van offshore windparken, waarvoor een D/E ratio van 65/35 gehanteerd is.

¹¹ De return on equity wordt in het onrendabele top model berekend als de internal rate of return over de economische levensduur van het project.

¹² Offshore wind komt niet in aanmerking voor groenbeleggen. Het voordeel van groenbeleggen wordt als een korting van 1% op de rente op de lening in de onrendabele topberekeningen meegenomen.

De benadering van de onrendabele top en een gefixeerd rendement is bewust gekozen uitgangspunt van EZ. Dit hangt mede samen met de benodigde goedkeuring van tarieven door de Europese Commissie. Verder geldt dat een subsidieregeling altijd het rendement vastlegt; dit geldt bijvoorbeeld ook voor het Duitse systeem van terugleververgoedingen. De MEP-regeling is overigens *niet* zo dat investeerders niet of nauwelijks mogen verdienen aan de productie van duurzame energie. De uitgangspunten en berekeningen gaan uit van een rendement op eigen vermogen van 15%. Dit rendement houdt in dat er zeker *wel* verdiend kan worden aan duurzame energie.

- *Een stimulering voor warmte uit bio-WKK (zoals in de oude situatie onder 36o) ontbreekt. Deze aanvulling zou een plaats dienen te krijgen in het MEP. (Platform Bio-energie)*

Met de komst van het MEP heeft EZ de keuze gemaakt om de stimulering via elektriciteit te laten verlopen (dit geldt bijvoorbeeld ook voor ‘conventionele’ WKK). De huidige berekeningen voor bio-WKK houden overigens wel rekening met warmtelevering. Deze is gewaardeerd tegen een laag warmtetarief op basis van vermeden aardgasinkoop. Dit resulteert vervolgens in een bijdrage aan de onrendabele top en werkt zo door in het MEP-tarief.

- *Beschouw alle installaties als project-bv's (zelfstandige entiteiten) en reken op basis daarvan de onrendabele top uit. Referenties voor prijzen komen daarmee anders te liggen. Dit is praktijk (Electrabel).*

Wij erkennen dat projecten, zeker binnen concerns, op deze wijze worden vorm gegeven. De randvoorwaarden die EZ heeft meegegeven leggen echter een beperking op aan de wijze waarop een project kan worden beschouwd. Installaties beschouwen als project-bv's heeft met name consequenties voor het benutten van EIA en doorsluizen van REB-36i. In een benadering met een project-bv is er gedeeltelijke benutting van EIA en de REB-vrijstelling komt niet volledig door. Deze benadering conflicteert dan ook met de uitgangspunten die voor deze opdracht zijn vastgesteld. Zie verder onze algemene reactie op deze punten.

- *De looptijd van de lening is gekoppeld aan de periode waarin een project in aanmerking komt voor de MEP Het model houdt hier geen rekening mee, terwijl het voor windprojecten op goede windlocaties de regel is dat de MEP-periode hier korter is dan 10 jaar (Windkoepe, WCI).*

Het model gaat uit van een referentiesituatie voor windenergie met 18.000 vollasturen, dus 10 jaar. Over die periode wordt de lening afgelost in het model en de onrendabele top berekend. Voor gunstiger windlocaties kan dit anders liggen en is men sneller door de ‘MEP-tijd’ heen. Dit is een beoogd effect van de gekozen vollasturensystematiek, waarvan EZ heeft aangegeven na een evaluatie eerder dit jaar deze vooralsnog te zullen handhaven.

- *Het tarief voor de vennootschapsbelasting moet 34,5% zijn (Nuon)*

Correct. Het model hanteert nu afgerond 35% in plaats van 34.5 %. Wijziging wordt doorgevoerd.

4.2 Onrendabele topmodel

Geen commentaar vanuit de markt. Het model is ter consultatie aan banken voorgelegd. Hierbij heeft men aangegeven dat de gekozen benadering, gezien benodigde generieke oplossing, in overeenstemming is met het doel en uitgangspunten. De benadering van het EIA-voordeel, aflossingsschema van vreemd vermogen en de verhouding vreemd - eigen vermogen zijn in orde. Wel tekenen ook de banken aan dat in de praktijk investeerders niet kunnen rekenen op het volledige voordeel vanuit REB-36i en niet altijd over het EIA-voordeel.

REFERENTIES / BIJLAGE

Onderstaande (niet vertrouwelijke) reacties in het kader van de marktconsultatie zijn integraal als bijlage in dit rapport opgenomen.

EnergieNed, brief d.d. 5 september 2003

EnergieNed, toelichtende reactie d.d. 5 september 2003

E-Connection, brief d.d. 28 augustus 2003

Essent Energie, brief d.d. 28 augustus 2003

Noordzeewind, e-mail d.d. 29 augustus 2003

Nuon, e-mail over situatie Buggenum d.d. 12 september 2003

Platform Bio-energie, brief d.d. 2 september 2003

Vereniging van windturbine-eigenaren in Noord-Holland, brief d.d. 25 augustus 2003

Wind Constructors International, brief d.d. 28 augustus 2003

Wind Constructors International, brief d.d. 29 augustus 2003

Windkoepel, brief d.d. 28 augustus 2003

Eneco, e-mail met informatie over windprojecten, d.d. 2 september 2003 (vertrouwelijk)

Reliant, e-mail met informatie over investeringscijfers, d.d. 1 september 2003 (vertrouwelijk)

**Federatie van Energie-
bedrijven in Nederland**

Utrechtseweg 310
6812 AR Arnhem
Postbus 9042
6800 GD Arnhem
Telefoon 026 - 356 94 44
Fax 026 - 446 01 46
E-mail ened@energiened.nl
Internet www.energiened.nl

Per e-mail: vansambeek@ecn.nl

ECN-Energieonderzoek Centrum Nederland
t.a.v. E.J.W. van Sambeek
Postbus 1
1755 ZG PETTEN

Onderwerp	reactie op onderzoeken nieuwe MEP-tarieven
Ons kenmerk	2003-699
Behandeld door	H.B. Schurink
Telefoon	026 - 356 34 55
Faxnummer	026 - 442 83 20
E-mail	hbschurink@energiened.nl
Datum	5 september 2003

Geachte heer Van Sambeek,

Allereerst willen wij u bedanken voor de geboden mogelijkheid om een reactie te geven op uw concept rapport "Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties, concept advies inzake de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005".

Tevens zijn wij verheugd met de aanpak van ECN/KEMA, waarbij alle onderliggende rapporten en berekeningen openbaargemaakt zijn. Wel vinden wij het jammer dat wij in eerste instantie niet betrokken zijn geweest bij de marktconsultatie, maar dat wij zelf contact met u moesten opnemen om (tijdig) geïnformeerd te worden. Tevens vinden wij de reactietermijn op de rapporten, namelijk 1 week, erg kort. Dit doet weer denken aan de roerige tijd van de vorige consultatieronde.

In de bij deze notitie gevoegde notitie treft u de uitgebreide reacties op bovengenoemd rapport die wij hebben ontvangen van de energiebedrijven. In aanvulling op deze inhoudelijke reacties willen wij graag de volgende opmerkingen maken:

- Wij vinden het ongepast dat ECN/KEMA het uitgangspunt van EZ 'de REB-vrijstelling ingevolge artikel 36i Wbm wordt volledig aan de producent van duurzame elektriciteit toegekend' in de berekeningen hanteert, terwijl ECN/KEMA weet dat dit in de praktijk niet zo is. Een



duidelijke nuancering van de onderzoekers hieromtrent is minimaal op zijn plaats.

- Wij vinden het opgepast dat wordt voorgesteld om de MEP-tarieven voor grootschalige inzet van biomassa met 25% te verlagen, omdat:
 - het voorgestelde tarief niet in overeenstemming is met de gemaakte afspraken in het Kolenconvenant;
 - het voorgestelde tarief niet voor 10 jaar wordt gegarandeerd, zoals in MEP de regel is. Door deze onzekerheid zullen investeerders en financiers zich zeer terughoudend opstellen;
 - bij een dergelijk grote tariefwijziging zo kort na de introductie van MEP, twee maanden geleden, er ernstige twijfels ontstaan omtrent de geloofwaardigheid en betrouwbaarheid van de regeling in zijn algemeenheid. De voorgestelde wijziging betekent in feite een ontmoedigingsbeleid ten aanzien van investeringen in biomassa-projecten. Deze onzekerheid wordt door marktpartijen vertaald in een hogere rendementseis. Wij bevelen u aan om de tarieven nooit meer dan bijvoorbeeld enkele procenten te laten wijzigen per jaar, anders is de ontrust in de markt te groot;
- Wij krijgen de indruk dat de overheid duurzame energie wenst te stimuleren tegen minimale kosten. De toekomst zal leren of deze strategie van 'geen cent te veel' een goede is geweest. Wij denken echter dat het bedrijven onvoldoende motiveert om te investeren in duurzame elektriciteitsopwekking.
- De bekende problematiek van vollast-uren dient aangepast te worden. Dit leidt slechts tot suboptimalisatie en beperkt de inzet van goede locaties ernstig.

Wij realiseren ons dat een aantal van bovenstaande opmerkingen buiten het bereik van de ECN/KEMA-studie ligt. Wij voegen deze opmerkingen bewust toe aan de brief, omdat wij van mening zijn dat deze bekend dienen te zijn bij de onderzoekers ter nuancering in dit rapport. Het is ons inziens van belang dat de opdrachtgevers van dit onderzoek geïnformeerd worden over de opvattingen die de praktijk leven rond de MEP-subsidies en de gehanteerde uitgangspunten. Wij zullen onze reactie eveneens in een aparte brief onder de aandacht brengen van de ministeries van Economische Zaken en VROM.

Vanzelfsprekend zijn wij bereid om een nadere toelichting te geven op bovenstaande opmerkingen. Wij wensen u succes toe met het aanpassen van de genoemde rapporten.

Hoogachtend,

w.g.
ir. H.B. Schurink
issue manager



Reactie EnergieNed op concept ECN/KEMA rapportage “Technisch-economische parameters voor duurzame elektriciteitsopties, concept advies inzake de vaststelling van de MEP-subsidies voor 2004 en 2008”

Uitgangspunten tariefstelling MEP Duurzame elektriciteit 2004 en 2005.

- 1) De vermelde toerekening van de REB-vrijstelling ingevolge artikel 36i Wbm wordt in het onderzoek volledig aan de producent van duurzame elektriciteit toegerekend, terwijl in paragraaf 4.2 REB-vrijstelling staat dat 50-70% wordt doorgesluisd. Dit is in tegenspraak met elkaar. In de praktijk kan een producent alleen de, op dit moment veel lagere (ongeveer 0,8 –1,0 €/kWh.) certificaatwaarde verkrijgen.
- 2) De toerekening van het EIA-voordeel is in een aantal gevallen niet juist.
 - a) Een zekerheid van het volledig verkrijgen van het EIA-voordeel is niet realistisch. Bij een aantal technieken is uitgegaan dat de investering 100% subsidiabel is, echter de EIA kent criteria wat wel en niet onder de EIA valt.
 - b) Verder is het volledig verkrijgen in werkelijkheid afhankelijk van afschrijfmogelijkheden door voldoende winst, bij toepassing van financiële constructies daalt het voordeel als gevolg van kosten van deze constructies. Namelijk een deel van de fiscale voordelen komt bij de verschafter van de winstcapaciteit terecht welke hiervoor een premie in rekening brengt.
 - c) De EIA hanteert een rendementseis als drempel. Vele (soorten) installaties halen deze eis niet.
- 3) In de projectbeoordeling wordt veelal als referentie de prijs van de "wholesale markt" gekozen. Dit is in een aantal gevallen juist, maar dit geldt niet voor alle projecten. Hierdoor zullen veel projecten in de beoordeling te laag scoren en dus niet tot uitvoering overgaan. Hiermee staat de effectiviteit van het instrument MEP ter discussie.
- 4) In de rekenmodellen is gerekend met een Vpb-tarief van 35%, terwijl het Vpb-tarief sinds 2002 is vastgesteld op 34,5%. Dit heeft rechtstreekse consequenties voor de onrendabele top van verschillende technologieën. Deze worden iets hoger.

Zuivere biomassa

- 5) Economische levensduur naar 10 jaar.

In het rapport dat wordt geadviseerd om het MEP-tarief voor zuivere biomassa in centrales voor 2004 en 2005 te verlagen tot 3,6 €/GJ. Deze aanpassing houdt verband met een verlaging van de onrendabele top als gevolg van een verkorting van de aanname over de economische levensduur van meestoken tot 10 jaar. ECN/Kema geeft hiervoor de



argumentatie dat “de marginale productiekosten dan hoger zijn dan de marginale opbrengsten, en gegeven de zeer geringe investeringskosten, is het waarschijnlijk dat meestook-projecten na 10 jaar zullen worden gerenoveerd om opnieuw voor MEP in aanmerking te komen.” Hierbij passen een aantal kanttekeningen.

- a) In het kolenconvenant wordt uitgegaan van een voor deze sector verantwoord bedrijfseconomisch rendement van een interne rentevoet (IRV) van 12% na belastingen en over de looptijd van 15 jaar. Hier wordt dus wel uitgegaan van een economische levensduur van 15 jaar.
 - b) Wij zijn niet overtuigd van de argumentatie waarom de economische levensduur van de categorie zuivere biomassa op 10 jaar wordt gesteld, terwijl dit voor de overige technieken 15 jaar is. Er is geen principieel verschil bij dit punt met zelfstandige biomassacentrales. In die categorie blijft de keuze voor 15 jaar terecht overeind. Dat dient ook voor grootschalige mee/bijstook van biomassa zo te zijn.
Ook maatschappelijk gezien kan de langere benutting van bestaande installaties in de toekomst wenselijk blijken.
 - c) Het ‘gevaar’ dat projecten gerenoveerd kunnen worden na 10 jaar en dan weer voor een nieuwe MEP in aanmerking komen is theoretisch, omdat wij –gezien de ervaringen tot nu toe- er niet zeker van zijn dat de MEP nog bestaat over 10 jaar.
 - d) Doordat het MEP-tarief voor biomassa een overgangsregeling kent van 3 jaar, waarna een eventuele over/onder stimulering zal worden verrekend met de dan geldende tarieven zal een verlaging van de economische levensduur eveneens van invloed zijn op lopende projecten, waarbij uitgegaan is van het huidige tarief.
- 6) Beperkte zekerheid MEP-tarief.
- a) Op pagina 13 staat “Ook de hoogte van de subsidies die voor 2004 en 2005 worden vastgesteld, wordt slechts tot 2006 gegarandeerd.” Door het beperken van de zekerheid voor een bepaald MEP-tarief (tot 1 á 2 jaar !!) worden investeringen in biomassa-installaties (zowel mee- als bijstoken) wederom ontmoedigd. Dit is strijdig met de (geest van de) MEP en het Kolenconvenant. Bovendien is het discriminerend ten opzichte van andere technieken.
Toelichting op ‘strijdigheid met de (geest van de) MEP’: Artikel 72o van de wet MEP geeft aan dat de MEP-tarieven voor de gehele periode worden gehandhaafd (i.c. 10 jaar zekerheid). Artikel III geeft een overgangsbepaling. In lid 9 staat een afwijking van artikel 72o vermeld. Uit lid 10 blijkt, dat deze afwijking niet van toepassing is indien aan bepaalde voorwaarden is voldaan. In dat geval herleeft artikel 72o weer. Als voorwaarde staat vermeld “indien de voor subsidie in aanmerking komende periode aanvangt op of na de inwerking van een ministeriele regeling waarin onderscheid wordt gemaakt tussen diverse categorieën zuivere biomassa en/of diverse categorieën productieprocessen waarin



zuivere biomassa wordt toegepast". In de brief van het ministerie van EZ van 28 mei 2003 met kenmerk: ME/EP/DE/ 3016834 en onderwerp "differentiatie grootschalige toepassing van biomassa" stelt Brinkhorst op blz. 3 onderaan voor om over te gaan tot een beperkte differentiatie binnen de categorie grootschalige inzet van zuivere biomassa in kolen- of gasgestookte installaties. Bovenaan blz. 4 stelt hij vervolgens: "voor de overige vormen van zuivere biomassa zie ik op dit moment geen aanleiding om andere subsidiebedragen vast te stellen.". Met andere woorden: dit is de differentiatie als bedoeld in artikel 3, lid 10, waardoor de afwijking van lid 9 niet meer van toepassing is nu per 1 januari 2004 diermeel een nultarief voor de MEP krijgt.

- b) ECN/Kema gebruiken het argument, om het MEP-tarief voor grootschalige inzet van biomassa slechts voor 3 jaar vast te stellen, omdat er slechts een beperkt zicht is op de toekomstige biomassaprijs. Als dit het enige argument is, dan moet het mogelijk zijn om dit probleem op te lossen.
 - c) De NTA 8003 en de toepassing hiervan voor het verkrijgen van MEP subsidies dient voor een langere tijd te worden gegarandeerd. Het is nu mogelijk als de NTA 8003 wordt gewijzigd, dat een bepaalde biomassa niet meer in aanmerking komt voor de MEP.
- 7) Financieringsparameters (blz. 12)
- a) Voor AVI's en centrales wordt een lagere Return On Equity eis gesteld dan voor de andere categorieën, resp. 12% vs. 15%. De basis voor de ROE voor centrales zou liggen in het Kolenconvenant, daarin is echter een afspraak gemaakt van een interne rentevoet (IRT) van 12% na belasting. Dit is een wezenlijk verschil !
 - b) ECN/KEMA hanteren in de berekeningen uitgangspunten ten aanzien van een financieel rendement die behoren bij bewezen technologie. In het rapport ECN-C--3-078 staat op pagina 7 2e alinea: "Tegelijkertijd dient van het beleid een voldoende prikkel tot implementatie uit te gaan, zodat de beoogde technologische ontwikkeling zich ook daadwerkelijk realiseert." Hier is dus sprake van de implementatie van een technologische ontwikkeling. Bij onbewezen technologie hoort een hogere rendementseis dan 12%.
- 8) Investeringskosten (blz. 12)
- Wij zijn van mening dat de basis voor de gehanteerde cijfers te beperkt is. In het 2002-onderzoek van ECN werd 220 €/kWth gehanteerd. De basis voor de gehanteerde verlaging naar 120 €/kWth is niet meer dan de opmerking: "Overeenkomstig de opgaven van marktpartijen wordt derhalve de aanname voor de investeringskosten verlaagd van 220 €/kWth naar 120 €/kWth.". Ten behoeve van het tarievenonderzoek in 2002 is door één productiebedrijf in ieder geval een duidelijk hoger bedrag dan deze 120 €/kWth genoemd. Uit



een recente investering blijkt dat deze kosten, controleerbaar, hoger zijn dan de oorspronkelijke 220 €/kWth. Bij uitbreiding met grotere installaties wordt de investering in logistiek relatief groter (er is sprake van een omslagpunt). Vervoer per vrachtwagen is niet meer gewenst en additionele investeringen in overslag en opslag worden noodzakelijk. Ook investeringsinschattingen voor dergelijke grootschalige meestookprojecten indiceren investeringen die duidelijk veel hoger zijn dan de 120 €/kWth. Op vertrouwelijke basis is hierover informatie aan u verstrekt (e-mail van een productiebedrijf d.d. 1 september 2003).

- 9) Brandstofprijs (blz. 12)
- a) Wij steunen de gedachte van om voor de ontwikkeling van een referentie brandstof voor biomassa uit te gaan van houtpellets op basis van ongebruikt hout. Wij achten een dergelijke referentie een belangrijk instrument voor de verdere ontwikkeling van biomassa-projecten.
 - b) Daling van de brandstofkosten (inkoop, pelletisering, transport, handling) is niet te verwachten. Naast factoren die een neerwaartse druk op de prijzen uitoefenen, zoals technologische ontwikkelingen, zal de toenemende vraag een prijsopdrijvend effect hebben. Daarnaast zal biomassa in toenemende mate schaars worden, waardoor sourcing over grotere afstanden gaat plaatsvinden, met hogere logistieke kosten als gevolg. Als men uitgaat van internationale marktontwikkelingen (is een uitgangspunt voor de berekening!), dan dient men deze effecten ook in aanmerking te nemen.
 - c) In het rapport worden de lange termijn brandstofkosten door ECN op 6,6-7,3 euro/GJ ingeschat. Toch wordt er gerekend met 6,5 euro/GJ.
 - d) Waarom wordt de lange termijn visie voor grootschalige inzet van biomassa, die ECN eerder heeft ontwikkeld, niet gehanteerd voor deze studie, terwijl dit wel voor de categorie zelfstandige biomassacentrales is gebeurd! Het argument dat hiervoor gebruikt wordt, vinden wij niet goed onderbouwd: "Tijdens de consultatie over het eerste voorstel MEP-tarieven voor 2003 gaven marktpartijen aan dat zij tijdelijk met hogere brandstofprijzen (6,0 tot 6,5 €/GJ) geconfronteerd zijn. Op de termijn van enkele jaren zou een prijsdaling tot circa 4 €/GJ, zoals in het oorspronkelijke voorstel was aangenomen (Van Sambeek, e.a., 2002), misschien mogelijk zijn. Dienovereenkomstig is politiek besloten dat het MEP-tarief voor 2003 voor zuivere biomassa in centrales zou worden verhoogd, maar dat de hoogte van dit tarief slechts tot 2006 zou worden gegarandeerd...."
 - e) In vorige marktconsultatieronde is aangegeven dat een substantiële interne risicopremie voor vermogensverlies en onvoorziene niet-beschikbaarheid veroorzaakt door biomassaverwerking, meegenomen moet worden. Ook wordt een hogere kolenkwaliteit ingezet met de bijbehorende meerkosten. Deze meerkosten vinden wij nog steeds niet terug in de berekeningen.



Reactie op rapport 'Kosten duurzame elektriciteit – Grootschalige inzet van biomassa in centrales'

10) Paragraaf 4.6 Prijsverwachting:

De referentieprijzen voor biomassa worden aangevuld met de kosten voor laden, zeetransport en overslag. De genoemde biomassaprijzen gelden echter voor producten die niet geschikt zijn voor meestook. De tekst zou kunnen worden aangevuld met de additionele kosten om deze producten wel geschikt te maken voor meestook (zoals pelletiseerkosten). Dat voorkomt eventuele verkeerde conclusies.

11) Hoofdstuk 5. Belangrijkste bevindingen..., bij punt 5.

De huidige houtprijs voor energietoepassingen in Scandinavië zou een goede indicatie geven. Wij merken op dat de Zweedse houtprijs is 'vervuild' door de inzet van afvalhout. Het aanbod hiervan verschuift de aanbodscurve naar rechts, waardoor een lagere evenwichtsprijs ontstaat.

Reactie op Rekenmodel 'Zuivere biomassa in centrales'

12) Variabele kosten: wij verwachten een toename in de variabele kosten als gevolg van reststoffen (zeker tijdens testtrajecten wordt off-spec vliegas geproduceerd, hetgeen substantiële meerkosten oplevert) en aanvullende emissie-eisen.

13) Naamgeving: Output "Onrendabele top" veranderen in "Onrendabele top Productie". De onrendabele topberekening beschouwt alleen productie en niet de rest van de bedrijfskolom. De berekende ondersteuning hoort dan ook alleen bij de productie van duurzame elektriciteit. Voor het berekenen van de complete onrendabele top van productie tot en met de verkoop, dient ook het verkooptraject beschouwd te worden. (zie ook opmerking over toerekening REB-voordeel)

Stortgas, RWZI/AWZI

14) Zorgelijk is het dat bij de huidige uitsluiting van vergisting en stortgas in de MEP, het evenredig compenseren van een eventuele verlaging van het voordeel van artikel 36i Wbm niet mogelijk is. De MEP-tarieven voor deze categorie dienen opgenomen te worden in de MEP (desnoods door het MEP-tarief op nul te stellen).

15) In de uitgangspunten van het rapport staat, dat men wil aansluiten bij internationale marktontwikkelingen. Dan zou men ook moeten kijken naar de regelingen in Vlaanderen en Duitsland t.a.v. biogas en stortgas. Daar kent men geen verschil tussen groene stroom uit biogas of het nu uit mest, gft of reststromen voeding komt of van een waterzuivering of een stortplaats. Alle vormen krijgen een hoge vergoeding en daardoor komt in Vlaanderen nu eindelijk de benutting van stortgas en biogas van waterzuiveringen van de



grond.

- 16) Verder staat in de uitgangspunten, dat men producenten alleen vergoedt voor opties, die voldoende potentieel bieden tegen een aanvaardbare meerprijs. Het is jammer dat nu nog 30% van het stortgas wordt afgefakkeld en de helft van het zuiveringslib niet wordt vergist. Tegen een aanvaardbare meerprijs is de productie van groene stroom uit deze bronnen te verdubbelen.

Stortgas

- 17) We zijn van mening dat de brandstofkosten te laag zijn ingezet. Als deze in de praktijk variëren tussen 0 en 6 €/t, dan zou je eigenlijk minimaal van het gemiddelde moeten uitgaan: 3 €/t/m³. Verder zit er volgens ons nog een rekenfout in het model, waar uitgegaan wordt van een energie-inhoud van de secundaire brandstof van 19,2 GJ/ m³. Dit moet volgens ons zijn : MJ/m³. Hierdoor wordt de onrendabele top ca. 0,5 €/kWh. hoger.
- 18) De door ECN veronderstelde vergoeding aan de stortplaatsbeheerder van 1 €/t per m³ geleverd stortgas is niet realistisch. De praktijk is dat contractueel een veelvoud hiervan wordt betaald.
- 19) De door ECN gehanteerde bedrijfstijd van 6500 uren is in een aantal projecten wel haalbaar, maar dan gaat het om installaties, die eigenlijk te klein zijn en dus voortdurend veel stortgas affakkelen. Voor optimaal gebruik van het stortgas is meer capaciteit nodig om de variaties in de gasproductie te kunnen volgen. Dat betekent ook een lagere bedrijfstijd.
- 20) De studie gaat uit van een elektrisch rendement van 35%. Dankzij nieuwe ontwikkelingen in gasmotoren en Organic Rankine Cycle (o.a. innovatie door prof Van Buijtenen) is een veel hoger rendement in veel gevallen mogelijk, maar daarmee zijn ook extra investeringen nodig. Er is een prikkel in de MEP nodig om die innovaties daadwerkelijk toe te passen.
- 21) Er wordt steeds meer stortgas gewonnen door onttrekking tijdens storten (vervroegde onttrekking; zie project Stainkoeln op <http://www.stortgas.nl>). Dit gas is niet bruikbaar in een gasmotor, maar wel in een veel duurdere ORC. Dergelijke installaties hebben een forse onrendabele top.

Vergisting, RWZI's en AWZI's

- 22) Bij de onrendabele top berekening "vergisting" lijken de cijfers te zijn gebaseerd op stortgas (een investering van € 1000/kW kan alleen het verstromingssysteem plus mogelijk een deel van de gaswinning betreffen).
- 23) Gesteld wordt door ECN, dat het biogas niets kost, omdat de vergistingtanks zich terugverdienen uit de lagere kosten van slibafvoer. Dit kan waar zijn



voor oudere installaties, maar geldt door wijzigingen in de zuiveringstechniek, i.v.m. verwijdering van stikstof, niet voor nieuwe installaties. Voor kleinere installaties is het sowieso niet juist. Bij een fors aantal RWZI's is geen slibvergister aanwezig. Zonder steun uit de MEP komen die er ook niet.

- 24) De vermeden stroominkoop door eigen opwekking is gesteld op 8,0 €ct per kWh en de brandstofkosten op 0 €ct per kWh.
 - a) De stroomproductie met biogas is echter niet gegarandeerd, zodat men toch bij uitval van gasmotoren moet rekenen met hoge piekkosten en een hoog contractvermogen. Daardoor is de vermeden inkoop aanmerkelijk lager en ligt eerder op 4 €ct/kWh..
 - b) er is gerekend met brandstofkosten van 0 €ct/kWh.. Dat zal misschien gelden voor een industrie die zelf zo'n installatie bouwt en beheert, maar niet voor een energiebedrijf die zo'n installatie bouwt en beheert op het terrein van een klant. Het energiebedrijf moet namelijk een vergoeding betalen voor het geleverde biogas van 3-6 €ct/m³. In die gevallen is er sprake van een onrendabele top van circa 5-6 €ct per kWh.
- 25) Wij missen een berekening voor grootschalige co-vergisting (bijvoorbeeld: Scharlebelt). De vergisting van andere organische reststromen dan RWZI en AWZI is niet meegenomen.
- 26) In de huidige situatie kunnen de RWZI's inderdaad alle opgewekte stroom zelf gebruiken, maar door co-vergisting kan wel degelijk een teruglevering ontstaan (zie artikel in H2O en Utilities over proeven door Waterschap Vallei & Eem in Amersfoort).
- 27) In sommige installaties verkoopt de RWZI het biogas aan derden, die stroom opwekken voor het openbare net en dus geen vermeden inkoop hebben. Dit geldt o.a. voor RWZI Garmerwolde (Groningen) en Hengelo. Naast een lage prijs voor de stroom heeft men hier ook nog kosten voor inkoop van biogas.
- 28) Ook hierbij gaat de studie uit van een elektrisch rendement van 35%. Dankzij nieuwe ontwikkelingen in gasmotoren en Organic Rankine Cycle (o.a. innovatie door prof Van Buijtenen) is een veel hoger rendement in veel gevallen mogelijk, maar daarmee zijn ook extra investeringen nodig. Er is een prikkel in de MEP nodig om die innovaties daadwerkelijk toe te passen.

Zelfstandige bio-energie installatie < 50 MW

- 29) We onderschrijven de conclusie dat zowel voor klein- als ook grootschalige installaties, de onrendabele top hoog is. In de berekeningen worden de investeringen gereduceerd door gebruikmaking van de EIA, terwijl alleen voor de vergassingsinstallatie (net) aan het rendementscriterium (rendement $E + \frac{2}{3} * \text{rendement } W$) wordt voldaan.

**Wind op land**

- 30) De vollasturen-problematiek blijft een heikel punt. De gehele branche ziet dit als een groot obstakel voor serieuze uitbreiding van wind op land. Dit probleem dient op korte termijn aangepast te worden !
- 31) Aanneمة dat investeringskosten dalen (pagina 5 e.v.):
Wij zijn het niet per definitie eens met deze aanname, aangezien de kosten voor netaansluitingen en locatiekosten duurder worden. De studie gaat uit van een bepaalde maximum afstand tussen het windpark en het net waarop ingevoerd wordt. Deze afstand is mede bepalend voor de aansluitkosten. Doordat de meest gunstige locaties reeds ingevuld zijn, wordt de afstand tot het net en daarmee de aansluitkosten hoger. Tevens is de grondprijs voor vele projecten met een gunstige ligging hoger dan de in het rapport vermelde kosten. Op pagina 9 zijn de investeringskosten geraamd op 1150 euro/kW. Dit is net voldoende voor de aanschaf van de turbines. Echter, incl. netaansluiting, duurdere grond, projectontwikkelingskosten etc. dient 1250-1300 euro/kW aangehouden te worden.
- 32) De O&M-kosten (pagina 9) zijn aan de lage kant: Waarom zijn de O&M-kosten niet geïndexeerd? De kosten voor O&M nemen wel degelijk toe als gevolg van inflatie, terwijl de vergoedingen voor de stroom contractueel voor een langere termijn vast liggen!
- 33) Overzicht van financiële aannames m.b.t. de debt/equity ratio is niet marktconform (pagina 24). Een aantal energiebedrijven investeert volgens een debt/equity ratio van 60/40. Daarnaast wordt, gezien de risico's, een hoger rendement op eigen vermogen geëist.

Wind op zee

- 34) Voor parken die verder in zee gelegen zijn, is een investering van 2000 €/kW te laag, gezien de langere palen in de bodem (grotere waterdiepte) etc.. Daarom kan beter uitgaan worden van een bedrag van rond de 2500 €/kW. Uitgaande van 4% onderhoudskosten zouden deze 2,4 €/kWh moeten zijn i.p.v. 2,25 €/kWh.
- 35) Rendement op eigen vermogen is zowel voor wind op land als wind op zee op 15% gesteld. Gezien het hogere risicoprofiel van wind op zee en de slechtere bereikbaarheid bij storingen, dan bij wind op land (en daardoor langere uitbedrijf-tijd bij turbine- en kabelstoringen, waardoor weer lagere beschikbaarheid dan bij wind op land) zou het rendement op eigen vermogen bij wind op zee hoger moeten zijn dan bij wind op land om dit risico af te dekken. Ons voorstel zou zijn om 20% return on equity te hanteren.



- 36) De verzekeringspremies zouden ook meegenomen moeten worden als overige operationele kosten.

Waterkracht (opmerking op onderliggend rapport)

- 37) In tabel 2.1 worden per vermogensklasse de investeringskosten weergegeven. Ervaring van een energiebedrijf leert dat bij de kosten voor nieuwbouw tussen de laatste twee klassen geen verschil meer bestaat. De kosten voor de klasse 1000-10.000 bedragen dus ook 4.500-5.000 €/kWe.
- 38) In tabel 2.3 staan de onderhoudskosten voor kleine centrales weergegeven. Onze ervaring leert dat de kosten minimaal een factor twee hoger zijn, dan in deze tabel staat weergegeven. Daarbij zal ook, gezien de lange levensduur van de installatie, rekening moeten worden gehouden met een jaarlijkse correctie voor de inflatie van dit bedrag. Het bedrag moet volgens ons dus zijn: 65,8 €/kW/jr. met een inflatie van 2,5% per jaar.

In de uitgangspunten voor de onrendabele topberekening van waterkracht staat een bedrag bij de investeringskosten die niet in tabel 2.1 kan worden teruggevonden. Als uitgangspunt moet een bedrag van €4500,- /kWe worden aangenomen. Daarbij moeten de onderhoudskosten variabel met de hiervoor genoemde factor 2 en een inflatiecorrectie worden vermenigvuldigd en zullen ook de verzekeringskosten een belangrijke rol spelen.

ECN Beleidsstudies
T.a.v. de heer Van Sambeek

Postbus 1
1755 ZG PETTEN

Bunnik, 28 augustus 2003

P46\ECN-MEP01.brk

ECN-C--03-078

Reactie op ECN advies MEP tarieven 2004 en 2005 voor windenergie op zee

Geachte heer Van Sambeek,

Hieronder treft u onze reactie op uw concept advies voor de MEP tarieven 2004 en 2005 voor windenergie op zee.

Wij verzoeken u deze reactie, conform uw toezegging tijdens het overleg op 26 augustus jl. te verwerken in uw eindrapport, dan wel in uw eindrapport aan te geven waarom u deze reactie niet verwerkt heeft.

Tevens gaan wij ervan uit, conform de door u op 26 augustus jl. gedane toezegging, dat u deze reactie tezamen met uw eindrapport integraal ter kennis brengt van het Ministerie van Economische Zaken.

Procedure

1. In het concept advies wordt gerefereerd aan reacties of input van marktpartijen. Hierbij is niet duidelijk aangegeven welke marktpartijen dit zijn. E-Connection, als initiatiefnemer en ontwikkelaar van offshore windpark Q7-WP, herkent zich niet in deze reacties / opmerkingen.

Algemeen

2. Er is geen aanleiding om nu de MEP vergoedingen naar beneden toe aan te passen. Op dit moment is nog geen ervaring opgedaan met de MEP regeling. Aanbevolen wordt de MEP tarieven niet te verlagen, voordat de toegezegde evaluatie van de MEP is uitgevoerd en op basis hiervan de doelmatigheid van de stimulans is aangetoond: *Het ondersteuningsniveau dient voldoende te zijn om binnen de categorie offshore windenergie daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen.*
3. De enige twee Nederlandse projecten, die op afzienbare termijn gerealiseerd kunnen worden, zullen pas in 2004 (mits de ontheffing van het plafond voor VAMIL tijdig wordt toegekend) of 2005 worden gerealiseerd. Dat is ons inziens volstrekt onvoldoende basis voor de stelling van ECN dat de projectvoorbereidingstijd (en –kosten), de investeringskosten en de exploitatielasten voor volgende projecten (vanaf 2006) significant zullen dalen.

REB 36i en vollasturen regeling

4. Handelaren geven de baten op grond van REB 36i niet volledig door aan de producent. Ook is er geen duidelijkheid over de continuïteit van REB 36i. Dat betekent dat investeerders en financiers niet rekenen met baten uit REB 36i. ECN rekent met de volledige opbrengst van REB 36i. Uitsluitend in een voetnoot stelt ECN dat dit in een aantal gevallen niet van toepassing is; en dat in die gevallen waar de REB 36i volledig ten goede komt aan de producent de waarde voor de fysieke stroom in het energiecontract is verlaagd.
Wij gaan ervan uit dat ECN dit probleem in haar eindrapport helder en duidelijk als voorbehoud onder de aandacht brengt.
5. Na afloop van de MEP periode resteert slechts de waarde van grijze stroom inclusief de korting voor onbalans. Onzekerheid bestaat over de stimulering/steun na 10 jaar.
Ook volgens ECN is na de MEP periode steun nodig om de (technisch nog lang niet afgeschreven) windturbines in stand te houden. Met lage steun kunnen het offshore windpark tegen lage maatschappelijke kosten (lage steun per kWh) nog duurzame energie leveren. Dit is aanzienlijk kosteneffectiever dan het amoveren van technisch goed functionerende installaties en deze te vervangen door nieuwe met recht op volledige MEP subsidie.

Investeringskosten

6. ECN bepaalt de investeringskosten met behulp van het OWECOP model en gaat daarbij uit van turbines zoals die volgens ECN vanaf 2006 leverbaar zouden zijn. Dat betekent dat deze berekening is gebaseerd op fictieve turbines.
De investeringskosten van de enige twee Nederlandse projecten wijken hier significant van af. In het kader van de beoordeling van het NSW, respectievelijk de VAMIL steun voor Q7-WP beschikt het Ministerie van Economische Zaken over gedetailleerde investeringsgegevens van beide projecten. De thans gehanteerde investeringsbedragen hebben slechts betrekking op de hardware en niet op de kosten van planontwikkeling, de financieringskosten en de kosten van het Monitorings en Evaluatieprogramma. Wanneer deze kosten wel meegerekend worden nemen de investeringskosten met ruim 10% toe.

Exploitatielasten

7. De opbouw van de O&M kosten is in het ECN model niet aangegeven, waardoor het niet duidelijk is welke bedragen voor de verschillende componenten (onderhoud, verzekering, netkosten, eigen verbruik, grond, beheer en administratieve lasten) zijn gehanteerd.
8. De onderhoudskosten nemen toe na afloop van de garantieperiode en vervolgens nogmaals na de eerste tien bedrijfsjaren. In het model van ECN is hiermee geen rekening mee gehouden.

9. De kosten voor onderhoud, verzekering, grondgebruik, netkosten en eigen verbruik en management zijn in werkelijkheid geïndexeerd.
De MEP en de vergoeding op grond van het energieafname contract zijn echter niet geïndexeerd. Dit betekent dat uitgaven geïndexeerd zijn en de inkomsten vast zijn. In het model van ECN is hier echter geen rekening mee gehouden.

Financiering

10. De looptijd van de lening is door ECN gesteld op 10 jaar. In werkelijkheid zal de looptijd altijd korter zijn dan de looptijd van de MEP.
11. De verhouding Vreemd Vermogen : Eigen Vermogen is door ECN gesteld op 65:35. In de praktijk is deze verhouding inclusief EIA effect 40:60 tot 45:55.
12. Verstrekkers van vreemd vermogen stellen bepaalde rendementseisen. Deze eisen zijn gekoppeld aan de risico's in het project (onzekerheid REB 36i; onzekerheid na MEP periode; bewezen technologie). Worden deze eisen niet gehaald dan moet of meer Eigen Vermogen in het project of het rentepercentage neemt toe of de debt service cover ratio (DSCR) neemt toe.
Deze variabelen worden echter in het ECN model verondersteld vast te zijn.
13. Volgens ECN wordt de maximale EIA volledig toegekend aan het project. In de praktijk kunnen investeerders niet altijd het volledige EIA voordeel benutten. Indien deze investeerders het EIA voordeel zo volledig mogelijk willen benutten, moeten zij andere partijen met voldoende belastingcapaciteit bij het project betrekken. Deze partijen vragen daarvoor een vergoeding, hetgeen betekent dat het maximale EIA voordeel niet volledig ten goede komt aan het project.

Onrendabele top en MEP tarieven

14. De vertaling van de onrendabele top naar MEP tarieven wordt in belangrijke mate bepaalt door de waarde die wordt toegekend aan REB 36i.
Zie punt 4 en 5 hiervoor.

Met vriendelijke groet,
E-Connection Project BV

Mathieu Kortenoever

Notitie



Aan Zie verzendlijst

Kopie

Van C.J. Arthers

Telefoon +31 38 852 4406

Datum 28 augustus 2003

Nummer

Betreft Reactie Essent op MEP advies ECN/Kema

Hierbij de reactie van Essent op het concept adviesrapport van ECN/Kema inzake de MEP-tarieven 2004-2005 (ECN-C--03-078, augustus 2003) en de achterliggende onderzoeksrapporten.

1. Algemeen

In de uitgangspunten wordt verondersteld dat de REB 36i vermindering volledig wordt doorgegeven aan de producent. Men weet echter dat de praktijk een gedeeltelijke doorsluis kent. ECN geeft zelf aan dat deze 50-70% bedraagt. De onrendabele top dient derhalve niet met de volledige 2,9 ct 36i te worden verlaagd, maar slechts met een gedeelte hiervan, bijvoorbeeld 60%.

2. Grootschalige biomassa (meestook)

Het bevreemdt ons dat in tegenstelling tot het MEP-uitgangspunt van 10-jaar zekerheid voor investeerders er nu wordt voorgesteld nogmaals een 3-jaar periode in te voeren voor de tarieven voor biomassa meestook. Dit zal nieuwe investeringen belemmeren en kan consequenties hebben voor het kolenconvenant.

Daling van de brandstofkosten (inkoop, pelletisering, transport, handling) is niet te verwachten. Naast factoren die een neerwaartse druk op de prijzen uitoefenen, zoals technologische ontwikkelingen, zal de toenemende vraag een prijsopdrijvend effect hebben. Daarnaast zal biomassa in toenemende mate schaars worden, waardoor sourcing over grotere afstanden gaat plaatsvinden, met hogere logistieke kosten als gevolg. Als men uitgaat van internationale marktontwikkelingen (is een uitgangspunt voor de berekening!), dan dient men deze effecten ook in aanmerking te nemen.

In het rapport worden de lange termijn brandstofkosten door ECN op 6,6-7,3 euro/GJ ingeschat. Toch wordt er gerekend met 6,5 euro/GJ.

Nummer

Datum 28 augustus 2003

Bladnummer 2

In vorige marktconsultatierondes heeft Essent aangegeven een substantiële interne risico premie te berekenen voor vermogensverlies en onvoorziene niet beschikbaarheid veroorzaakt door de biomassaverwerking. Ook wordt een hogere kolenkwaliteit ingezet met de bijbehorende meerkosten. Deze meerkosten vinden wij nog steeds niet terug in de berekeningen.

3. Kleinschalige biomassa

We onderschrijven de conclusie dat zowel voor klein- als ook grootschalige installaties, de onrendabele top hoog is.

In de berekeningen worden de investeringen gereduceerd door gebruikmaking van de EIA, terwijl alleen voor de vergassingsinstallatie (net) aan het rendementscriterium ($\text{rendement E} + \frac{2}{3} * \text{rendement W}$) wordt voldaan.

Het is onduidelijk of, ivm warmtelevering, de investeringen voor warmteinfrastructuur zijn opgenomen. Goed om daar duidelijkheid te scheppen.

4. Biomassavergisting (biogas) en stortgas

In de uitgangspunten van het rapport staat, dat men wil aansluiten bij internationale marktontwikkelingen. Dan zou men ook moeten kijken naar de regelingen in Vlaanderen en Duitsland t.a.v. biogas en stortgas. Daar kent men geen verschil tussen groene stroom uit biogas of het nu uit mest, gft of reststromen voeding komt of van een wateruivering of een stortplaats. Alle vormen krijgen een hoge vergoeding en daardoor komt in Vlaanderen nu eindelijk benutting van stortgas en biogas van waterzuiveringen van de grond.

Verder staat in de uitgangspunten, dat men producenten alleen vergoedt voor opties, die voldoende potentieel bieden tegen een aanvaardbare meerprijs. Het is jammer, dat nu nog 30% van het stortgas wordt afgefakkeld en de helft van het zuiveringslib niet wordt vergist. Tegen een aanvaardbare meerprijs is de productie van groene stroom uit deze bronnen te verdubbelen.

Zorgelijk is dat het bij de huidige uitsluiting van vergisting en stortgas van de MEP, het evenredig compenseren met MEP van een eventuele verlaging van de REB 36i niet mogelijk is.

4.1 Stortgas

Nummer

Datum 28 augustus 2003

Bladnummer 3

De door ECN veronderstelde vergoeding aan de stortplaatsbeheerder van 1 ct per m³ geleverd stortgas is niet realistisch. De praktijk is, dat we in bijvoorbeeld Veendam, Hengelo (Boeldershoeke) en Emmeloord (Friese Pad) contractueel een veelvoud hiervan betalen.

De studie gaat uit van een elektrisch rendement van 35%. Dankzij nieuwe ontwikkelingen in gasmotoren en Organic Rankine Cycle (o.a. innovatie door prof Van Buijtenen) is een veel hoger rendement in veel gevallen mogelijk, maar daarmee zijn ook extra investeringen nodig. Er is een prikkel in de MEP nodig om die innovaties daadwerkelijk toe te passen

Er wordt steeds meer stortgas gewonnen door onttrekking tijdens storten (vervroegde onttrekking; zie project Stainkoeln op <http://www.stortgas.nl>). Dit gas is niet bruikbaar in een gasmotor, maar wel in een veel duurdere ORC. Dergelijke installaties hebben een forse onrendabele top.

De door ECN gehanteerde bedrijfstijd van 6500 uren is in een aantal projecten wel haalbaar, maar dan gaat het om installaties, die eigenlijk te klein zijn en dus voortdurend veel stortgas affakkelen. Voor optimaal gebruik van het stortgas is meer capaciteit nodig om de variaties in de gasproductie te kunnen volgen. Dat betekent ook een lagere bedrijfstijd.

4.2 Vergisting, RWZI's en AWZI's

Bij de onrendabele top berekening "vergisting" lijken de cijfers te zijn gebaseerd op stortgas (investering van € 1000/kW is alleen het verstromingssysteem plus mogelijk een deel van de gaswinning).

De vermeden stroominkoop door eigen opwekking is gesteld op 8,0 ct per kWh. De stroomproductie met biogas is echter niet gegarandeerd, zodat men toch bij uitval van gasmotoren moet rekenen met hoge piekkosten en een hoog contractvermogen. Daardoor is de vermeden inkoop aanmerkelijk lager en ligt eerder op 4 ct.

Wij missen een berekening voor grootschalige co-vergisting (bijvoorbeeld: Scharlebelt).

De vergisting van andere organische reststromen dan RWZI en AWZI is niet meegenomen.

In de huidige situatie kunnen de RWZI's inderdaad alle opgewekte stroom zelf gebruiken, maar door covergisting kan wel degelijk een teruglevering ontstaan (zie artikel in H2O en

Nummer

Datum 28 augustus 2003

Bladnummer 4

Utilities over proeven door Waterschap Vallei & Eem in Amersfoort).

In sommige installaties verkoopt de RWZI het biogas aan derden, die stroom opwekken voor het openbare net en dus geen vermeden inkoop hebben. Dit geldt o.a. voor RWZI Garmerwolde (Groningen) en Hengelo. Naast een lage prijs voor de stroom heeft men hier ook nog kosten voor inkoop van biogas.

Gesteld wordt door ECN, dat het biogas niets kost, omdat de vergistingstanks zich terugverdienen uit de lagere slibafvoerkosten. Dit kan waar zijn voor oudere installaties, maar geldt door wijzigingen in de zuiveringstechniek i.v.m. verwijdering van stikstof niet voor nieuwe installaties. Voor kleinere installaties is het zo wie so niet juist. Bij een fors aantal RWZI's is geen slibvergister aanwezig. Zonder steun uit de MEP komen die er ook niet.

De studie gaat uit van een elektrisch rendement van 35%. Dankzij nieuwe ontwikkelingen in gasmotoren en Organic Rankine Cycle (o.a. innovatie door prof Van Buijtenen) is een veel hoger rendement in veel gevallen mogelijk, maar daarmee zijn ook extra investeringen nodig. Er is een prikkel in de MEP nodig om die innovaties daadwerkelijk toe te passen.

5. Windenergie (land)

De door ECN verwachte daling van investeringskosten per kW voor 2005 moet nog blijken. Tot nu toe is hier geen sprake van. In het rapport worden ook de investeringstarieven (licht) naar beneden afgerond t.o.v. het uitgangspunt van 2% daling per jaar. Als men uitgaat van de aangehaalde vergelijking met Duitsland (1,5 % verlaging van de kWh-vergoeding per jaar) zou er sprake zijn van een MEP-vergoeding van 4,75 cent per kWh in 2005 in plaats van de voorgestelde 4,7.

6. Waterkracht

Opmerkingen inzake notitie over kosten duurzame elektriciteit kleinschalige waterkracht.

In tabel 2.1 worden per vermogensklasse de investeringskosten weergegeven. Onze ervaring leert dat de kosten voor nieuwbouw tussen de laatste twee klassen geen verschil meer bestaat. De kosten voor de klasse 1000-10.000 bedragen dus ook 4.500-5.000 €/kWe.

Nummer

Datum 28 augustus 2003

Bladnummer 5

In tabel 2.3 staan de onderhoudskosten voor kleine centrales weergegeven. Onze ervaring leert dat de kosten minimaal een factor twee hoger zijn dan in deze tabel staat weergegeven. Daarbij zal ook, gezien de lange levensduur van de installatie, rekening moeten worden gehouden met een jaarlijkse correctie voor de inflatie van dit bedrag. Het bedrag moet volgens ons dus zijn: 65,8 €/kW/jr met een inflatie van 2,5% per jaar.

In de uitgangspunten voor de onrendabele topberekening van waterkracht staat een bedrag bij de investeringskosten die niet in tabel 2.1 kan worden teruggevonden. Als uitgangspunt moet een bedrag van €4500,- /kWe worden aangenomen. Daarbij moeten de onderhoudskosten variabel met de hiervoor genoemde factor 2 en een inflatiecorrectie worden vermenigvuldigd en zullen ook de verzekeringskosten een belangrijke rol spelen.

7. AVI

Op de punten t.a.v. AVI's wordt in VVAV verband gereageerd. In hoofdlijnen gaat het om de volgende zaken.

VVAV is het in principe oneens met de toegepaste methodiek en heeft voorkeur voor een onrendabele top bepaling op basis van de zuivere meerinvestering in elektriciteitsopwekking. De koppeling van rentabiliteit aan afvaltarieven werkt vertroebelend en er zijn twijfels aan de juistheid van diverse genoemde uitgangspunten over tarieven en de toekomstige ontwikkelingen in de afvalmarkt.

Inhoudelijk zal de VVAV ook op enkele financiële uitgangspunten rond investeringen/exploitatie van AVI's commentaar geven, maar zoals gezegd in feite zou dit niet relevant moeten zijn voor de rentabiliteit van elektriciteitsopwekking.

Tevens willen wij enkele opmerkingen plaatsen over de stabiliteit van de modellen. Het valt op dat er voor de verschillende AVI's in de voorbeelden verschillende schaalgrootte is ingevuld. Als dezelfde schaalgrootte voor beide opties wordt ingesteld (verwerking ca. 500kT afval per jaar) komen verschillen in investeringen goed naar voren. Het is dan duidelijk dat de extra investering (en dus CAPEX) voor hoog rendement enorm is, terwijl de NCW van het project ver achter blijft bij de conventionele AVI. Om de robuustheid te testen is de berekende MEP uit de gegeven onrendabele top opgeteld bij de elektriciteitstarieven. Tot onze verbazing bleef er bij de hoge rendements AVI nog een aanzienlijke

Nummer

Datum 28 augustus 2003

Bladnummer 6

onrendabele top over. Kortom het is de vraag of de gekozen
methodiek / modellen in de KEMA/ECN studie wel robuust zijn.

NoordzeeWind

From: Mark.Strootman@nuon.com [SMTP:Mark.Strootman@nuon.com]
Sent: Friday, August 29, 2003 1:53 PM
To: vansambeek@ecm.nl
Cc: Jaap.Olthoff@nuon.com
Subject: MEP Offshore

Namens Jaap Olthoff, projectleider NoordzeeWind, geef ik hierbij een reactie op het concept advies van ECM en KEMA over de berekeningsaannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de MEP-subsidies voor 2004 en 2005.

Er is nog geen ervaring opgedaan met offshore windenergie in Nederland. Wij hebben behoefte aan stabiliteit van de kant van de overheid. Offshore projecten kennen een lange voorbereidingstijd, die gebaat zijn bij zekerheid en continuïteit rondom MEP. Onzekerheid hieromtrent vertaalt zich onmiddellijk in de kosten van financiering.

Wij zijn van mening dat het MEP-tarief de komende jaren dan ook zeker niet moet worden verlaagd.

De gegevens die beschikbaar komen van onder andere het NoordzeeWind-project, kunnen in de toekomst aanleiding zijn voor aanpassing van het MEP-tarief. Er is geen aanleiding te verwachten dat de onrendabele top in de nabije toekomst zal dalen.

Mocht je naar aanleiding hiervan nadere informatie wensen, dan kun je contact opnemen met ondergetekende.

Vriendelijke groet,

Mark Strootman
Nuon Renewable Energy Projects
026 844 21 80 / 06 52 40 01 62

From: Duncan.Oyevaar@nuon.com [SMTP:Duncan.Oyevaar@nuon.com]
Sent: Friday, September 12, 2003 11:56 AM
To: vansambeek@ecm.nl
Cc: Laetitia.Ouillet@nuon.com
Subject: MEP

MEP voor kolenvergasser in Buggenum

Een aparte benadering is nodig omdat het proces van de kolenvergassingscentrale zich onderscheidt zowel door het toegepaste proces als door de milieuprestaties, maar ook in kosten voor bedrijfsvoering, ten op zichte van conventionele kolencentrales.

Het toegepaste kolenvergassingsproces levert een aanzienlijk hoger verwijderingrendement van alle emissie-elementen ten opzichte van conventionele kolencentrales. Echter deze milieuprestaties brengen extra kosten met zich mee, waardoor met het huidige advies van ECN voor grootschalige inzet van biomassa de onrendabele top niet volledig gedekt is, met alle gevolgen van dien.

Wij gaan er van uit dat u het met ons eens zult zijn dat het betreuenswaardig zou zijn als de regelgeving in deze ertoe zou leiden dat de meest milieuvriendelijke verwerkingsroute voor biomassa in het algemeen en het produceren van groene stroom wordt uitgeschakeld.

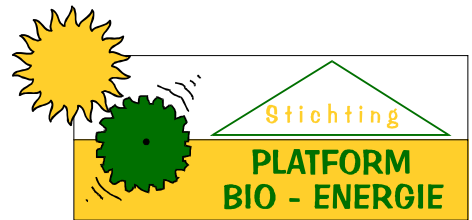
Het opheffen van deze unieke kolenvergassingsinstallatie die al een aantal jaren als voorbeeld van deze specifieke technology en toepassing wordt gebruikt, zal tot gevolg hebben dat de kennis/ervaring verdwijnt voor Nederland en Europa.

Wij verzoeken aan ECN om de onrendabele top methodiek toe te passen voor inzet van biomassa in kolenvergassers.

Wij zijn te allen tijd bereid om de benodigde informatie met ECN en KEMA te delen.

Met vriendelijke groet,

Duncan Oyevaar
Laetitia Ouillet



Postbus 85096
NL - 3508 AB UTRECHT
tel +31 30 219 1342
fax +31 30 219 5115
email pbe@xs4all.nl

ECN
T.a.v. dhr. E.J.W. van Sambeek
Postbus 37154
1030 AD AMSTERDAM

Utrecht, 2 september 2003
ref: b_ma527_003

Betreft: commentaar MEP 2004/5

Geachte heer Van Sambeek,

Op 28 augustus jl. hadden wij een onderhoud met u en uw collega's van ECN en Kema over uw concept-advies inzake de aannames voor de onrendabele topberekeningen ten behoeve van de MEP-tarieven voor 2004 – 2005.

Wij stellen u bij deze op de hoogte van ons commentaar en zullen ook het Ministerie van EZ hierover informeren.

Graag maken wij van de gelegenheid gebruik om allereerst ook in algemene termen commentaar op de MEP-regeling te geven:

1. De MEP is een ingewikkelde regeling geworden. Wij pleiten er enerzijds voor te bekijken of de regeling niet eenvoudiger opgezet kan worden. Anderzijds is het ook van belang dat er eindelijk enige stabiliteit komt in het stimuleringskader voor duurzame energie. Tarieven zouden bijvoorbeeld van jaar tot jaar maar beperkt moeten kunnen wijzigen. Verder is het misschien 'mosterd na de maaltijd', maar vanuit de markt is reeds vele malen aangegeven dat het Duitse systeem een zeer succesvol, maar ook een relatief eenvoudig systeem is. Aan met name dit laatste zouden we hier in Nederland een voorbeeld kunnen nemen. Het Platform Bio-energie heeft hier reeds vele keren¹ op gewezen. Echter, wij willen hier wel aan toevoegen dat de typisch Nederlandse vraagstimulering via de Ecotax, er de afgelopen jaren voor heeft gezorgd dat het publiek intensief betrokken is geraakt bij duurzame energie. Dat is een belangrijke winst voor duurzame energie. Teneinde deze lijn te kunnen doortrekken is handhaving van de REB 36i van groot belang;
2. De MEP-regeling is gebaseerd op de onrendabele top van projecten. Het gevolg hiervan is dat mogelijke winstmarges beperkt zijn en het risicoprofiel dus hoog (het rendement is feitelijk gefixeerd). Verondersteld wordt dat bedrijven best willen investeren in projecten met een lage winstmarge en een hoog risicoprofiel. Deze veronderstelling is dus in de huidige marktsituatie niet realistisch. Insteek van de

¹ O.a. 'Speerpunten voor een succesvol bio-energie beleid', Febr. 2002; b_ma461, dd. 13 december 2001; b_ma485, dd. 15 oktober 2002

MEP-regeling lijkt te zijn dat investeerders niet of nauwelijks mogen verdienen aan bio-energie productie, maar wel worden geacht hoge risico's te nemen.

Met betrekking tot het 'inhoudelijke' commentaar hebben wij, voor de volledigheid, maar vooral ook gezien het grote belang van een goede stimuleringsregeling, ook het belangrijkste commentaar op de 'MEP-regeling 2003' opgenomen:

3. Een onderwerp, waarop PBE al eerder commentaar heeft gegeven, betreft de 'interferentie' van de MEP met andere financiële regelingen, zoals bijvoorbeeld de REB 36i en de EIA. Deze worden in de methodologie volledig toegerekend aan bio-energie projecten en daarmee aan de energieproducenten. Wij hebben hierop het volgende commentaar:
 - a. Met betrekking tot een verhoging / verlaging dan wel het laten vervallen van artikel 36i, staat in de wettekst dat dit via de MEP gecompenseerd 'kan' worden, in plaats van 'zal' worden. Dit is onacceptabel en weerhoudt investeerders ervan nieuwe projecten te realiseren;
 - b. In de praktijk krijgen bio-energie producenten van REB 36i niet meer dan ca. 0,5 tot 1€cent/kWh, in tegenstelling tot de 2,9€cent/kWh, waarvan u de bent uitgegaan. Daarnaast kan ook de EIA in veel gevallen niet benut worden². Gevolg is dat de onrendabele top minimaal 2-3 €cent groter is. Wij pleiten er derhalve voor dat er in de methodologie voor de MEP-berekeningen meer aandacht wordt gegeven aan de huidige waarde van de Groencertificaten en aan de huidige praktijksituaties, waarin veel gebruik gemaakt wordt van aparte BV's om bio-energie installaties in onder te brengen. Wij onderschrijven dus wel de wenselijkheid van stimulering van zowel productie (= MEP), als de consumptie van groene energie (=REB 36i). Een beperkte REB 36i dient dus te blijven bestaan;
 - c. REB op warmte was pas relatief kort en met de nodige moeite (EU-goedkeuring) geïntroduceerd en is nu al weer verdwenen. De overheid dient zich te realiseren dat het grootste deel van de Nederlandse energievraag, een warmtevraag is. Duurzame warmte heeft derhalve een enorm potentieel in Nederland. In de MEP (of eventueel een andere regeling) zou een vergoeding voor de productie van duurzame warmte moeten worden opgenomen;
 - d. In aanvulling op het voorgaande punt menen de partijen in PBE dat op korte termijn een programma zal moeten worden geformuleerd dat beoogt de concrete toepassing van vloeibare of gasvormige bio-brandstoffen te stimuleren;
4. Het combineren van 'bij-/meestook van biomassa' met WKK of STEG's zou tot interessante projecten kunnen leiden. Echter, de MEP schiet hier te kort. Het is of 100% WKK-vergoeding zijnde 0,57 €cent/kWh of voor een bepaald percentage biomassa bij- of meestoken. Men ontvangt dan alleen voor dat specifieke percentage de MEP-vergoeding voor kleinschalige bio-energie en de stimulering voor WKK vervalt dan volledig. Combineren is juist in veel gevallen aantrekkelijk en kan nieuwe projecten stimuleren. Door een uitvoerige brandstofboekhouding kan het percentage duurzaam een vergoeding krijgen en het percentage fossiel de WKK-vergoeding;
5. Ten opzicht van de tarieven voor 2003, zijn voor de berekeningen voor de tarieven van 2004/5 de investeringskosten voor mee- / bijstook (benodigd voor infrastructuur / logistiek voor o.a. voorbereiding van biomassa) van 220 €/kWth teruggebracht naar 120 €/kWth. Dit lijkt ons niet correct. De kosten van tenminste een deel van de logistieke keten lijken niet meegenomen te zijn;

² Met name als het gaat om 'kleine' initiatiefnemers van projecten die meestal 'buiten de boot vallen' als het gaat om EIA-benutting door banken. Of wanneer een bio-energie installatie is ondergebracht in een aparte BV. Ook deze laatste kan de EIA zelden (volledig) benutten.

6. De MEP-tarieven voor mee- / bijstook zijn vastgesteld voor 3 jaar. Dit blijkt te betekenen dat de tarieven voor 2004 2 jaar geldig zijn en die voor 2005 slechts 1 jaar. Volgens deze interpretatie, waarbij de tarieven voor mee- / bijstook niet langer dan tot 2006 gegarandeerd zijn, bestaat er dus – zeker tot en met 2005 – onvoldoende zekerheid om bij- / meestook projecten te kunnen starten. De komende 2 tot 3 jaar zal er dus niets gebeuren. Mogelijke oplossingen hiervoor zouden kunnen zijn:
 - a. Het nu reeds garanderen van een ondergrens voor het tarief voor mee- / bijstook;
 - b. Het tarief opsplitsen in een 'vast' deel en een 'variabel' deel, waarbij het laatste betrekking heeft op de brandstofkosten;
7. De onrendabele top voor AVI's is berekend voor de rendementen 20, 22 en 30%. Voor het vaststellen van het MEP-tarief voor AVI's wordt echter uitgegaan van een rendement van minimaal 26%. De onrendabele top van een AVI is afhankelijk van sterk variërende afval en elektriciteitstarieven. Het stellen van een vaste drempel van 26% (welke overigens niet berekend is) bevordert geen nieuwe investeringen in afvalverbranding. Een progressief MEP tarievensysteem afhankelijk van het gekozen rendement zal tot een beter resultaat leiden.
8. Tenslotte is er op pag. 14 in 3.3.4. van het deeldocument 'Technisch-economische parameters' een verkeerde eenheid weergegeven voor de prijs van houtpellets.

Graag geven wij bij deze enkele suggesties voor verbetering van de MEP-regeling:

- A. Geef duidelijk aan wat de vergoedingen zijn, telkens de komende 5 jaar (minimaal) vooruit;
- B. Geef voor projecten met investeringen groter dan bijvoorbeeld 25 miljoen euro, extra zekerheid door de prijs behorende bij het vijfde jaar (zie vorige suggestie) twee jaar extra te bevriezen, indien vergunning aanvraag of bouw uitlopen (hetgeen de investeerder wel moet kunnen aantonen);
- C. Garandeer de MEP-vergoeding voor minimaal 15 jaar in plaats van 10 jaar;
- D. Geef absolute duidelijkheid over de toekomst van artikel 36i;
- E. Introduceer de oude warmtevergoeding zoals die in artikel 36o verwerkt was (kan snel, want deze was reeds door de EU goedgekeurd);
- F. Vergoed het biogene deel van de brandstof/output in/uit WKK's conform de MEP-regeling voor kleinschalige bio-energieprojecten en laat het fossiele deel in aanmerking komen voor de WKK-MEP (dus combineren).

Wij hebben begrepen dat u de door ons gemaakte opmerkingen mee zult nemen in uw advies aan het Ministerie van EZ. Zoals reeds aangegeven zullen wij ook zelf het Ministerie van EZ op de hoogte brengen van ons commentaar. Wij blijven graag met u en het Ministerie in gesprek over een robuuste stimuleringsregeling voor duurzame energie, die investeerders voldoende zekerheid biedt en daadwerkelijk uitnodigt te gaan investeren in duurzame energie.

Met vriendelijke groet,

Stichting Platform Bio-Energie,
dr. S.S. de Vries, wvd voorzitter



Secretariaat:
W.T.M. Bus-Raijmakers
Kokkel 10
1775 JJ Middenmeer
Tel: 0227-503888
Fax: 0227-503511
E-mail: VWNH@wish.net

ECN
t.a.v. E.J.W. van Sambeek

Middenmeer, 25 augustus 2003

Betreft: aandachtspunten ECN-C- - 03-078

Geachte heer van Sambeek,

De besturen van de VWNH en Windunie hebben uw rapport "Technisch-Economische parameters van duurzame elektriciteitsopties" bestudeerd en besproken. In vervolg hierop brengen wij de volgende punten onder uw aandacht:

- Pagina 7, tweede alinea.
Wij onderschrijven de noodzaak voor een lange termijn ontwikkeling in al de facetten die u benoemt. Op dit moment zijn wij de mening toegedaan dat in het kader van de MEP, vollasturen methodiek, in het algemeen de turbine-keuze niet gemaakt wordt op basis van het meest optimale technisch-economisch rendement.
- Pagina 8, toerekening REB-vrijstelling.
De aannahme voor volledige toekenning van de REB art. 36i Wbm aan de producent is in tegenspraak met punt 4.2, waarin u schrijft dat in de praktijk slechts een deel bij de producenten terecht komt. Als uitgangspunt voor de tariefstelling MEP zou dit aangepast moeten worden.
- Pagina 8, toerekening EIA-voordeel.
U gaat bij uw berekening uit van een volledige toerekening van de EIA aan het project. Bij punt 4.3, pagina 25, gaat u nader in op de EIA en komt u tot de conclusie dat particuliere investeerders de EIA niet volledig kunnen benutten, zeker niet bij 1800 vollasturen. U besluit met de opmerking dat energiebedrijven voldoende fiscale capaciteiten hebben om de EIA wel volledig te benutten. Dit is voor ons een punt van ernstige zorg omdat particuliere investeerders duidelijk op achterstand gezet worden ten opzichte van energiebedrijven.

Een mogelijke oplossing zou volgens ons kunnen zijn de afschrijvingstermijn te verlengen naar 15 jaar. Op deze wijze kan een particuliere producent in de eerste tien jaar meer winst genereren en zo de EIA beter benutten.

- Pagina 9, punt 3.1, investeringskosten.
Voor de technisch-economische berekeningsaannames gaat U uit van een jaarlijkse reductie van de investeringskosten van ca. 2%. Vraag is of er rekening is gehouden met een inflatiecomponent van ca. 2%. In dat geval blijven de investeringskosten minstens gelijk.
- Pagina 9, punt 3.1, onderhouds- en bedrijfskosten.
In uw bwerekening hanteert U een rekenwaarde van 39 €/kW voor 15 jaar. De praktijk wijst uit dat er duidelijk sprake is van drie periodes te weten:
 - 1 t/m 5^e jaar
 - 5 t/m 10^e jaar.
 - 10 t/m 15^e jaar.

Gedurende de laatste twee periodes nemen de kosten voor onderhoud en verzekering significant toe.

Het ligt voor de hand dat deze verschillen tot uiting komen in uw berekening.

- Pagina 24, punt 4.1, financieringsparameters.
Bij financiering van windprojecten stuiten initiatiefnemers van deze projecten op problemen bij financiers. Financiers willen 100% zeker zijn dat het project MEP-waardig is. Ons voorstel is om de mogelijkheid in te bouwen op voorhand een MEP-aanvraag in te kunnen dienen, waarbij bepaalde gegevens in een later stadium aangeleverd worden.

U gaat uit van een economische levensduur van 15 jaar, maar van een afschrijving van 10 jaar. Wat is er op tegen om dit gelijk te trekken.

- Pagina 26.
Dezelfde opmerking als bij pagina 9 “investeringskosten”. Is er rekening met inflatie gehouden.
- Pagina 31, Debt/equity ratio.
Er wordt uitgegaan van een eigen vermogen van 20%. Het mag duidelijk zijn dat de meeste particulieren dit vermogen niet tot hun beschikking hebben en vervolgens op achterstand gezet worden t.o.v. bijvoorbeeld energiebedrijven, omdat hun financieringslasten hoger zullen zijn.

Onze reactie op dit rapport zenden wij naar u als contactpersoon. Wij vragen u of u deze reactie aan de andere samenstellers kan doen toekomen.

Mocht u naar aanleiding van onze opmerkingen vragen hebben, dan vernemen wij die graag. U kunt hiervoor contact opnemen met W. Bus-Raijmakers.

Namens de besturen van VWNH en Windunie,

W. Bus-Raijmakers

PER MAIL

ECN Beleidsstudies
t.a.v. de heer E.J.W. van Sambeek

Onderwerp Reactie advies lange termijn MEP (2004/2005)
Ons kenmerk WCI/MEP/K06
Uw kenmerk
Telefoon 0251-201973
Van R. Disseldorp
Datum 28 augustus 2003

Geachte heer Van Sambeek,

Met belangstelling hebben wij de twee rapporten (ECN-C-03-078 en ECN-C-03-074A) inclusief het bijbehorend rekenmodel doorgenomen. Helaas hebben wij moeten constateren dat het advies van ECN ten aanzien van de hoogte van de MEP vergoeding voor 2004 en 2005 in onze beleving zal leiden tot het onmogelijk maken van de realisatie van windenergie op landlocaties.

Gezien het in onze ogen constructieve gesprek dat wij met u op 21 juli 2003 hebben gehad en de gegevens die wij met u hebben besproken (WCI-MEP-K05), hadden wij de hoop dat mede op basis hiervan het ECN een advies zou opstellen die meer gestoeld was op de werkelijke dagelijkse praktijk zodat de plaatsing van windturbines op land weer mogelijk zou worden.

Wij hopen dat ECN op basis van deze reactie bereid zal zijn het advies aan te passen zodat er wel een goede aansluiting is op de huidige marktwerking waardoor de realisatie van windturbineprojecten weer mogelijk zal worden.

In deze brief wordt ingegaan op de volgende punten:

- aantal verkeerde uitgangspunten;
- geen vertaling naar praktijk m.b.t. financiering en overige zaken;
- exploitatie na MEP periode;
- voorstellen voor werkbare regeling waarbij markt wordt gestimuleerd.

1. Aantal verkeerde uitgangspunten

Aangegeven is dat de inputs voor de berekeningen representatief dienen te zijn voor de huidige marktinitiatieven. Uit de rapporten is gebleken dat een aantal aannames niet overeenkomstig de werkelijkheid zijn. De belangrijkste reden hiervoor is dat teveel is gekeken naar reeds gerealiseerde projecten en prijsontwikkelingen uit het verleden en niet naar cijfers van nieuwe projecten die op het punt staan gerealiseerd te worden (voorzover dat nog mogelijk zou zijn op basis van de huidige MEP-vergoeding) en actuele ontwikkelingen ten aanzien van de elektriciteitsprijs.

• Investeringskosten – in werkelijkheid beduidend hoger

In de aannames is voor de investering een bedrag genoemd van 1.150 euro/kW. Voor 2004 en 2005 wordt zelfs uitgegaan van een verlaging. In de praktijk blijkt dat de investeringskosten voor de nieuwe projecten beduidend hoger liggen. Rekening moet worden gehouden met 5 tot 15%.

Eén van de redenen hiervoor is dat zoals in het rapport ECN-C-03-074/A op blz. 10 ook gesteld wordt er een sterke toename komt van windturbineparken boven solitaire windturbines (beleid Rijksoverheid). In figuur 2.6 van dit rapport worden een weergave gegeven van de aansluittarieven. Kosten die hierbij nog niet zijn meegenomen zijn de kosten van de kabels. Solitaire windturbines kunnen nog op het lokale net worden aangesloten, windturbineparken daarentegen worden aangesloten op grote transformatorstations waarvoor veelal lange kabellengten nodig zijn. Uit een eerder vergelijk dat WCI heeft verstrekt (WCI-MEP-K05) blijkt dat de netinpassingskosten van een 1,8 MW windturbine 84 euro/kW bedragen, versus 221 euro/kW voor een park van 9 MW. Dit is een verschil van 137 euro/kW. Op blz. 8 wordt ter bevestiging ook gesteld dat er in Nederland een voortdurende stijging van de netinpassingskosten plaatsvindt.

Een andere reden is dat tegenwoordig steeds meer windturbines worden geplaatst met een groter vermogen. In rapport ECN-C-03-074/A wordt op blz. 5 en 7 en in de samenvatting op blz. 18 terecht opgemerkt dat dit zijn weerslag heeft op de gemiddelde turbineprijs per kilowatt. Echter hetgeen daarna gesteld wordt, dat door de hogere energieopbrengst als gevolg van hogere windsnelheid op ashoogte de productiekosten, en daarmee dus ook de inkomsten, gelijk blijven, is niet terecht. Dit wordt namelijk teniet gedaan vanwege het feit dat de MEP maar voor maximaal 18.000 vollasturen geldt. Ditzelfde geldt ook voor de opmerking op blz. 5 over een daling van de turbineprijzen per referentieopbrengst. Ook hier is maximalisering van 18.000 vollasturen weer de reden waardoor dat niet opgaat.

Van belang is te kijken naar reële kosten voor nieuwe projecten, dit zijn relatief gezien veelal kleine parken tot 10 MW die te maken krijgen met hoge netinpassingskosten door de afstanden naar grote transformatorstations. Een aanname van 1.200 tot 1.300 euro/kW in plaats van de opgenomen 1.150 euro/kW is dan ook meer marktconform te noemen en sluit meer aan op de praktijk.

Gezien de verwachte verdere stijging van de netinpassingskosten is het reëel te stellen dat de kosten in 2005 en in de periode daarna helaas eerder zullen toenemen dan dat deze zullen afnemen.

- **Onbalanskosten**

Rekening is gehouden met 0,6 eurocent/kWh voor onbalans. Energiebedrijven rekenen hier echter 0,8 eurocent/kWh voor. Dus 0,2 eurocent/kWh meer. Dit sluit dus niet aan op de markt.

[Opm1: De bedrijven die programma verantwoordelijk zijn dicteren de hoogte van de onbalanskosten. Er is dus geen sprake van een marktwerking. **]**

- **Elektriciteitsprijs**

De aanname is dat de elektriciteitsprijs 2,71 eurocent/kWh bedraagt. (hier moet PV nog vanaf). Dus netto 2,1 eurocent/kWh. (Indien rekening wordt gehouden met de werkelijke onbalanskosten bedraagt de nettoprijs 1,9 eurocent/kWh)

Energiebedrijven willen winst maken, door het feit dat de REB mogelijk niet meer via de energiebedrijven zal worden verrekend kunnen de energiebedrijven hier geen marge meer uit halen. Deze marge zal dus worden gehaald uit de elektriciteitsprijs. Recente marktvergoedingen voor de elektriciteit waarbij de REB 100% wordt doorgegeven komen uit op circa 1,25 tot 1,5 eurocent/kWh. De in het rapport gehanteerde vergoeding sluit dus niet aan op de markt. Op blz. 25 van het rapport ECN-C-03-078 wordt dit ook opgemerkt. Het is dan ook zeer vreemd dat dit niet als uitgangspunt is genomen voor de elektriciteitsprijs bij de vaststelling van de onrendabele top.

[Opm2: Op dit moment (augustus 2003) worden vergoedingen inclusief MEP verstrekt van 8,8 tot 9,2 eurocent/kWh waarbij de REB volledig wordt doorgegeven. Indien hier de MEP en REB vergoeding wordt afgetrokken blijft er een netto bedrag over van 1 tot 1,4 eurocent/kWh. **]**

[Opm3: De energiebedrijven in Nederland hebben een dermate dominante positie dat het niet reëel is te veronderstellen dat zonder wettelijke verplichting terugleververgoedingen tot stand

komen van 2,71 eurocent/kWh. Indien ECN en EZ vast willen houden aan dit bedrag dan zal de vergoeding wettelijk moeten worden vastgesteld (net als in Duitsland).]

2. Geen vertaling naar praktijk m.b.t. financiering en overige zaken

In de brief "beantwoording kamervragen AO19 juni" van 23 juni 2003 heeft de minister van Economische Zaken aangegeven dat bij de uitgebreide marktconsultatie rekening zal worden gehouden met de suggesties ten aanzien van de financierbaarheid van de projecten. Op basis van de voorgestelde MEP vergoeding en de gehanteerde methodiek bij de bepaling van de MEP moet helaas geconstateerd worden dat aan deze uitspraak van de minister van Economische Zaken geen gevolg is gegeven.

- **Financiering – gebruik EIA**

Door het afschaffen van de Vamil zijn leaseconstructies minder aantrekkelijk geworden voor de financiers en komen deze naar onze informatie niet meer voor. Van deze leaseconstructies werd gebruik gemaakt door projectontwikkelaars indien zij zelf geen of onvoldoende winstcapaciteit hadden om gebruik te kunnen maken van de EIA- en Vamil-faciliteiten. Door het wegvallen van de leaseconstructies is het voor deze partijen nagenoeg onmogelijk geworden om gebruik te maken van de EIA. Dit wordt beaamd op blz. 25 van het rapport ECN-C-03-078. Daar staat tevens vermeld dat deze fiscale capaciteit dan maar elders moeten worden ingekocht. Dit is echter niet mogelijk vanwege het feit dat de leaseconstructies niet meer worden toegepast en financiers ook niet bereid zijn dit op een andere wijze mogelijk te maken.

Dit impliceert weer dat ontwikkelaars dit niet van de investering kunnen aftrekken en daardoor een hogere lening moeten afsluiten. Daarmee komen de ontwikkelaars weer in conflict met de eis van de financiers die stellen dat de DSCR gedurende de gehele financieringsperiode minimaal 1,3 moet zijn.

Uit onze berekeningen blijkt dat zelfs bij een niet markt conforme Debt/equity ratio van 80/20 % en op basis van de huidige kentallen de DSCR op een niveau komt van 1,20. Hiermee wordt dus duidelijk aangetoond dat nieuwe windturbineprojecten niet te financieren zijn. Indien rekening wordt gehouden met de overige praktijk situaties zoals een lagere terugleververgoeding en hogere investeringskosten zal dit tot gevolg hebben dat de DSCR nog verder daalt.

Bij de opmerking dat energiebedrijven mogelijk wel voldoende fiscaliteit hebben voor EIA moet rekening worden gehouden dat het overgrote merendeel van de windturbineprojecten niet door energiebedrijven wordt ontwikkeld.

Uit het geheel blijkt dat met de wijze waarop de EIA in het rekenmodel is verrekend absoluut geen rekening is gehouden met de marktsituatie en geen gevolg is gegeven aan de uitspraak van de minister met betrekking tot de financiering.

- **Debt/equity ratio – gangbaar geen eigen vermogen in windturbines**

Bij de kentallen is wederom rekening gehouden met een Debt/equity ratio van 80/20 %. In de gehele windenergie sector is een 100% vreemd financiering gebruikelijk.

In 2002 werd slechts 6% van de 217 MW nieuw geplaatst vermogen gebouwd door energiebedrijven, de rest door projectontwikkelaars, agrariërs, bedrijven en windmolenverenigingen (bron Wind Service Holland). Naar onze informatie werden deze, maar ook projecten van energiebedrijven in 2002 voor het grootste deel voor 100% vreemd gefinancierd.

Het feit dat door het afschaffen van de Vamil de leaseconstructies niet meer voorkomen wil echter nog niet zeggen dat hiermee het 100 % vreemd financieren van windturbineprojecten niet meer gangbaar is. Verschillende grote financiers hebben recentelijk nog aangegeven bereid projecten voor 100 % te financieren. Dit mits er een reële MEP vergoeding tot stand komt. De financiering gebeurt op basis van zekerheden (opstalrecht, verpanding contracten e.d.).

Zeer veel marktpartijen beschikken ook niet over voldoende financiële middelen om het benodigde eigen vermogen in te brengen. Windenergie is namelijk zeer kapitaalsintensief.

De beschikbare gelden worden veelal gebruikt voor de financiering van de langdurige ontwikkelingstrajecten bij windenergie.

De Debt/equity ratio van 80/20 % sluit dus niet aan op de markt. Door het handhaven van deze ratio zorgt ECN dat zeer veel projecten niet meer gerealiseerd zullen worden. Ook wat dit punt betreft is geen gevolg gegeven aan uitspraak van de minister met betrekking tot de financiering.

- **Overige fiscale aspecten**

Uit de berekeningsmethodiek blijkt dat er ondanks het feit dat de onrendabele top van 7,8 eurocent/kWh er fiscaal gezien toch verlies wordt geleden. Tevens blijkt dat dit verlies weer wordt gezien als een verrekenbaar verlies en wordt het zodoende weer berekend alsof het ten goede aan het project. Hiervoor moeten natuurlijk wel de mogelijkheden aanwezig zijn. Evenals hiervoor ook al is opgemerkt inzake de fiscale aspecten rond de EIA is het benutten van verrekenbare verliezen voor de meeste exploitanten ook niet mogelijk. Om deze reden zou dit dan ook niet op deze wijze in het rekenmodel gebruikt mogen worden.

3. Exploitatie na MEP periode

Uit de beantwoording van kamervragen door de minister van Economische Zaken (beantwoording kamervragen AO19 juni) blijkt dat rekening moet worden gehouden dat de REB na de MEP periode niet meer van kracht zal zijn. Dit blijkt tevens uit het rekenmodel van ECN.

Over dit punt willen wij de volgende opmerkingen maken:

- **Geen rekening is gehouden met hogere operationele kosten jaar 11 t/m 15**

De minister van Economische Zaken heeft in de beantwoording van kamervragen (beantwoording kamervragen AO 19 juni) aangegeven dat de waarde van de groene stroom voldoende is om de rest van de investering te kunnen dragen. In de praktijk blijkt dat de kosten per kWh beduidend hoger zijn dan de opbrengsten vanuit de elektriciteit. In de periode na het 10e jaar dient rekening te worden gehouden met hogere onderhoudskosten en met kosten voor renovatie. Hierdoor zullen de operationele kosten stijgen. Dit wordt op blz. 18 van rapport ECN-C-03-074/A ook beaamd. Hiermee is echter geen rekening gehouden in het rekenmodel.

Opmerking:

Indien het al mogelijk zou zijn een turbine te financieren uitgaande van de voorgestelde MEP vergoeding zou een exploitant de turbine na jaar 10 direct verwijderen om te voorkomen dat er geld bij moet.

Onze insteek en dit blijkt ook uit onze berekeningen dat het noodzakelijk is dat (een deel van) de REB ook na het 10^e jaar wordt doorgegeven tot het moment dat de turbine wordt ontmanteld. Op die wijze zal de windturbine 15 tot 20 jaar staan en dit is goedkoper voor EZ dan wanneer de turbine na 10 jaar wordt ontmanteld en weer nieuwe MEP subsidie wordt verkregen voor een windturbine op dezelfde locatie.

4. Voorstellen voor werkbare regeling waarbij markt wordt gestimuleerd

Het valt ons op dat in beide rapporten ECN-C-03-074/A en ECN-C-03-078 diverse essentiële knelpunten wel wordenesignaleerd, maar dat er vervolgens in de uitwerking en de berekeningsmethodiek teneinde de onrendabele top te bepalen niets met deze essentiële knelpunten wordt gedaan. Wij gaan er vanuit dat dit een omissie is tengevolge van de tijdsdruk. In het andere geval zou men ervan uit kunnen gaan dat dit gedaan is om te voorkomen dat de onrendabele top voor 2004 en 2005 uitkomt op een niveau dat hoger is dan de onrendabele top die voor 2003 (die overigens ook op verkeerde uitgangspunten zijn gebaseerd) is berekend en vastgesteld. Dit laatste kunnen wij ons echter niet voorstellen.

Indien wel wordt vastgehouden aan de gehanteerde uitgangspunten zal dit tot consequentie hebben dat windenergie op land in Nederland niet of nauwelijks meer van de grond komt. De enige partijen die wellicht nog mogelijkheden zien zijn de grote energiebedrijven. Daarvoor geldt dat zij beschikken over voldoende eigen vermogen en winstcapaciteit om de EIA te benutten.

De energiebedrijven kijken niet alleen naar de exploitatie van de windturbines, maar ook naar de verkoop van duurzame energie aan hun klanten. In dat totale plaatje is het wellicht economisch gezien nog haalbaar. Dit zou betekenen dat de overheid door deze opstelling de windenergie volledig in handen legt van de energiebedrijven. Signalen wijzen er echter op dat energiebedrijven het eigen vermogen en winstcapaciteit voor andere zaken willen benutten omdat daar een hoger rendement mee te verkrijgen is.

Bij het bepalen van de MEP vergoeding dient ECN verder rekening te houden met het feit dat ontwikkelaars (en ook energiebedrijven) zeer veel kosten maken voordat er een windturbinepark wordt gerealiseerd, maar dat vele projecten uiteindelijk niet door gaan. Kosten van projecten die daadwerkelijk worden gerealiseerd worden uiteraard ten laste van het project gebracht. Echter naast deze kosten dienen ook de kosten van de projecten die niet doorgaan verrekend te worden. Om die reden is het noodzakelijk dat er een bepaalde winstmarge kan worden behaald. Dit geldt ook voor de dekking van het totale risicoprofiel.

In onze beleving is het vreemd dat het ministerie van VROM, alsmede provincies en gemeenten alles in het werk stellen, teneinde de problematiek omtrent de ruimtelijke ordening inzake windenergie op een positieve wijze om te buigen terwijl van de andere zijde het ministerie van EZ door middel van deze MEP-vergoedingsmethodiek windenergie onmogelijk maakt.

Omdat wij rekening houden met een positieve grondhouding van het ministerie van EZ is het van groot belang dat er weer werkbare randvoorwaarden worden geschept om de ontwikkeling van windenergie op land te stimuleren. Hiervoor doen wij onderstaand een aantal suggesties die gezamenlijk kunnen leiden tot een gezond klimaat voor windenergie op land.

Aanbeveling 1 – aanpassing EIA

Er dient een systeem te komen waarbij het mogelijk is dat alle exploitanten gebruik kunnen maken van de EIA. Dit kan zijn het regulier gebruikmaken van de winstcapaciteit, maar voor exploitanten die hiervoor geen mogelijkheid hebben moet de mogelijkheid komen om dit bij aanvang van de exploitatie in de vorm van een toelage of subsidie te verkrijgen. Per saldo zal dit de overheid geen geld kosten, maar zal voor de exploitant betekenen dat er minder vreemd vermogen behoeft te worden aangetrokken.

Aanbeveling 2 – aanpassing uitgangspunten en verhoging MEP

Zoals hiervoor ook al is opgemerkt worden in de ECN rapporten diverse essentiële knelpunten signaleerd. De twee belangrijke punten, de reële marktwaarde voor de elektriciteit en de investeringskosten van nieuwe projecten dienen zeker te worden aangepast. Hierdoor komt de onrendabele top op 9,8 eurocent/kWh en vereist dus een MEP van 6,9 eurocent/kWh.

	ECN	Markt
Elektriciteitsprijs na onbalans	2,11 eurocent/kWh	1,4 eurocent/kWh
Investering	1125 euro/kW	1300 euro/kW
Onrendabele top	7,8 eurocent/kWh	9,8 eurocent/kWh
MEP	4,9 eurocent/kWh	6,9 eurocent/kWh

Daarnaast dienen i.v.m. de financiële haalbaarheid ook de Debt/equity ratio te worden aangepast in het rekenmodel.

Aanbeveling 3 – aanvullende REB na MEP periode

In de periode na de MEP dient een aanvullende REB vergoeding te worden verstrekt waardoor het mogelijk wordt de verhoging van de onderhoudskosten en de eventuele renovatiekosten te kunnen bekostigen. Indien deze vergoeding voldoende hoog zal zijn zal de exploitant de windturbines blijven exploiteren.

Wind Constructors International

In het andere geval zullen de windturbines ontmanteld worden en worden vervangen door nieuwe exemplaren. Hierdoor zal weer een nieuwe aanspraak worden gedaan op de MEP regeling hetgeen voor de Rijksoverheid een grotere uitgave betekent. Uit kosteneffectiviteit is een aanvullende REB na de MEP periode dan ook aan te bevelen.

Wij hopen middels dit schrijven op een duidelijke wijze onze bezwaren en zienswijzen ten aanzien van de voorgestelde MEP regeling voor de jaren 2004 en 2005 aan u kenbaar te hebben gemaakt. Uiteraard zijn wij altijd bereid een mondelinge toelichting en aanvullende gegevens aan u te verstrekken. Wij zouden het ten zeerste op prijs stellen indien ECN gebruik zou willen maken van reële praktijk cijfers en informatie zoals in deze brief genoemd zodat er een gezond klimaat kan ontstaan voor de exploitatie van windenergie op land.

Hoogachtend,
Wind Constructors International

Rene Disseldorp

C.C. Dhr. P. Hondebrink - EZ
Windkoepel

PER MAIL

ECN Beleidsstudies
t.a.v. de heer E. van Sambeek

Onderwerp Opmerking netinpassingskosten t.a.v. MEP 2004/2005
Ons kenmerk WCI/MEP/K07
Uw kenmerk
Telefoon 0251-201973
Van R. Disseldorp
Datum 29 augustus 2003

Geachte heer Van Sambeek,

In aansluiting op onze reactie d.d. 28 augustus 2003 willen wij nog een nadere opmerking maken over de netinpassingskosten en de opbouw van de gemiddelde investeringskosten. Dit kwamen wij deze week tegen bij het doornemen van de ECN notities. Naar onze mening geeft dit een verklaring waarom de Nederlandse investeringskosten voor nieuwe projecten hoger zijn in vergelijking met de kosten in Duitsland over de periode 1999-2001.

Nederlandse situatie

Bij de plaatsing van solitaire windturbines met vermogens onder de 2 MVA (In Noord-Holland) brengt de netbeheerder de aansluittarieven (Dte) in rekening en dient men de kosten te betalen tot de dichtstbijzijnde 10 kV kabel. Deze kabellengtes vallen in deze situatie meestal mee.

Vermogens boven de 2 MVA worden altijd aangesloten op hoogspanningsstations tegen door de Dte goedgekeurde geldende aansluittarieven. Veelal zijn dit kabellengten van 5 tot wel 11 kilometer. Dit hangt af van de locatie en de dichtheid van hoogspanningsstations in een gebied, alsmede de beschikbare capaciteit van een station. Deze kabelkosten kunnen flink oplopen. Ook hiervoor gelden afhankelijk van de netbeheerder vaste door Dte goedgekeurde prijzen (en de jaarlijkse onderhoudskosten per meter).

Uit een eerder vergelijk dat wij hebben verstrekt (WCI-MEP-K05) blijkt dat de netinpassingskosten van een 1,8 MW windturbine 84 euro/kW bedragen, versus 221 euro/kW voor een park van 9 MW. Dit is een verschil van 137 euro/kW.

Duitse situatie

Indien wordt gekeken naar de projectinvesteringen windenergie in Duitsland (ECN-C-03-074/A blz 5) periode 1999-2001 wordt uitgegaan van netaansluitingskosten van 7,3% versus turbine kosten van 78,5%.

In één van de berekeningen die wij hebben gemaakt zijn wij uitgegaan van een solitaire Enercon 1,8 MW turbine met een kostprijs van 1,7 miljoen euro. Bij deze berekening komen de kosten voor de netaansluiting van de solitaire turbine van 1,8 MW uit op 152 duizend euro. (zie eerder afgegeven spreadsheet 18-7-2003, bijlage 2). Als wij dit omrekenen volgens de gegevens van de Duitse windturbines waarbij de turbineprijs 78,5% van de investering bedraagt en de netaansluitingskosten 7,3%, dan komen wij uit op een bedrag van 158 duizend euro. Dit bedrag lijkt enigszins overeen te komen met onze berekening.

Verklaring van de verschillen

Als wij de Duitse gemiddelde investeringskosten voor de netaansluiting (figuur 2.1, blz 5) bekijken en dit relateren aan de Nederlandse kosten hebben wij het idee dat de meeste Duitse windturbines lokaal worden aangesloten. Dit is ook zeer aannemelijk, indien wordt gekeken naar figuur 2.7 van het rapport ECN-C-03-074/A. Hieruit blijkt dat 87,3% van alle Duitse windturbines solitair zijn en deze zullen ongetwijfeld lokaal zijn aangesloten. Ook blijkt uit tabel 2.1 van het zelfde rapport dat het gemiddelde vermogen van de windturbines in Duitsland 651 kW bedraagt. Dit bevestigt ook de stelling dat de meeste windturbines in Duitsland lokaal zijn aangesloten.

Voor de Nederlandse situatie zou dit in principe vergelijkbaar kunnen zijn indien we kijken naar het verleden. Kijken we echter naar de toekomst dan zien we een verschuiving van solitaire windturbines naar windturbineparken. Op blz. 10 en 11 van het genoemde ECN rapport wordt dat ook bevestigd. Dit impliceert dat de netinpassingskosten zullen stijgen vanwege het feit dat deze parken niet meer lokaal kunnen worden aangesloten, maar moeten worden aangesloten op grote transformatorstations waardoor veelal lange kabellengtes van 5 tot 11 km nodig zijn. Deze extra kabelkosten tezamen met de hogere eenmalige aansluitbijdrage zijn er de oorzaak van dat de netinpassingskosten stijgen van bedragen rond de 80 euro/kW naar bedragen tot boven de 200 euro/kW.

Vanwege het gegeven dat de MEP gerelateerd dient te worden aan nieuwe projecten die op dit moment gerealiseerd zouden kunnen worden en op toekomstige projecten is het onterecht dat gekeken wordt naar gegevens uit het verleden. In dit geval kunnen we werkelijk spreken over het vergelijken van appels en peren. Uitgaande van vorenstaande gegevens zullen de netinpassingskosten per kW aanzienlijk stijgen met als gevolg dat de investeringskosten voor windturbineprojecten eveneens aanzienlijk zullen stijgen en dat de gehanteerde 1.125 euro/kW voor 2004 niet overeenkomen met de werkelijkheid. Deze kosten zullen eerder een orde van grootte hebben van 1.200 tot 1.300 euro/kW

Hopelijk hebben wij u kunnen verduidelijken waarom de Nederlandse projectkosten voor nieuwe projecten hoger zijn dan de gemiddelde investeringskosten in Duitsland in de periode 1999 – 2001.

De opmerking in het ECN rapport (blz 8 ECN-C-03-074/A) dat de aansluitkosten in Duitsland zijn gedaald door een toename van het aantal projecten zou kunnen duiden dat de kosten in Duitsland volgens een ander systeem worden verrekend. Door een toename van het aantal projecten in Duitsland zouden grote hoogspanningsstations moeten worden aangepast en zou verwacht mogen worden dat hierdoor deze kosten daardoor ook toenemen. Daarentegen wordt in het genoemde rapport wel geconstateerd dat de netinpassingskosten in Nederland juist stijgen, hetgeen begrijpelijk is gezien het feit dat geconstateerd is dat meer windturbineparken zullen worden gebouwd in plaats van solitaire windturbines.

Wij zouden het ten zeerste op prijs stellen indien u deze aanvullende informatie meeneemt in het kader van de marktconsultatie. Voor mogelijke vragen kunt u uiteraard altijd contact opnemen met ondergetekende.

Hoogachtend,
Wind Constructors International

Rene Disseldorp

CONCEPT
Commentaar van Windkoepel aan ECN
in het kader van marktconsultatie over MEP tarieven 2004/2005

Procedure

1. ECN heeft op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken een marktconsultatie uitgevoerd. Deze marktconsultatie verliep als volgt: het concept advies met onderliggende rapporten was twee dagen voor het overleg beschikbaar op de website van ECN. Tijdens het overleg is medegedeeld dat schriftelijke opmerkingen die voor het eind van de week (= 29 augustus) zouden worden ingezonden, nog zouden kunnen worden verwerkt.
Deze procedure biedt nauwelijks de mogelijkheid voor een onderbouwde, inhoudelijke reactie van de gezamenlijke marktpartijen.
Het onderstaande commentaar wordt wél breed gedragen door de marktpartijen. Helaas ontbrak ons de tijd om op enkele plaatsen concrete getallen in te vullen.
2. ECN heeft toegezegd dat schriftelijke reacties die voor het eind van de week (= 29 augustus) zouden worden ingezonden, samen met het advies integraal ter kennis van het Ministerie van Economische Zaken zullen worden gebracht. Bovendien zal ECN in haar eindrapport worden aangegeven welke reacties tot aanpassingen hebben geleid en welke reacties niet zijn overgenomen met de daarbij behorende verantwoording.
3. In haar concept advies refereert ECN aan reacties of input van marktpartijen. Hierbij is niet duidelijk aangegeven welke marktpartijen dit zijn. De gezamenlijke marktpartijen herkennen zich niet in deze reacties / opmerkingen.
De kans bestaat dat ECN uitspraken doet op basis van de mening van een enkele, niet representatieve marktpartij en/of bijzondere, niet representatieve projecten.
Het is mede om die reden van belang dat ECN in haar eindrapport aangeeft welke partijen welk commentaar hebben gegeven en op welke wijze ECN dit commentaar verwerkt heeft, dan wel waarom ECN het commentaar niet verwerkt heeft.

Algemeen

4. Er is geen aanleiding om nu de MEP vergoedingen naar beneden toe aan te passen. ECN stelt zelf: *Onderkend wordt dat vanuit oogpunt van technologie ontwikkeling een reductie van de MEP tarieven op termijn mogelijk is. Daarnaast kunnen er op de kortere termijn echter andere factoren een rol spelen waardoor de verwachte kosten reducties op de korte termijn niet gerealiseerd worden.*
Zoals hieronder aangegeven zijn de projectinvesteringskosten én de exploitatielasten niet gedaald.
5. Op dit moment is nog geen ervaring opgedaan met de MEP regeling. Dit betreft met name de financiering van projecten op basis van de 18.000 vollasturen en de onzekerheid over de waarde en continuïteit van REB 36i. Marktpartijen hebben bij de vaststelling van het MEP tarief 2003 kenbaar gemaakt dat de door ECN gehanteerde uitgangspunten in belangrijke mate afwijken van de door marktpartijen gehanteerde gegevens. De gevolgen van de 18.000 vollasturen regeling zijn nog onvoldoende duidelijk.
Aanbevolen wordt de MEP tarieven niet te verlagen, voordat de toegezegde evaluatie van de MEP is uitgevoerd en op basis hiervan de doelmatigheid van de stimulans is aangetoond: *Het ondersteuningsniveau dient voldoende te zijn om binnen de categorie windenergie op land daadwerkelijk investeringen van de grond te krijgen.*

REB 36i en vollasturen regeling

6. Handelaren geven de baten op grond van REB 36i niet volledig door aan de producent. Ook is er geen duidelijkheid over de continuïteit van REB 36i. Dat betekent dat investeerders en financiers niet rekenen met baten uit REB 36i. In haar advies over de MEP tarieven rekent ECN met een volledige opbrengst van REB 36i. Slechts in een voetnoot stelt ECN dat dit in een aantal gevallen niet van toepassing is; en dat in die gevallen waar de REB 36i volledig ten goede komt aan de producent de waarde voor de fysieke stroom in het energiecontract is verlaagd. Wij gaan ervan uit dat ECN dit probleem in haar eindrapport helder en duidelijk als voorbehoud onder de aandacht brengt.
7. Na afloop van de MEP periode resteert slechts de waarde van grijze stroom inclusief de korting voor onbalans. Onzekerheid bestaat over de stimulering/steun na 10 jaar of 18.000 vollasturen. Ook volgens ECN is na de MEP periode steun nodig om de (technisch nog lang niet afgeschreven) windturbine in stand te houden. Met lage steun kan de windturbine tegen lage maatschappelijke kosten (lage steun per kWh) nog duurzame energie leveren. Dit is aanzienlijk kosteneffectiever dan technisch goed functionerende windturbines te vervangen door nieuwe met recht op volledige MEP subsidie.
8. Volgens de PwC/Ecofys studies en recente ECN publicaties geeft het vollasturen systeem een aantal ongewenste prikkels. Een veel eleganter en simpeler systeem is de Duitse referentieturbine en opbrengst berekening. Het Ministerie van Economische Zaken heeft echter aangegeven dat in het kader van deze opdracht aan ECN de vollasturen systematiek niet ter discussie staat.

Investeringskosten

9. De beste kustlocaties zijn inmiddels benut. Het is dus noodzakelijk uit te wijken naar meer landinwaarts gelegen locaties. Voor turbines op binnenland locaties blijkt uit een (recente) studie van ECN [figuur 3, ECN-C--03-050] dat de investeringskosten voor de windturbine gemiddeld 20% hoger zijn dan oorspronkelijk door ECN verondersteld, als gevolg van hogere ashoogte en grotere rotor. ECN gaat op basis van historische gegevens uit van circa € 895/kW (uitsluitend de windturbine). Deze gegevens zijn niet getoetst aan de huidige praktijk. De historische gegevens bevatten bijvoorbeeld vrijwel geen turbines op binnenland locaties. Het is niet juist uitspraken over MEP tarieven 2004 en 2005 te baseren op verouderde historische gegevens. De door ECN gehanteerde aanname voor de windturbineprijs in de periode 2004 en 2005 is als gevolg hiervan te laag.
10. De kosten van de netaansluiting tot 3 MVA zijn vastgesteld door de DTe en dus per netbeheerder bekend. Afhankelijk van de netbeheerder gelden boven de 3 MVA of 10 MVA projectspecifieke tarieven voor de aansluiting. ECN gaat uit van een gemiddelde kabellengte van 600 meter voor de aansluiting. De gemiddelde afstand tot een net met voldoende capaciteit is echter veel groter. Bij grotere projecten (> 4 x 1,5 MW) bedraagt deze afstand vaak enkele kilometers. De gegevens in tabel 2.2 [ECN-C--03-074/A] zijn dan ook volledig achterhaald. De werkelijke kosten liggen vaak een factor 2 tot 3 hoger.
11. De kosten van de in het net geplaatste transformator komen voor rekening van de netbeheerder en horen tot de reguliere kosten van de netbeheerder voor aanleg en instandhouding van het net. De kosten van de transformator bij een aansluiting op een hogere spanning dan de windturbines vormt geen onderdeel van de kosten

netaansluiting (behoort niet tot het gereguleerde domein van netbeheerders).
Deze kostenpost lijkt niet meegenomen te zijn in het model van ECN.

12. ECN baseert zich wat betreft de kosten van planontwikkeling op een doorlooptijd van 2 jaar per project. Hierbij is echter uitsluitend rekening gehouden met het traject tussen vergunningaanvraag en vergunningverlening. Het voortraject, dat vaak enkele jaren vergt en waarin veel studies worden uitgevoerd, is hierin niet meegenomen. Het model van ECN gaat daarmee uit van te lage kosten voor planontwikkeling.
13. De kosten van vergunningverwerving nemen de laatste jaren progressief toe als gevolg van toenemende regelgeving. Overheden verlangen rapportages met betrekking tot slagschaduw, geluid, beoordeling Flora- en faunawet, risico-analyses, visualisaties, visual impact, e.d.
De Rijksoverheid draagt hier in belangrijke mate aan bij met haar eigen regelgeving. Naast deze kosten voor vergunningverwerving komen de legeskosten.
Met deze kosten is onvoldoende rekening gehouden in de studie van ECN, nu ECN zich baseert op historische gegevens.
Door de korte periode was het voor de marktpartijen niet mogelijk hiervoor een gemiddeld bedrag per project of per kW aan te geven.
14. De totale investeringskosten (inclusief netaansluiting, ontsluiting e.d.) worden door ECN gesteld op € 1150/kW. Volgens ECN [ECN-C--03-074/A, figuur 2.1] bedragen de kosten van de windturbine 78,5% van de totale investeringskosten. Dit betekent dat de kosten van de windturbine volgens ECN dus € 897/kW bedragen.
Maar zoals hiervoor onder punt 9 aangegeven moet dit ook volgens ECN voor binnenlandlocaties € 1000/kW zijn.
15. De totale investeringskosten (inclusief netaansluiting, ontsluiting e.d.) worden door ECN gesteld op € 1150/kW.
Zoals hiervoor aangegeven is dit investeringsbedrag te laag.

Exploitatielasten

16. In het model van ECN wordt uitgegaan van een vast bedrag voor onderhoudskosten, waarmee kennelijk alle exploitatielasten bedoeld worden. Dit blijkt uit het feit dat in het model van ECN de "overige exploitatiekosten", niet zijnde onderhoudskosten, op nihil worden gesteld.
De opbouw van het vaste bedrag voor alle exploitatielasten is niet aangegeven, waardoor het niet duidelijk welke bedragen voor de verschillende componenten (onderhoud, verzekering, netkosten, eigen verbruik, grond, beheer en administratieve lasten) zijn gebruikt.
17. Als gevolg van hogere investeringskosten stijgen ook de kosten van onderhoud en exploitatie. Deze kosten zijn immers veelal opgegeven als een percentage van de investeringskosten.
18. De onderhoudskosten, inclusief reparaties en eigen risico verzekering, bedragen 3,4% van de investering.
De onderhoudskosten nemen echter toe na afloop van de garantieperiode (2 tot 5 jaar) en vervolgens nogmaals na de eerste tien bedrijfsjaren. Na tien bedrijfsjaren bedragen de onderhoudskosten gemiddeld 5% van de investering.
19. De verzekeringskosten zijn de laatste jaren sterk gestegen. Daarnaast eisen verschillende verzekeraars een grote onderhoudsbeurt na 10 jaar.
In het model van ECN is met deze kosten geen rekening gehouden.

20. De administratieve lasten voor producenten op grond van de Codes en als gevolg van aanmelding en registratie Groencertificatenbeheer en aanmelding en registratie MEP nemen hand over hand toe.
Het model is gebaseerd op historische cijfers en houdt dus geen rekening met deze kosten. De marktpartijen beschikken nog niet over duidelijke cijfers voor deze kosten omdat veel bepalingen pas na 1 januari 2003 zijn ingevoerd.
21. De kosten van eigen verbruik (energie nodig voor de instandhouding van de productie-installatie) zijn sinds 1 januari 2003 sterk verhoogd. Ook de komende jaren zullen deze kosten naar verwachting (Besluit tot wijziging van de TarievenCode) sterk stijgen.
In het model van ECN zijn deze kosten niet meegenomen.
22. De netkosten, c.q. de periodieke aansluitvergoeding, de systeemdiensten, de transportkosten, zijn de laatste jaren sterk gestegen. Ook de komende jaren zullen deze kosten naar verwachting (Besluit tot wijziging van de TarievenCode) sterk stijgen.
In het model van ECN zijn deze kosten niet meegenomen.
23. De kosten voor onderhoud, verzekering, grondgebruik, netkosten en eigen verbruik en management zijn in werkelijkheid geïndexeerd.
De MEP en de vergoeding op grond van het energieafname contract zijn echter niet geïndexeerd. Dit betekent dat uitgaven geïndexeerd zijn en de inkomsten vast zijn.
In het model van ECN is hier echter geen rekening mee gehouden.

Financiering

24. De looptijd van de lening is door ECN gesteld op 10 jaar. In werkelijkheid zal de looptijd altijd korter zijn dan de looptijd van de MEP, dat wil zeggen korter dan de periode tot 18.000 vollasturen.
25. De verhouding Vreemd Vermogen : Eigen Vermogen is door ECN gesteld op 80:20.
In de praktijk is deze verhouding inclusief EIA hoger: 65:35.
26. Verstrekkers van vreemd vermogen stellen bepaalde rendementseisen. Deze eisen zijn gekoppeld aan de risico's in het project (onzekerheid REB 36i; onzekerheid na MEP periode; nieuwe, nog niet bewezen turbines). Worden deze eisen niet gehaald dan moet of meer Eigen Vermogen in het project of het rentepercentage neemt toe of de debt service cover ratio (DSCR) neemt toe.
Deze variabelen worden echter in het ECN model verondersteld vast te zijn.
27. Volgens ECN wordt de EIA volledig toegekend aan het project. In de praktijk kunnen investeerders (met name agrariërs) het volledige EIA voordeel niet altijd benutten. Indien deze investeerders het EIA voordeel zo volledig mogelijk willen benutten, moeten zij andere partijen met voldoende belastingcapaciteit bij het project betrekken. Deze partijen vragen daarvoor een vergoeding, hetgeen betekent dat het EIA voordeel niet volledig ten goede komt aan het project.
28. Ten behoeve van de financiering moet vooraf duidelijkheid bestaan over de van toepassing zijnde MEP tarieven. Hoewel dit buiten de opdracht van ECN valt, is het van belang dat binnen de huidige regeling de mogelijkheid wordt gecreëerd een MEP subsidie toekenning van EnerQ te krijgen voordat opdrachten voor de bouw zijn verstrekt en dus voordat de EAN codes bekend zijn.

Onrendabele top en MEP tarieven

29. Tijdens de marktconsultatie stelde ECN herhaaldelijk dat zij geen advies uitbrengt over de hoogte van de MEP tarieven, maar slechts de onrendabele top berekend. Niettemin vermeld tabel 1.1 indicatieve MEP tarieven.
Het model van ECN berekent de onrendabele top en adviseert op basis daarvan over de MEP tarieven. De onrendabele top is een niet helder gedefinieerd uitgangspunt. Het rendement is afhankelijk van risico's en onzekerheden (onzekerheid REB 36i; onzekerheid na MEP periode; nieuwe, nog niet bewezen turbines) en van alternatieve mogelijkheden voor investeerders.
30. De vertaling van de onrendabele top naar MEP tarieven wordt in belangrijke mate bepaald door de waarde die wordt toegekend aan REB 36i.
Zie punt 6 hiervoor.